

В.А.БОРОВИКОВ, В.К.КОСАРЕВ, Г.А.ХОДОТ

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

ИЗДАНИЕ ТРЕТЬЕ, ПЕРЕРАБОТАННОЕ

Допущено
Министерством энергетики и электрификации СССР
в качестве учебника для учащихся энергетических и
энергостроительных техникумов



«ЭНЕРГИЯ» Ленинград · 1977

Рецензент Ленинградский энергетический техникум

Боровиков В. А. и др.

Б 88 Электрические сети энергетических систем. Учебник для техникумов. Изд. 3-е, переработанное. Л., «Энергия», 1977.

392 с. с ил.

Перед загл. авт.: В. А. Боровиков, В. К. Косарев, Г. А. Ходот.

В книге изложена теория расчетов электрических сетей и даны основы механических расчетов проводов воздушных линий электропередачи; рассмотрены вопросы проектирования сетей различных напряжений и режимы их работы в составе энергосистемы; даны сведения о конструктивном выполнении воздушных и кабельных линий и приведено описание дальних электропередач переменного и постоянного тока.

Книга является учебником для учащихся энергетических техникумов и может быть использована как учебное пособие студентами вузов, не специализирующимися в области передачи электрической энергии. Книга также может представлять интерес для ИТР, работающих по проектированию и эксплуатации электрических сетей.

Б $\frac{30311-123}{051(01)-77}$ 45-77

6П2.13

© Издательство «Энергия», 1977

ПРЕДИСЛОВИЕ

Настоящая книга является учебником по курсу «Электрические сети и системы» для средних специальных учебных заведений по специальностям «Электрические сети и системы» (0301), «Релейная защита и автоматика энергосистем» (0302) и «Монтаж электрооборудования станций и подстанций» (0316).

Книга представляет собой переиздание учебника «Электрические сети и системы» тех же авторов, вышедшего вторым изданием в 1968 г. В настоящем, третьем, издании по предложению Управления учебных заведений Министерства энергетики и электрификации СССР уменьшен объем сведений о работе энергосистем (опущены сведения о регулировании частоты в системах и устойчивости параллельной работы электростанций) за счет некоторого расширения основ расчета районных электрических сетей. В соответствии с этими коррективами изменено и название книги. Из книги также изъяты основы расчета деревянных опор, устойчивости железобетонных свай и фундаментов, подробное изучение которых проводится по другим источникам.

Материал расположен в книге по возможности в той же последовательности, в какой он изучается в техникумах. Книга разбита на четыре более или менее самостоятельные части.

В первой части («Общие сведения об электрических сетях и системах») приведены основные понятия об элементах электрических сетей, стандартных напряжениях и режиме нейтрали в сетях, а также освещены вопросы конструктивного устройства и особенностей эксплуатации электрических сетей. Этот раздел касается всех воздушных и кабельных сетей, как местных, так и районных.

Вторая часть («Местные электрические сети») содержит исчерпывающие сведения о технико-экономических и электрических расчетах местных сетей. Здесь же рассмотрены вопросы оценки надежности проектных решений по сетям, себестоимость передачи электрической энергии и мероприятия по снижению потерь электроэнергии. Расчеты замкнутых сетей даны здесь лишь применительно к простым сетям, поскольку сложные сети напряжением до 35 кВ включительно на практике весьма редки, а сложные сети напряжением до 1000 В рассчитываются упрощенными приемами, описанными в конце части.

Третья часть («Районные электрические сети») посвящена расчетам линий электропередачи напряжением 110—330 кВ. Здесь же приводятся основные понятия по расчету линий высшего напряжения (линий большой протяженности), даны расчеты простых и сложных сетей электрических систем и краткие сведения о применении для этой цели ЭВМ. Расчету районных сетей предшествуют сведения об активной и реактивной проводимостях линий, а также о параметрах трансформаторов и автотрансформаторов, и о потерях мощности в них. Понятие о режиме работы электрических сетей в составе энергосистемы, а также основы и способы регулирования напряжения и реактивной мощности в электрических системах изложены в конце части.

В четвертой части книги («Механическая часть воздушных линий») приведены расчеты однородных и сталесплавных проводов. Все расчеты выполнены в международной системе единиц (СИ). Разобраны также некоторые вопросы проектирования воздушных и кабельных линий.

Приложения к учебнику содержат справочные таблицы по всем вопросам, относящимся к расчету сетей, изложенным в книге. Конструктивные и расчетные данные по проводам, а также параметры трансформаторов и другого оборудования даны с учетом действующих ГОСТ.

Часть первая книги написана В. А. Боровиковым (глава 1) и В. К. Косаревым (глава 2), часть вторая — Г. А. Ходотом, часть третья — В. А. Боровиковым, часть четвертая — В. К. Косаревым. Приложения составлены Г. А. Ходотом. Необходимо при этом отметить, что содержание всех глав книги просматривалось и обсуждалось коллективно всеми авторами.

Авторы выражают благодарность рецензентам книги преподавателям Ленинградского энергетического техникума инженерам Г. П. Боровикову, Н. А. Липп и другим за ценные замечания, сделанные при просмотре рукописи.

Отзывы о книге просьба направлять по адресу: 192041, Ленинград, Д-41, Марсово поле, д. 1, Ленинградское отделение издательства «Энергия».

Условные обозначения

- a — среднее геометрическое расстояние между проводами одной фазы линии;
 B — магнитная индукция;
 B, b — реактивная (емкостная) проводимость электрических цепей;
 b — толщина стенки гололеда;
 C, c — электрическая емкость;
 D — расстояние между проводами фаз линии передачи;
 d — диаметр провода;
 E — напряженность электрического поля; электродвижущая сила; модуль упругости;
 E_n — нормативный коэффициент эффективности;
 F — площадь поперечного сечения провода;
 F_a, F_c — площадь поперечного сечения алюминиевой и стальной частей сталеалюминиевого провода;
 f — частота электрического тока; стрела провеса провода (в механических расчетах);
 G, g — активная проводимость электрических цепей; масса провода, гирлянд изоляторов;
 H — напряженность магнитного поля;
 H, h — высота опоры; высота подвески провода;
 I, i — электрический ток (сила тока);
 l — плотность электрического тока; $\sqrt{-1}$;
 k — коэффициенты трансформации, спроса, загрузки, одновременности и др.;
 L — коэффициент самондукции; длина провода в пролете (в механических расчетах);
 l — длина (линии, проводов, тросов);
 N — число трансформаторов на подстанции;
 P, p — активная мощность электрической цепи; вероятность аварийного состояния;
 Q — скоростной напор ветра;
 Q, q — реактивная мощность электрической цепи;
 R, r — активное сопротивление электрической цепи; разрывное усилие провода;
 r — радиус проводов;
 S, s — полная мощность электрической цепи;
 T, t — время; время использования максимума нагрузки;
 T — сила тяжения провода или троса;
 T_0 — срок окупаемости;
 U — электрическое напряжение (линейное);
 U_n — номинальное напряжение (линейное);
 U_ϕ — электрическое напряжение (фазное);
 U_m — амплитудное значение напряжения;
 u_k — напряжение короткого замыкания;
 W — электрическая энергия;
 X, x — реактивное сопротивление электрической цепи;
 Z, z — полное сопротивление электрической цепи;
 Z_c — волновое сопротивление линии;
 α — температурный коэффициент линейного расширения; коэффициент выгодности автотрансформаторов; отношение пускового тока к току плавкой вставки; коэффициент затухания амплитуды волны; процентные отчисления от капитальных

затрат; защитный угол троса;

β — коэффициент загрузки трансформатора; удельная стоимость электроэнергии; коэффициент фазы волны;

γ — удельная электрическая проводимость; удельная механическая нагрузка провода; коэффициент распространения волны;

$\Delta U, \Delta U_{\phi}$ — продольная составляющая падения напряжения;

$\delta U, \delta U_{\phi}$ — поперечная составляющая падения напряжения;

δ — угол диэлектрических потерь; угол сдвига между напряжением и э.д.с.;

ϵ — диэлектрическая проницаемость;

η — коэффициент полезного действия (к. п. д.);

θ — температура;

λ — волновая длина линии электропередачи; длина гирлянды изоляторов; удельная аварийность;

μ — магнитная проницаемость;

ρ — удельное электрическое сопротивление;

σ — механическое напряжение в проводе (тросе);

$\sigma_{н}$ — предельное сопротивление при разрыве провода;

$\sigma_{д}, \sigma_{ф}$ — допустимое напряжение; фиктивное напряжение комбинированного провода;

τ — время максимальных потерь электрической энергии;

φ — угол сдвига между током и напряжением (разность фаз);

Φ — магнитный поток;

ω — угловая частота;

Z — приведенные затраты;

I — ежегодные расходы (издержки) на эксплуатацию;

K — капитальные вложения;

$P_{н}$ — суммарные годовые отчисления;

$У$ — величина народнохозяйственного ущерба.

Принятые сокращения

ЛТ — автотрансформатор;

ВН — высшее напряжение;

ВЛ — воздушная линия электропередачи;

ИП — источник питания;

ЛЭП — линия электропередачи;

НН — низшее напряжение;

ППТ — передача постоянного тока;

ПТЭ — правила технической эксплуатации электрических станций и сетей;

ПУЭ-66 — Правила устройства электроустановок. Изд. 1966 г.;

РТ — регулировочный автотрансформатор;

СК — синхронный компенсатор;

СН — среднее напряжение;

т. к. з. — ток короткого замыкания;

ТП — трансформаторная подстанция;

т. х. х. — ток холостого хода;

УБК — управляемая батарея конденсаторов;

ЦП — центр питания.

ГЛАВА ПЕРВАЯ

ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

1-1. Развитие электрических сетей и систем

Возникновение науки о передаче энергии на большие расстояния следует отнести к 1880 г., когда Д. А. Лачинов дал первое теоретическое обоснование этого вопроса в статье «Электромеханическая работа», опубликованной в журнале «Электричество». В 1882 г. М. Депре спроектировал и построил одну из первых в мире линий электропередачи постоянного тока Мюнхен — Мюнхен протяженностью 57 км. По линии передавалась мощность немного более 2 кВт при напряжении 1,5—2 кВ. Передача большей мощности была связана с необходимостью повысить напряжение электропередачи, что могло быть достигнуто лишь увеличением числа последовательно включенных генераторов. Кроме того, отсутствие средств для снижения напряжения у приемников делало невозможным использование электрической энергии для освещения, для питания мелких промышленных установок и для других нужд.

В 1882 г. Н. Ф. Усагин на Всероссийской промышленной выставке применил трансформатор для питания свечей П. Н. Яблочков. После этого передачу и распределение энергии от электростанций стали осуществлять однофазным переменным током, который, однако, также не получил широкого распространения из-за трудностей, связанных с пуском однофазных электродвигателей.

Новый путь в развитии передачи электрической энергии открыл М. О. Доливо-Добровольский, который в 1888 г. изобрел трехфазный генератор переменного тока и асинхронный трехфазный двигатель. В 1891 г. им была осуществлена первая электропередача трехфазного тока Лауфен — Франкфурт протяженностью 175 км, по которой передавалась мощность 230 кВт·А при напряжении сначала 15, а затем 28 кВ. После этого развитие техники передачи

энергии по линиям трехфазного тока характеризовалось непрерывным ростом напряжений, передаваемых мощностей и дальности передачи. К 1910 г. были освоены линии электропередачи напряжением 110 кВ, к 1920 г. — линии 220 кВ. В 1952 г. в Швеции введена в эксплуатацию первая линия электропередачи напряжением 380 кВ, а в 1959 г. в СССР — первая в мире электропередача напряжением 500 кВ Волжская ГЭС имени XXII Съезда КПСС — Москва. В 1965 г. в Канаде введена первая очередь электропередачи Маникуаган — Монреаль напряжением 735 кВ, а в 1967 г. в СССР — опытно-промышленная линия передачи Конаковская ГРЭС — Москва напряжением 750 кВ. В 1969 г. в США введена в эксплуатацию первая линия напряжением 765 кВ.

Широкое строительство линий электропередач в нашей стране началось после Великой Октябрьской социалистической революции в соответствии с планом ГОЭЛРО, разработанным в 1920 г. по инициативе В. И. Ленина. Были построены и введены в эксплуатацию линии передачи напряжением 110 и 154 кВ, а в 1933 г. вошла в строй электропередача СвирьГЭС — Ленинград напряжением 220 кВ. К 1935 г. план ГОЭЛРО был перевыполнен почти в три раза, а к началу Великой Отечественной войны Советский Союз имел развитое энергетическое хозяйство: протяженность высоковольтных сетей составляла десятки тысяч километров.

Особенно бурное развитие энергетики нашей страны началось в 1951 г. после окончания восстановительных работ по ликвидации разрушений, причиненных фашистскими захватчиками. Ежегодная выработка электроэнергии за 10 лет увеличилась в 3,3 раза. В 1956—1958 гг. была введена в эксплуатацию двухцепная электропередача 400 кВ от Волжской ГЭС имени В. И. Ленина в Москву протяженностью 900 км, а затем (1959 г.) линия 400 кВ от этой же ГЭС до Свердловска. В последующем эти линии были переведены на напряжение 500 кВ. В 1961 г. полностью завершено сооружение двухцепной электропередачи 500 кВ Волжская ГЭС имени XXII Съезда КПСС — Москва и к 1965 г. построен ряд линий 500 кВ в Центральной Сибири.

Годовое производство электроэнергии в СССР в последующие 10 лет увеличилось в 2,5 раза и к началу 1971 г. достигло 740 млрд. кВт·ч. К этому времени в стране было сооружено 12 тыс. км линий напряжением 330 кВ и около 14 тыс. км линий 500 кВ.

На основе построенных линий электропередачи 330—500 кВ были образованы крупные объединения энергетических систем (ОЭС) в разных частях страны, а в 1969 г. закончено объединение всех энергосистем Европейской части СССР в Единую европейскую энергетическую систему (ЕЕЭС). Уже в то время ЕЕЭС была самой крупной в мире энергосистемой с генерируемой мощностью более 120 млн. кВт, управляемой из единого оперативного центра. Крупными энергетическими объединениями являются также энергетические системы Сибири, Средней Азии, Южного Казахстана.

Объединение энергетических систем на параллельную работу позволило сооружать электрические станции с единичной мощностью 2400 МВт и более с крупными энергетическими блоками до 800 тыс. кВт.

В период 1971—1975 гг. продолжалось ускоренное развитие электроэнергетики. Годовое производство электроэнергии к началу 1976 г. достигло 1038 млрд. кВт·ч, а установленная мощность электростанций 218 млн. кВт, из которых более чем 150 млн. кВт объединено в Единую энергетическую систему (ЕЭС). В 1975 г. введены в эксплуатацию новые линии напряжением 750 кВ.

Основными направлениями развития народного хозяйства СССР на 1976—1980 годы, принятыми XXV съездом КПСС, предусматривается в 1980 г. производство электроэнергии 1340—1380 млрд. кВт·ч и доведение мощности электростанций до 285—288 млн. кВт с установкой на них энергетических блоков по 500 и 800 тыс. кВт. Предусматривается опережающее развитие атомной энергетики в Европейской части СССР путем строительства крупных атомных электростанций с реакторами единичной мощностью 1—1,5 млн. кВт. Будут продолжены работы по объединению энергосистем Сибири и Средней Азии с Европейской энергетической системой и сооружению магистральных линий электропередачи переменного тока напряжением 500, 750 и 1150 кВ.

Исследовательские работы показывают, что передача больших мощностей на расстояние свыше 1500 км постоянным током становится экономически более выгодной, чем передача переменным током.

В прошлом веке в технике передачи электрической энергии постоянный ток уступил место переменному трехфазному току из-за трудностей получения мощных источников электрической энергии высокого напряжения постоянного тока и распределения переданной мощности на приемном конце. В настоящее время разработаны и испытаны схемы и аппаратура для выпрямления переменного тока высокого напряжения в постоянный и для обратного превращения (инвертирования) его в переменный. Это дало возможность осуществить линии передачи постоянного тока очень высоких напряжений с большой пропускной способностью.

На базе широко проведенных исследований построена и введена в эксплуатацию электропередача постоянного тока Волжская ГЭС имени XXII съезда КПСС — Донбасс напряжением 800 кВ (д. 400 кВ), протяженностью 473 км и пропускной способностью 720 МВт. Ведутся работы по созданию линии электропередачи постоянного тока напряжением 1500 кВ протяженностью около 2500 км с пропускной способностью 6 млн. кВт. Эта линия свяжет центральные районы страны с Экибастузским угледобывающим районом в Казахстане, где будет построен каскад тепловых электростанций мощностью по 4000 МВт.

При передаче больших количеств электроэнергии из Сибири в европейские районы страны нужны линии еще более высокого

напряжения. Так, для передачи энергии в центр на расстояние 4000 км с Канско-Ачинского месторождения угля, где намечается построить электростанции общей мощностью первой очереди до 40 млн. кВт, потребуется сооружение линий постоянного тока напряжением 2200 кВ.

Столь высокое напряжение при обычных конструкциях линий электропередачи является предельно допустимым. Поэтому в СССР и за рубежом ведутся разработки новых типов электропередач, как, например, кабельные линии в трубах с газовой изоляцией, криогенные линии с использованием явления сверхпроводимости, трубчатые волноводы с использованием электромагнитных колебаний сверхвысокой частоты.

Линии в трубах с использованием сжатых газов представляются наиболее перспективными для передачи больших мощностей с помощью трехфазного тока. Алюминиевые (или стальные) трубы большого диаметра, по оси которых на изолирующих распорках размещается трубчатый токопровод, заполнены изолирующим сжатым газом (азот с 10%-ной добавкой элегаза). При оптимальном соотношении диаметров внешней и внутренней алюминиевых труб каждой фазы (2,5/1,25 м) и давления газа 3 МПа (30 кгс/см²) номинальное напряжение электропередачи может быть доведено до 4000 кВ, а передаваемая мощность до 300 ГВт. Разумеется, что подстанции такой электропередачи также должны быть герметичными, с газовым заполнением.

1-2. Структура электрических сетей и систем. Определения

По технико-экономическим соображениям все электростанции, расположенные в данном экономическом районе, посредством линий электропередачи различных напряжений соединяются между собой для параллельной работы на общую нагрузку. Такое объединение электростанций, линий электропередачи, подстанций и тепловых сетей, связанных общностью режима и непрерывностью процесса производства и распределения электрической и тепловой энергии, называется **энергетической системой** (энергосистемой).

Отдельные районные энергетические системы соединяются между собой линиями электропередачи высокого напряжения с большой пропускной способностью, в результате чего образуются **единицы энергетические системы (ОЭС)** — части Единой энергетической системы СССР (ЕЭС).

Часть энергетической системы, состоящая из генераторов, распределительных устройств, подстанций, линий электропередачи различных напряжений и электроприемников, называется **электрической системой**.

Электрическими сетями называется совокупность воздушных и кабельных линий электропередачи и подстанций, работающих на определенной территории (ГОСТ 19431—74). Элек-

трическая сеть служит для передачи электроэнергии от места ее производства к местам потребления и распределения ее между потребителями.

Под линией электропередачи (ЛЭП) любого напряжения (воздушной или кабельной) понимается электроустановка, предназначенная для передачи электрической энергии.

Передача больших количеств электрической энергии на значительные расстояния возможна и экономически целесообразна только по линиям электропередачи высокого напряжения. С этой целью электрическая энергия, вырабатываемая генераторами, преобразуется в энергию высокого напряжения при помощи трансформаторов, устанавливаемых непосредственно на электростанциях. Подстанции, на которых производится эта трансформация, называются **п о в ы с и т е л ь н ы м и** или **п и т а ю щ и м и** трансформаторными подстанциями. Приемные же подстанции, преобразующие электрическую энергию с напряжения, при котором она передавалась по линиям передачи, до напряжения присоединенной к подстанции распределительной сети, называются **п о н и з и т е л ь н ы м и** или **п р и е м н ы м и** трансформаторными подстанциями.

На приемных подстанциях электрическая энергия может трансформироваться одновременно на два или более различных напряжения, соответственно напряжениям присоединенных к ним распределительных сетей или отдельных линий электропередачи. От этих сетей, в свою очередь, питаются другие подстанции, трансформирующие энергию на еще более низкое напряжение, вплоть до напряжения, на котором присоединяются электроприемники различного назначения. Таким образом приемные подстанции высокого напряжения одновременно могут быть и питающими.

Электроустановки, прием и распределение электроэнергии в которых производится на одном и том же напряжении, т. е. без ее трансформации, называются **р а с п р е д е л и т е л ь н ы м и** или **п е р е к л ю ч а т е л ь н ы м и** пунктами (РП).

Для передачи энергии постоянным током, кроме распределительного устройства высокого напряжения переменного тока, на питающем конце электропередачи сооружается преобразовательный **в ы п р я м и т е л ь н а я** подстанция, преобразующая переменный ток в постоянный, а на приемном конце — аналогичная **о б ъ е к т о р н а я** подстанция, преобразующая постоянный ток в переменный.

Линии электропередачи большой пропускной способности напряжением 330—750 кВ, связывающие между собой отдельные электрические системы, называются **м е ж с и с т е м ы м и** **с в я з ь м и**, а комплекс электроустановок, состоящий из линий электропередачи, трансформаторных или преобразовательных подстанций, переключательных пунктов, участвующих в процессе передачи электрической энергии на расстояние, называется **э л е к т р о п е р е д а ч е й** переменного или, соответственно, постоянного тока.

Источником питания (ИП) называется электроустановка, от которой осуществляется питание электроэнергией потребителей — приемников электрической энергии предприятий или организаций. Распределительные устройства генераторного напряжения электростанций или вторичного напряжения приемных подстанций, с регулированием напряжения под нагрузкой, называются также центрами питания (ЦП).

Электроснабжение потребителей в СССР, как правило, централизованное, т. е. производится от энергетических систем.

Электрические сети общего назначения (т. е. исключая специальные, как, например, тяговые, автономных передвижных установок и др.) в схеме электроснабжения потребителей электрической

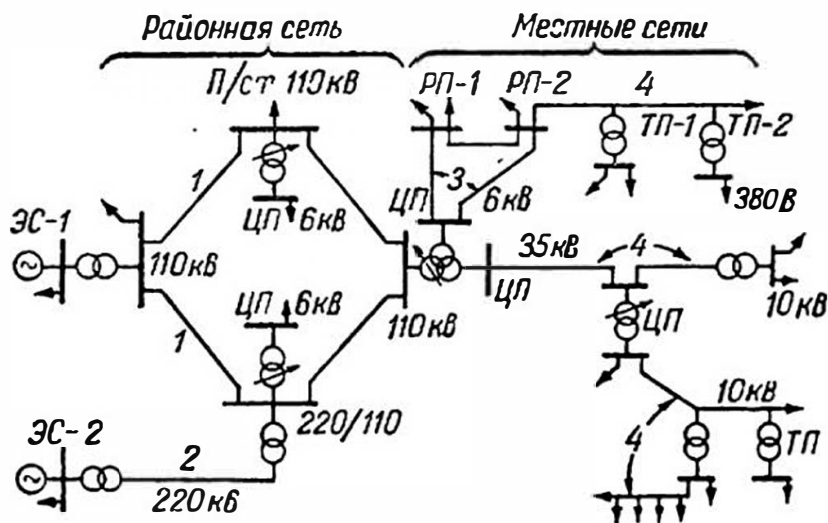


Рис. 1-1. Схема районной и местных электрических сетей энергосистемы

энергии в соответствии с их назначением условно можно разбить на две группы:

1. Местные электрические сети (коммунальные, фабрично-заводские, сельскохозяйственные и др.), обслуживающие небольшие районы с относительно малой плотностью нагрузки и радиусом действия 15—30 км, напряжением до 35 кВ включительно, а также небольшой протяженности глубокие вводы напряжением 110 кВ на промышленные предприятия.

2. Районные электрические сети, охватывающие большие районы и связывающие электростанции электрической системы между собой и с центрами нагрузок, напряжением 110 кВ и выше.

На рис. 1-1 представлена схема электрических сетей системы в упрощенном виде, из которой можно усмотреть взаимную связь между сетями обеих групп. Электрическая энергия от электростанций (ЭС) к центрам нагрузки подается через линии электропередачи 1, входящие непосредственно в районную сеть, и через электропередачу 2, состоящую из питающей и приемной трансформаторных подстанций и соединяющей их линии электропередачи. Район-

ные сети большей частью образуют замкнутые контуры, что повышает надежность электроснабжения потребителей. Приемные подстанции, как правило, оборудуются трансформаторами с регулированием напряжения под нагрузкой и, следовательно, являются центрами питания распределительных сетей (ЦП).

От ЦП электроэнергия либо подводится к распределительным пунктам (РП) электрических сетей и далее распределяется на том же напряжении между электроустановками потребителей, либо поступает в трансформаторные подстанции (ТП), где трансформируется на низшее напряжение, после этого распределяется между отдельными потребителями.

Линия электропередачи 3, идущая от ЦП к РП или непосредственно к подстанции, без распределения электроэнергии по ее длине, называется питающей, а линия электропередачи 4, к которой вдоль ее длины присоединено несколько трансформаторных подстанций или вводов к электроустановкам потребителей, именуется распределительной.

1-3. Номинальные напряжения электрических сетей и электрооборудования

Номинальным напряжением U_n источников и приемников электроэнергии (генераторов, трансформаторов) называется то напряжение, на которое они рассчитаны в условиях нормальной работы. Каждая электрическая сеть характеризуется номинальным напряжением приемников электроэнергии, которые от нее питаются.

Номинальные напряжения электрических сетей и присоединяемых к ним источников и приемников электрической энергии устанавливаются государственными стандартами (ГОСТ).

Для электрических сетей трехфазного переменного тока общего назначения напряжением до 1000 В и присоединяемых к ним источников и приемников электроэнергии ГОСТ 721—74 устанавливает следующие значения номинальных напряжений (указаны два значения — междуфазное и фазное), В:

Сети и приемники	(220/127);	380/220;	660/380
Источники	(230/133);	400/230;	690/400

В табл. 1-1 приведены номинальные и наибольшие рабочие напряжения электрических сетей, генераторов и трансформаторов общего назначения напряжением свыше 1000 В, принятые ГОСТ 721—74.

Номинальное напряжение генераторов по условиям компенсации потери напряжения в питаемой ими сети принимается на 5% больше номинального напряжения этой сети (см. табл. 1-1). Для генераторов большой мощности приняты также номинальные напряжения 13,8; 15,75; 18; 20; 24 и 27 кВ.

Номинальные междуфазные напряжения трехфазного тока, кВ (ГОСТ 721—74)

Сети и приемники	Генераторы и синхронные компенсаторы	Трансформаторы и автотрансформаторы				Наибольшее рабочее напряжение
		без РПН		с РПН		
		первичные обмотки	вторичные обмотки	первичные обмотки	вторичные обмотки	
(3)	(3,15)	(3 и 3,15)	(3,15 и 3,3)	—	(3,15)	(3,6)
6	6,3	6 и 6,3	6,3 и 6,6	6 и 6,3	6,3 и 6,6	7,2
10	10,5	10 и 10,5	10,5 и 11,0	10 и 10,5	10,5 и 11,0	12,0
20	21,0	20	22	20 и 21,0	22,0	24,0
35	—	35	38,5	35 и 36,75	38,5	40,5
110	—	—	121	110 и 115	115 и 121	126
(150)	—	—	(165)	(158)	(158)	(172)
220	—	—	242	220 и 230	230 и 242	252
330	—	330	347	330	330	363
500	—	500	525	500	—	525
750	—	750	787	750	—	787

Примечание. Номинальные напряжения, указанные в скобках, для вновь проектируемых сетей не рекомендуются.

РПН — регулирование напряжения под нагрузкой.

Для трансформаторов и автотрансформаторов ГОСТ предусматривает две шкалы напряжений: одна для трансформаторов со встроенным регулированием напряжения под нагрузкой (РПН) и другая для трансформаторов без РПН. К числу последних, как правило, относятся повышающие трансформаторы, устанавливаемые на электростанциях. Для изменения коэффициента трансформации эти трансформаторы снабжаются ответвлениями от вторичной обмотки, обеспечивающими регулирование напряжения в пределах $\pm 2 \times 2,5\% U_n$. Переключение ответвлений производится без возбуждения (ПБВ), т. е. при отключенном трансформаторе. Повышающие трансформаторы напряжением 330 кВ и выше выпускаются без регулировочных ответвлений.

Трансформаторы и автотрансформаторы с РПН выпускаются с ответвлениями от обмотки высшего напряжения для регулирования напряжения под нагрузкой в пределах $\pm (12—16)\% U_n$ ступенями по $1,5—2\% U_n$. Эти трансформаторы предназначены главным образом для установки на приемных подстанциях электрических сетей, но при соответствующем выборе напряжений обмоток (в пределах ГОСТ) могут применяться и на электростанциях в качестве повышающих. Сетевые трансформаторы напряжением 6—10 кВ, мощностью 25—630 кВ·А изготавливаются только с ПБВ.

Номинальные напряжения трансформаторов и автотрансформаторов устанавливаются для первичной и вторичной обмоток при холостом ходе (х.х.) трансформатора и относятся к основному ответвлению обмотки ($\pm 0\% U_n$).

Первичная обмотка трансформатора является приемником электрической энергии и поэтому для повышающих трансформаторов ее номинальное напряжение равно номинальному напряжению генератора соответствующего класса напряжений. Напряжение первичной обмотки трансформаторов с РПН равно номинальному напряжению питающей сети или несколько (примерно на 5%) выше его.

Вторичная обмотка трансформатора является питающей для сети, которая к ней присоединена. С учетом частичной компенсации потери напряжения в питаемой сети напряжение вторичных обмоток трансформаторов должно быть при нагрузке несколько выше номинального напряжения присоединенной к ней сети. Но так как при нагрузке происходит потеря напряжения

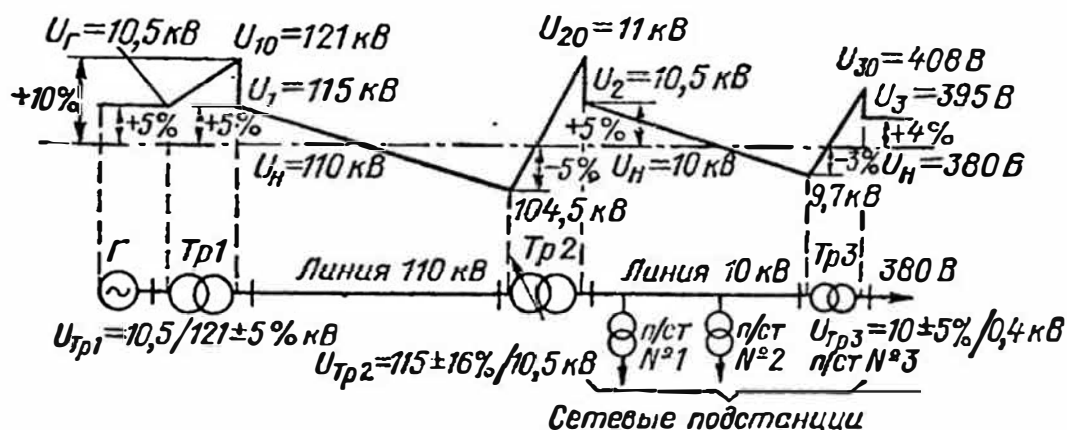


Рис. 1-2. График напряжений в сети 110/10/0,38 кВ U_{10}, U_{20}, U_{30} — напряжения трансформаторов при холостом ходе; U_1, U_2, U_3 — то же при нагрузке

и в самом трансформаторе, то номинальное напряжение вторичных обмоток трансформаторов принимается на 10 или 5% выше номинального напряжения сети, причем в последнем случае допускается длительная работа трансформатора с повышенным по сравнению с номинальным рабочим напряжением первичной обмотки или отщепления обмотки.

Для пояснения взаимосвязи номинальных напряжений сетей, источников и приемников электрической энергии в качестве примера на рис. 1-2 приведена сеть трех ступеней напряжений: 110, 10 и 0,38 кВ и дано графическое изображение действительных напряжений по участкам при нагрузке сети, которое в целях наибольшей наглядности выполнено в масштабе одного, приведенного к базисному, напряжению U_6 .

Чтобы напряжения привести к одному базисному U_6 , их умножают на коэффициент трансформации, равный отношению $U_6/U_{н.}$ Горизонтальная пунктирная линия (рис. 1-2) изображает номинальное напряжение всей сети, приведенное к U_6 (например, к номинальному напряжению сети первой ступени, равному 110 кВ).

Номинальное напряжение первичной обмотки повышающего трансформатора Тр1 равно номинальному напряжению генератора $U_G = 10,5 \text{ кВ}$, а номинальное напряжение вторичной его обмотки $U_{10} = 121 \text{ кВ}$, на 10% выше номи-

нального напряжения питаемой сети, что обеспечивает при полной нагрузке трансформатора напряжение на его зажимах $U_1 = 115$ кВ, т. е. на 5% выше номинального напряжения линии 110 кВ.

Исходя из обычного значения потери напряжения в протяженной линии 110 кВ в 10% $U_{\text{н}}$, найдем, что при работе Тр2 на основном ответвлении ($\pm 0\%$ $U_{\text{н}}$), т. е. с коэффициентом трансформации $k = 115/10,5$, напряжение на зажимах его вторичной обмотки при холостом ходе трансформатора будет

$$U_{20} = \frac{104,5 \cdot 10,5}{115} = 9,5 \text{ кВ.}$$

Такой низкий уровень напряжения в распределительной сети 10 кВ не может обеспечить нормальную работу потребителей. Пользуясь устройством РПН для повышения вторичного напряжения трансформатора (в данном случае на 16%), получим напряжение $U_{20} = 11$ кВ при холостом ходе. С учетом потери напряжения в трансформаторе 5% $U_{\text{н}}$ напряжение при нагрузке будет $U_2 = 10,5$ кВ, т. е. на 5% выше номинального напряжения питаемой сети, что обеспечивает частичную компенсацию потери напряжения в этой сети.

Номинальное напряжение рабочего ответвления обмотки — 16% $U_{\text{н}}$ равно 96,6 кВ, а подведенное к нему напряжение 104,5 кВ. Таким образом, трансформатор Тр2 будет работать с повышенным рабочим напряжением первичной обмотки против номинального на 8%.

Трансформаторы 10/0,4 кВ сетевых подстанций № 1, 2, 3 (рис. 1-2) присоединены к распределительной линии 10 кВ в разных точках по ее длине и, следовательно, будут иметь различные эксплуатационные напряжения на своих первичных обмотках. К трансформатору п/ст № 1, присоединенному в начале линии, будет подведено напряжение 10,5 кВ, а к трансформатору п/ст № 3 с учетом потери напряжения в линии в 8% ее номинального напряжения ($\approx 0,8$ кВ) — напряжение 9,7 кВ.

Для того чтобы обеспечить нормальное напряжение на всех электроприемниках, присоединенных к сети 0,38 кВ, необходимо трансформатор подстанции № 1 включить на ответвление от первичной обмотки +5% $U_{\text{н}}$, а трансформатор подстанции № 3 — на ответвление —5% $U_{\text{н}}$. В этом случае напряжения на зажимах вторичных обмоток этих трансформаторов будет равно 0,4 — 0,408 кВ при холостом ходе и $\geq 0,39$ — 0,395 кВ при нагрузке, что на 3—4% превышает номинальное напряжение питаемой сети. Такого превышения напряжения достаточно для частичной компенсации потери напряжения в сети 0,38 кВ при ее нагрузке (из 6—6,5%, допускаемых по норме для всей сети в целом).

Очевидно, что трансформатор подстанции № 2, присоединенной в середине линии 0,38 кВ, необходимо подключить к ней для работы на ответвлении $\pm 0\%$ $U_{\text{н}}$, т. е. с основным коэффициентом трансформации.

1-4. Области применения номинальных напряжений электрических сетей

В электроустановках до 1000 В наибольшее распространение в городских и сельских районах получили сети трехфазного тока с номинальным напряжением 380 В. Преимущественно четырехпроводные линии 380/220 В используются как для питания осветительных установок внутри и вне помещений, так и для питания мелкомоторной нагрузки промышленных предприятий. Для вновь проектируемых сетей напряжение 220/127 В не рекомендуется. Номинальное напряжение 660 В применяется в заводских сетях и на некоторых разработках полезных ископаемых для питания электросиловой нагрузки.

Напряжение 3 кВ имеет ограниченное распространение и для вновь проектируемых сетей не рекомендуется. Из двух последующих

ступеней номинальных напряжений 6 и 10 кВ наибольшее распространение получает напряжение 10 кВ. Для вновь сооружаемых распределительных сетей в городах и сельской местности, а также для расширения действующих сетей 6 кВ при значительном росте нагрузок, как правило, применяется напряжение 10 кВ.

Номинальные напряжения 20 и 150 кВ имеют ограниченное распространение. Практически в настоящее время сети 20 кВ имеются только в Латвийской, а сети 150 кВ в Украинской ССР и в Кольской энергосистеме. Напряжение 150 кВ для вновь проектируемых сетей не рекомендуется.

Номинальные напряжения 35 и 110 кВ имеют весьма значительное распространение в местных и районных электрических сетях. Напряжение 35 кВ применяется для распределительных сетей, особенно в сельских районах. Линии 110 кВ в настоящее время в ряде случаев играют двойную роль: являются системообразующими (питающими крупные центры потребления электроэнергии) и распределительными, питающими небольшой мощности подстанции 110/10 кВ, располагаемые в зонах обслуживания потребителей сетями напряжением 10 кВ.

Индустриализация сельского хозяйства, сопровождающаяся непрерывным ростом электропотребления, приводит и в перспективе более заметно будет приводить к преимущественному применению напряжения 110 кВ и в распределительных сетях. Напряжение 110 кВ также широко применяется для сооружения внутригородских электрических сетей крупных городов и создания глубоких вводов на предприятия, с прокладкой кабельных линий этого напряжения.

Напряжение 220 кВ применяется взамен расширения сетей 110 кВ при значительном росте нагрузок в энергосистемах с высшим напряжением 500 кВ, или где это напряжение в дальнейшем является наиболее перспективным. При наличии в энергосистемах действующих сетей 220 кВ это напряжение используется также для создания воздушных или кабельных вводов на электроемкие промышленные предприятия.

Электрические сети 330 кВ получили широкое распространение в объединенных энергосистемах Северо-запада и Юга СССР, где они являются системообразующими, и их расширение в этом качестве продолжается. Однако пропускная способность ряда линий 330 кВ уже в ближайшее время не сможет полностью отвечать названному выше их назначению, и это приводит к необходимости внедрения в этих районах более высокого класса напряжения — 750 кВ.

Линии электропередачи 500 кВ являются системообразующими в объединенных энергосистемах Центральной части СССР и Сибири.

Таким образом на территории СССР образовались две системы напряжений электрических сетей: 110—330—750 кВ и 110—220—500 кВ с дальнейшим развитием последней на напряжении 1150 кВ.

1-5. Режимы нейтрали электрических сетей различных напряжений

Нейтрали трансформаторов трехфазных электрических установок, к обмоткам которых подключены электрические сети, могут быть либо заземлены непосредственно или через настроенные на емкость сети индуктивные сопротивления, либо изолированы от земли.

Если нейтраль обмотки трансформатора присоединена к заземляющему устройству непосредственно или через малое сопротивление, то такая нейтраль называется *глухозаземленной*, а сети, присоединенные к данной обмотке, — *сетями с глухозаземленной нейтралью*. Нейтраль, не присоединенная к заземляющему устройству или присоединенная к нему через трансформаторы напряжения, называется *изолированной нейтралью*, а сети, работающие в этом режиме нейтрали, — *сетями с изолированной нейтралью*. Сети, нейтраль которых заземлена через настроенные индуктивные сопротивления, компенсирующие емкостной ток сети, называются *сетями с компенсированной нейтралью*.

При однофазном замыкании на землю нарушается симметрия электрической системы: изменяются напряжения фаз относительно земли, появляются токи замыкания на землю, возникают перенапряжения в сетях. Степень изменения симметрии зависит от режима нейтрали, т. е. от способа ее заземления.

Выбор режима нейтрали в электрических сетях напряжением до 1000 В определяется главным образом безопасностью обслуживания сетей, а в сетях высокого напряжения, кроме того, бесперебойностью электроснабжения, надежностью работы и экономичностью электроустановок.

Рассмотрим этот вопрос применительно к сетям разных напряжений.

Электрические сети напряжением до 1000 В

В соответствии с «Правилами устройства электроустановок» (ПУЭ) электроустановки напряжением до 1000 В допускаются как с глухозаземленной, так и с изолированной нейтралью.

Для наиболее распространенных четырехпроводных сетей трехфазного тока напряжением 380/220 или 220/127 В, с которыми соприкасается широкий круг лиц, ПУЭ требуют глухого заземления нейтрали (рис. 1-3). Такой режим нейтрали исключает значительное превышение номинального напряжения сети по отношению к земле.

Корпуса электрооборудования, присоединенного к четырехпроводной сети, металлические каркасы распределительных щитов, приводы к электрическим аппаратам и другие части электроустановок, расположенных в помещениях с повышенной опасностью

(железобетонные и кирпичные полы, высокая влажность, наличие технологических аппаратов и механизмов и т. д.) или на открытом воздухе, должны иметь металлическую связь с заземленной нейтралью установки. Эта связь осуществляется через нулевой провод, прокладываемый на тех же опорах воздушной линии, что и фазные. В этом случае замыкание на корпус любой фазы линии приведет к короткому замыканию с достаточно большим током, предохранитель поврежденной фазы перегорит и сеть будет продолжать работу в неполнофазном режиме. Напряжение по отношению к земле двух других фаз, оставшихся в работе, не превысит фазного.

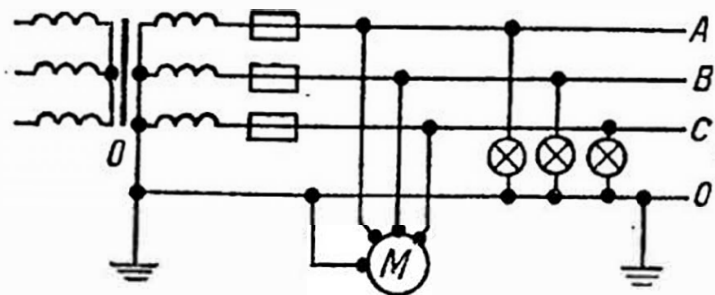


Рис. 1-3. Схема сети 380/220 В с глухозаземленной нейтралью

В сетях с изолированной нейтралью (рис. 1-4, а)

замыкание фазы на землю не вызывает короткого замыкания и не приводит к отключению поврежденной фазы. Сеть будет продолжать работать в полнофазном режиме, но при этом напряжения двух не-

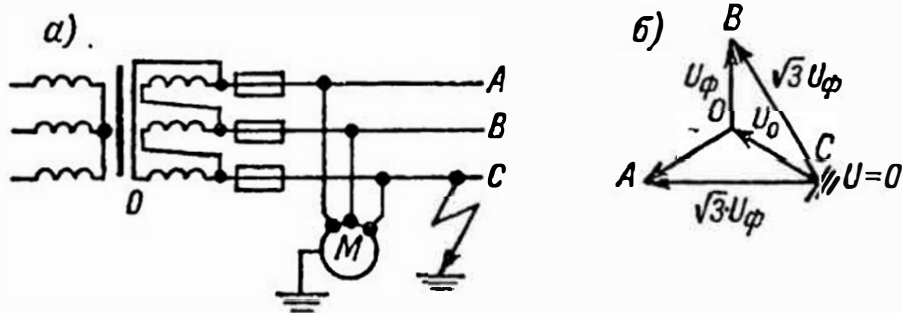


Рис. 1-4. Сеть 660 В с изолированной нейтралью: а — схема; б — векторная диаграмма напряжений при замыкании фазы на землю

поврежденных фаз по отношению к земле увеличатся до линейных значений (рис. 1-4, б). Так как это создает опасность для персонала, то на всех электроустановках с изолированной нейтралью должны быть обеспечены контроль изоляции, быстрое обнаружение персоналом сети замыканий на землю и быстрая их ликвидация, а при повышенных требованиях безопасности — автоматическое отключение поврежденного участка от сети.

Электрические сети напряжением выше 1000 В

Электроустановки напряжением выше 1000 В, согласно ПУЭ, делятся на электроустановки с малыми токами замыкания на землю ($I_n \leq 500$ А), к которым относятся сети, работающие с изолированной или компенсированной нейтралью, и электроустановки

с большими токами замыкания на землю ($I_3 > 500$ А), работающие с глухозаземленной нейтралью.

Ток однофазного замыкания в сетях с изолированной нейтралью определяется частичными емкостями фаз сети по отношению к земле и зависит от напряжения, конструкции и протяженности сети. В сетях с компенсированной нейтралью ток замыкания на землю ограничивается до минимально возможных значений соответствующей настройкой дугогасящей катушки.

В сетях с глухозаземленной нейтралью при замыкании на землю или на заземленные части электроустановок протекают очень большие токи короткого замыкания и поэтому должно быть обеспечено автоматическое отключение поврежденного участка сети

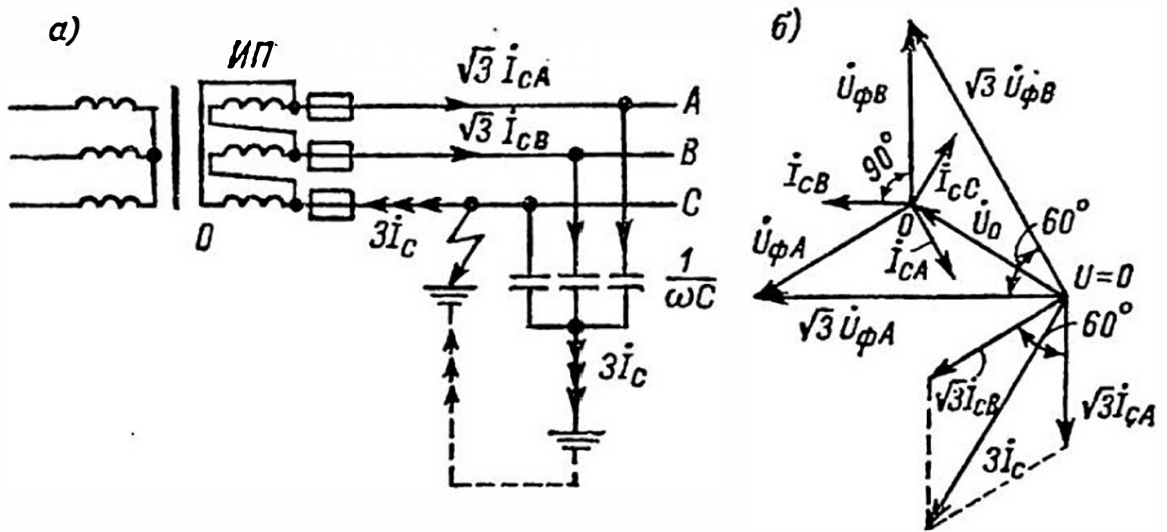


Рис. 1-5. Сеть высокого напряжения с изолированной нейтралью: *a* — схема протекания емкостных токов в сети при замыкании фазы на землю; *b* — векторная диаграмма напряжений и емкостных токов в нормальном режиме ($U_0 = 0$; $I_{cA} = I_{cB} = I_{cC} = U_\phi \omega C$) и при замыкании фазы С на землю ($U_0 = U_\phi$; $\sqrt{3}I_{cA} + \sqrt{3}I_{cB} = 3I_c$; $I_{cC} = 0$)

с наименьшим временем отключения. Напротив, сети с изолированной или компенсированной нейтралью обладают важным достоинством — они не требуют немедленного отключения поврежденного участка сетей при наиболее часто встречающихся в практике однофазных замыканиях на землю и могут работать с заземленной фазой в течение нескольких часов, пока потребитель не будет переведен на резервное питание или подготовлен к прекращению подачи электрической энергии.

В СССР сети напряжением до 35 кВ включительно, как правило, работают с изолированной или компенсированной нейтралью, а сети напряжением 110 кВ и более высокого напряжения — с глухозаземленной нейтралью.

Рассмотрим особенности работы сетей при различных способах заземления нейтралей.

Сети с изолированной нейтралью. При замыкании на землю одной фазы, например фазы С (рис. 1-5, *a*), напряжение этой фазы по отношению к земле будет равно нулю, а напряжение двух дру-

гих фаз увеличится в $\sqrt{3}$ раз, и угол сдвига между векторами этих напряжений будет 60° (рис. 1-5, б). Емкостный ток поврежденной фазы ($U_{\phi C} = 0$) будет равен нулю, а емкостные токи каждой неповрежденной фазы увеличатся пропорционально увеличению напряжения на емкости и соответственно будут равны $\sqrt{3} I_{C.A}$ и $\sqrt{3} I_{C.B}$. Суммарный ток через емкости неповрежденных фаз $3I_C$, равный геометрической сумме токов этих фаз, будет проходить через место замыкания фазы С на землю, замыкаясь через источник питания сети ИП.

При неметаллическом замыкании на землю ($U_{\phi C} \neq 0$) в месте замыкания возникает перемежающаяся дуга, сопровождающаяся повторными гашениями и зажиганиями. Между емкостью и индуктивностью сети в этом случае появляются свободные электрические колебания высокой частоты, вследствие чего в сети возникают перенапряжения. Амплитуда дуговых перенапряжений в сетях 6—35 кВ, согласно многократно проведенным исследованиям в СССР, при отсутствии феррорезонансных явлений может достигнуть максимально значений $3,2 U_{\phi m}$ на неповрежденных фазах и $2,2 U_{\phi m}$ — на поврежденной.

Кратковременные дуговые перенапряжения такой величины не опасны для нормальной изоляции оборудования. Однако длительное воздействие перенапряжений на изоляцию (например, кабельных линий) может привести к ионизации и тепловому пробоем ее в любой точке сети. Кроме того, наличие значительного тока в дуге развитых кабельных сетей приводит к переходу однофазных замы-

Таблица 1-2

Практические значения емкостного тока замыкания на землю, А/км

Вид линии	При напряжении сети, кВ		
	6	10	35
Воздушная	0,015	0,025	0,1
Кабельная сечением:			
50—95 мм ²	0,6—0,8	0,8—1,0	3,7—4,1
120—240 мм ²	0,9—1,3	1,1—1,6	4,4—5,2

каний в двух- и трехфазные короткие замыкания и к отключению потребителей.

Удельный емкостный ток замыкания на землю зависит от напряжения и конструкции сети (табл. 1-2).

Сети с компенсированной нейтралью. Предельные значения емкостного тока замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью, при которых еще обеспечивается самопогасание дуги в месте замыкания или величины которого не являются опасными по напряжению прикосновения к опорам при длительном протекании тока, установлены исследованиями и опытом эксплуатации.

**Предельные значения емкостного тока замыкания на землю
в сетях 6—35 кВ, А**

Характеристика сетей	Номинальные напряжения, кВ			
	6	10	20	35
Воздушные, имеющие железобетонные или металлические опоры	10	10	10	10
Кабельные и воздушные без железобетонных или металлических опор	30	20	15	10

В табл. 1-3 приведены значения емкостных токов, при превышении которых должна применяться компенсация.

Из сравнения данных табл. 1-2 и 1-3 видно, что практически почти все кабельные сети напряжением 6—35 кВ и воздушные сети 35 кВ с суммарной длиной электрически связанных линий свыше 100 км должны работать с компенсированной нейтралью. Компенсация осуществляется включением в нейтральную точку трехфазной сети настраиваемого индуктивного сопротивления — дугогасящей катушки (реактора) с регулируемым воздушным зазором магнитопровода или со ступенчатым регулированием числа витков ее обмотки. Компенсирующие устройства, как правило, следует устанавливать в центрах питания компенсируемой сети.

На рис. 1-6 представлена схема простейшей компенсирующей сети с емкостным сопротивлением $\frac{1}{\omega C}$ на фазу. Нейтраль первичной обмотки одного из сетевых трансформаторов (трансформатора местных нужд или специально установленного заземляющего трансформатора) со схемой соединения обмоток звезда — треугольник заземляется через регулируемое индуктивное сопротивление — дугогасящую катушку.

При замыкании на землю одной фазы в такой сети напряжение двух неповрежденных фаз по отношению к земле, как и в сети с изолированной нейтралью, увеличивается в $\sqrt{3}$ раз, а напряжение нейтрали будет равно фазному напряжению (рис. 1-5, б). Под действием этого напряжения через дугогасящую катушку пойдет ток. Сопротивление катушки подбирают таким образом, чтобы индуктивный ток I_L , проходящий через катушку, был по величине равен суммарному емкостному току $3I_C$, проходящему через фазовые емкости сети. В этом случае ток в месте замыкания фазы на землю, представляющий собой геометрическую сумму этих двух токов, будет равен нулю (рис. 1-6, б) и, следовательно, возникшая дуга погаснет. Такая настройка катушки с полной компенсацией емкостного тока называется **резонансной**.

Практически, однако, через место замыкания протекает остаточный ток, состоящий из активной и реактивной составляющих. Первая из них обязана своим существованием активному сопротив-

лению катушки и сети, а вторая (т. е. индуктивный или емкостный ток) — точной настройке катушки. Этот остаточный ток мал по величине и находится в фазе или же составляет небольшой угол по отношению к напряжению на нейтрали \dot{U}_0 . Поэтому в тех случаях, когда изоляционная прочность дугового промежутка, восстанавливаясь при прохождении тока через нуль, превосходит рабочее напряжение сети, дуга гаснет и вновь не возобновляется (например, при грозовых перекрытиях линейной изоляции). В случае же нарушения изоляции (поломка изоляторов, набросы на линию, падение провода) дуга приобретает перемежающийся характер

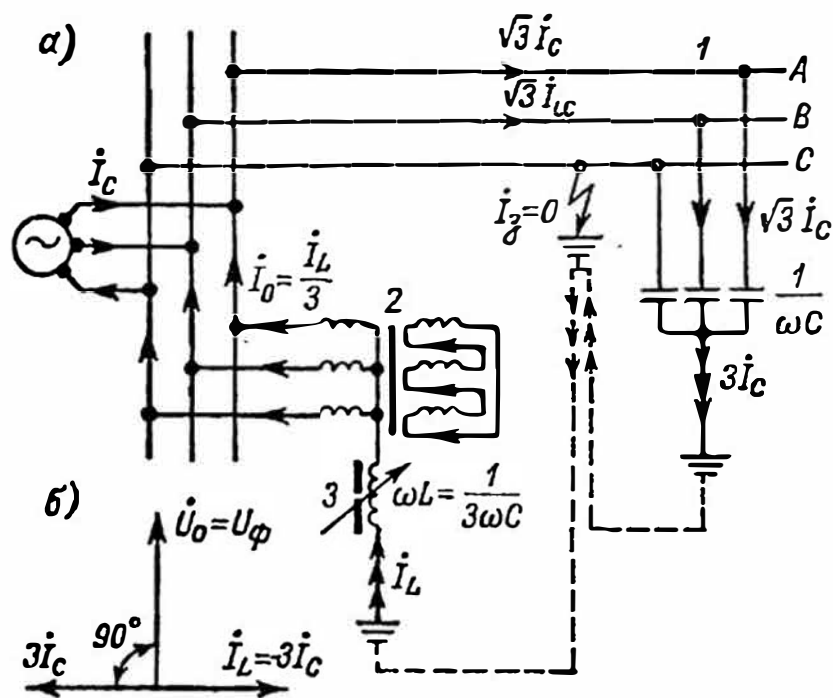


Рис. 1-6. Сеть с компенсированной нейтралью: а — схема протекания токов в сети при замыкании фазы на землю: в поврежденной фазе $I_c = 0$, в неповрежденных фазах $I_c + I_0 = \sqrt{3}I_c$, в обмотках заземляющего трансформатора $I_0 = I_L/3$, в месте замыкания $I_3 = 0$, б — векторная диаграмма токов в месте замыкания

1 — линия сети; 2 — заземляющий трансформатор; 3 — дугогасящая катушка

и сеть продолжает работу в режиме однофазного замыкания, однако, в отличие от некомпенсированной сети, с малым током в дуге.

Компенсация емкостного тока при резонансной или близкой к ней настройке дугогасящей катушки снижает скорость восстановления напряжения на поврежденной фазе и амплитуду восстанавливающегося напряжения. Амплитуда перенапряжений при такой настройке, согласно ряду исследований, не превышает $2,8 U_{фт}$, и вероятность появления перенапряжений высшей кратности меньше, чем в некомпенсированной сети. Однако при расстройке компенсации более, чем на $\pm 5\%$ перенапряжения в компенсированных сетях и вероятность появления предельных перенапряжений такие же, как и в сетях с изолированной нейтралью.

При невозможности резонансной настройки предпочтительно иметь небольшую перекомпенсацию ($I_L > 3I_C$). Недокомпенсация емкостного тока в аварийных случаях (при несимметрии емкостей фаз) может привести к появлению перенапряжений более высоких, чем в некомпенсированной сети.

Сети с глухозаземленной нейтралью. В сетях 110—220 кВ однофазные замыкания на землю составляют свыше 75—85% всех

повреждений, а в сетях более высокого напряжения повреждения междуфазовой изоляции вообще очень редки.

При коротких замыканиях на землю в месте повреждения возникает электрическая дуга с большим током, которая гасится отключением линии электропередачи с последующим ее автоматическим включением (АПВ). В переходном режиме (т. е. непосредственно после замыкания на землю) и при коммутациях в сети возникают внутренние перенапряжения, наибольшая величина которых относительно земли характеризуется их кратностью¹ к номинальному фазному напряжению: $k = U_{\text{вн}}/U_{\text{ф}}$. Внутренние перенапряжения оказывают определяющее влияние на выбор изоляции и поэтому принимаются возможные меры для их снижения.

Чтобы повышение напряжения по отношению к земле на неповрежденных фазах при однофазных замыканиях на землю в установившемся режиме не превышало 0,8 линейного напряжения, величина тока однофазного короткого замыкания в любой точке сети должна быть не менее 60% тока трехфазного короткого замыкания в той же точке ($X_0 \leq 3X_1$). Такой ток замыкания на землю обеспечивается заземлением необходимого количества нейтралей трансформаторов и автотрансформаторов электрической сети данного напряжения, а сеть, работающая при таких условиях, называется сетью с эффективным заземлением нейтрали. В переходном режиме в системах с эффективно заземленной нейтралью кратность внутренних перенапряжений по оценкам исследований не превышает 2,5.

Чем больше число заземленных нейтралей, тем меньше величина внутренних перенапряжений. Поэтому в сетях напряжением 330 кВ и выше применяют глухое заземление всех трансформаторов и автотрансформаторов, а в электропередачах 500—750 кВ, кроме того, в ряде случаев прибегают к дополнительному ограничению внутренних перенапряжений техническими средствами.

Заземление всех или очень большого количества нейтралей трансформаторов приводит к значительному увеличению тока однофазного короткого замыкания, чего следует избегать в тех случаях, когда это возможно, как, например, в сетях напряжением 110 кВ. Кроме того, при наличии большого количества подстанций, присоединенных к линиям электропередачи глухими ответвлениями, количество заземленных нейтралей трансформаторов в сети ограничивается также условиями релейной защиты. Поэтому в сетях 110 кВ заземляют только такое количество нейтралей, которое обеспечивает упомянутую выше эффективность заземления и допустимое напряжение на нейтрали незаземленных трансформаторов с РПН при однофазных коротких замыканиях. В первую очередь заземляют нейтрали всех или части трансформаторов на электростанциях и узловых подстанциях, а затем уже нейтрали

¹ Определяется как отношение амплитуды перенапряжения к амплитуде фазного напряжения сети.

трансформаторов в других точках сети, преимущественное значение из которых имеют тупиковые подстанции.

Уменьшить ток однофазного короткого замыкания в сетях 220 кВ можно только, оставив незаземленными нейтраль части повышающих трансформаторов, допускающих такой режим работы по заводским условиям.

1-6. Основы расчета электрических сетей

Электрические сети должны обеспечивать:

- а) бесперебойность электроснабжения, зависящую от схемы и надежности устройств сети;
- б) хорошее качество энергии, характеризующееся надлежащим уровнем напряжения у потребителей;
- в) удобство и безопасность эксплуатации;
- г) экономичность;
- д) возможность дальнейшего развития без коренного переустройства сети.

Требования, предъявляемые к сетям в отношении надежности электроснабжения, зависят от характера электроприемников потребителей, разделяющихся на следующие категории:

I категория — электроприемники, нарушение электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение особо важных элементов городского хозяйства;

II категория — электроприемники, перерыв в электроснабжении которых связан с массовым недоотпуском продукции, простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушением нормальной деятельности значительного количества городских жителей;

III категория — неответственные нагрузки, например электроприемники цехов несерийного производства и вспомогательных цехов, небольшие поселки, мелкие предприятия и т. п.

Электроприемники I категории должны обеспечиваться электрической энергией от двух независимых источников питания; перерыв их электроснабжения допускается лишь на время автоматического ввода резервного питания.

Из I категории электроприемников следует выделять объекты, требующие особо повышенной надежности питания, внезапные перерывы электроснабжения которых угрожают жизни людей или могут приводить к взрывам и разрушениям основного технологического оборудования. Для таких групп потребителей, кроме двух основных источников питания, предусматривается третий (аварийный) независимый источник, мощность которого должна быть достаточна для безаварийного останова производства. Этот аварийный источник питания должен автоматически включаться

при исчезновении напряжения на основных источниках питания.

К первой категории электроприемников отнесены также крупные животноводческие фермы и комплексы, производящие продукцию животноводства на промышленной основе.

Независимым источником питания называется такой, на котором сохраняется напряжение при исчезновении его на других источниках. К числу независимых источников питания относятся распределительные устройства двух электростанций или подстанций, а также две секции сборных шин одной электростанции или подстанции, если каждая из этих секций в свою очередь имеет питание от независимого источника. Указанные секции не должны быть связаны между собой, а при наличии связи должно быть обеспечено автоматическое отключение ее в случае нарушения нормальной работы любой из секций.

Если мощность электроприемников I категории невелика, то в качестве второго источника питания можно использовать передвижные или стационарные дизельные электростанции или аккумуляторные батареи.

Для электроприемников II категории допустимы перерывы в электроснабжении на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала. Учитывая высокую надежность воздушных линий напряжением 6 кВ и выше и возможность быстрого их восстановления при повреждениях, ПУЭ допускают питание потребителей II категории по одной воздушной линии. Питание по одной кабельной линии допускается лишь в том случае, если эта линия расцеплена на два кабеля, присоединенных к ячейкам распределительных устройств через самостоятельные разъединители. При наличии централизованного резерва трансформаторов допускается питание электроприемников II категории от одного трансформатора.

Наконец, для электроприемников III категории допустимы перерывы в электроснабжении на время, необходимое для ремонта или замены поврежденного элемента электропередачи, но не свыше одних суток.

В процессе проектирования электрических сетей производят перечисленные ниже расчеты.

1. Технико-экономический расчет должен обеспечить такой подбор номинального напряжения сети, сечения проводов и кабелей, способа регулирования напряжения, при котором проектируемая сеть была бы наиболее экономичной с народнохозяйственной точки зрения, т. е. требовала минимальных первоначальных денежных затрат и минимального расхода цветного металла при наименьших ежегодных эксплуатационных расходах.

2. Расчет на нагревание проводов и кабелей преследует цель определить величину тока, допустимую для данного сечения провода или кабеля при заданных условиях охлаждения, или, наоборот, выбрать сечение провода или кабеля,

обеспечивающее соблюдение заданных величин тока и условий охлаждения. Этот расчет необходим, чтобы предупредить опасный перегрев токоведущих жил проводов и кабелей и их изоляции.

3. Расчет на потерю напряжения в линиях сети имеет задачей обеспечить потребителей электроэнергией надлежащего качества по напряжению. В процессе расчета определяют величину напряжения у потребителей и тем самым проверяют, обеспечивает ли сеть заданные параметры по отклонению напряжения на электроприемниках. Если в процессе этого расчета выявляется опасность возникновения недопустимых отклонений напряжения, разрабатывают способы регулирования напряжения.

Величина отклонения напряжения у приемников электроэнергии в нормальных и послеаварийных условиях работы электрических сетей установлена ГОСТ 13109—67.

4. Расчет на механическую прочность (механический расчет) позволяет выбрать рациональную конструкцию и оптимальный размер проводов, тросов, опор, изоляторов и других элементов воздушных линий.

5. Дополнительные расчеты состоят в выявлении теплового действия токов короткого замыкания на провода и кабели выбранных сечений, в проверке устойчивости параллельной работы электростанций, связанных между собой электрической сетью, в установлении надежности работы и пропускной способности сетей в послеаварийных режимах и т. п.

При всех расчетах обязательно соблюдение действующих ГОСТ, ПУЭ, «Правил технической эксплуатации» (ПТЭ), руководящих указаний по определенным вопросам, эксплуатационных и противолварийных циркуляров и других директив и инструкций.

ГЛАВА ВТОРАЯ

ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О КОНСТРУКЦИЯХ ВОЗДУШНЫХ И КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

2-1. Общие сведения о выполнении воздушных линий

Электрической воздушной линией электропередачи (ВЛ) называется устройство для передачи электрической энергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным при помощи изоляторов и арматуры к опорам (рис. 2-1) или к кронштейнам инженерных сооружений.

Главными элементами воздушной линии являются (рис. 2-2):

- а) провода, служащие для передачи электрической энергии;
- б) защитные тросы, монтируемые в верхней части опор для защиты проводов от атмосферных (грозовых) перенапряжений;
- в) опоры, поддерживающие провода и тросы на определенной высоте над уровнем земли или воды;

- г) изоляторы, изолирующие провода от тела опоры;
- д) арматура, при помощи которой провода закрепляются на изоляторах, а изоляторы — на опоре.

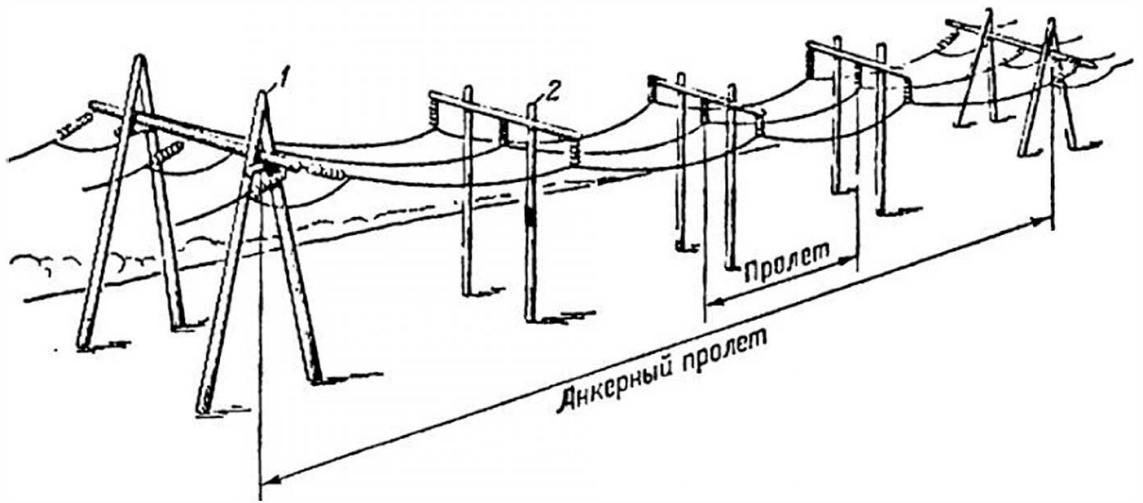


Рис. 2-1. Конструктивная схема одноцепной воздушной линии
1 — анкерная опора; 2 — промежуточная опора

По конструктивному устройству воздушные линии разделяются на одноцепные и многоцепные, т. е. с расположением одной или нескольких цепей на одних и тех же опорах. Наибольшее распространение в СССР получили одноцепные и двухцепные воздушные линии. Под понятием цепь подразумевают три провода одной трехфазной линии.

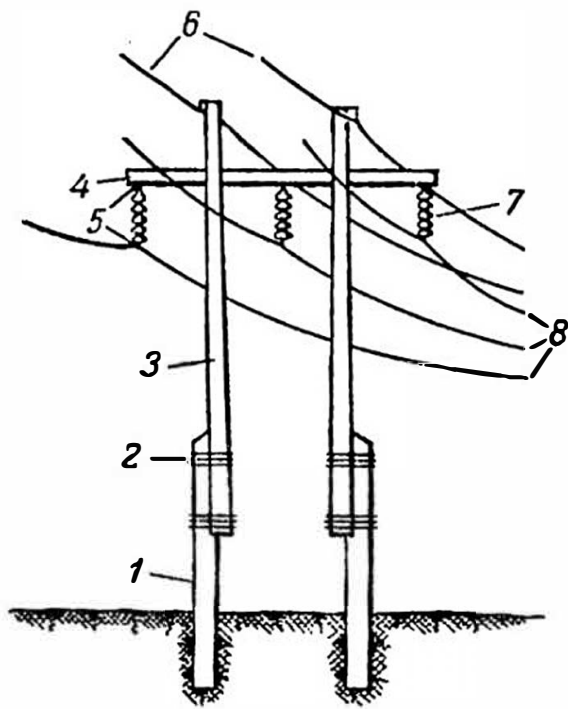


Рис. 2-2. Элемент воздушной одноцепной линии — деревянная промежуточная опора с грозозащитными тросами (на подходе к подстанции)

- 1 — пасынок; 2 — бандаж; 3 — стойка опоры;
- 4 — трансверса; 5 — арматура;
- 6 — грозозащитные тросы; 7 — гирлянда изоляторов;
- 8 — провода

Провода и защитные тросы воздушной линии в определенных ее местах, выбор которых зависит от условий трассировки, должны быть жестко закреплены (рис. 2-1), на анкерных опорах 1 и натянуты до заданного тяжения. Между анкерными опорами устанавливают промежуточные опоры 2, необходимые для поддержания проводов и защитных тросов на заданной высоте.

Горизонтальное расстояние между точками крепления провода на соседних опорах (рис. 2-3) называют длиной пролета или пролетом l . Наименьшее расстояние по вертикали от земли до провода при его наибольшем провисании называют габаритом линии до земли h . Вертикальное расстояние между горизонтальной прямой, соединяющей две расположенные на одном

уровне точки крепления, и низшей точкой провеса провода называют стрелой провеса f . Если точки крепления провода расположены на разных высотах, то у линии различают две стрелы

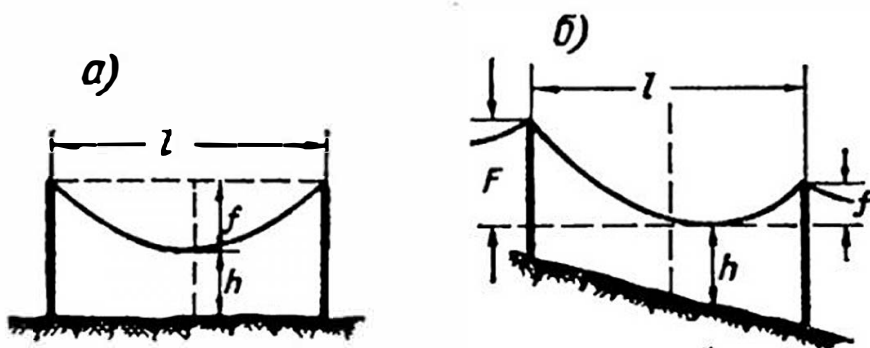


Рис. 2-3. Основные характеристики пролета линии при расположении точек подвеса провода: а — на одинаковой высоте; б — на разных высотах

провеса F и f , равные вертикальным расстояниям между низшей точкой провеса провода и точками его закрепления (рис. 2-3, б).

Расстояние между соседними анкерными опорами (см. рис. 2-1) называют анкерным пролетом.

За начало и за конец воздушной линии принимают линейные порталы распределительных устройств.

2-2. Провода и тросы воздушных линий

На воздушных линиях применяют голые провода и тросы. Находясь на открытом воздухе, они подвергаются воздействиям атмосферы (ветер, гололед, изменение температуры) и вредных примесей окружающего воздуха (сернистые газы химических заводов, морская соль) и поэтому должны обладать достаточной механической прочностью и быть устойчивыми против коррозии (ржавления).

Раньше для воздушных линий широко применяли медные провода, а теперь используют алюминиевые, сталеалюминиевые и стальные, а в отдельных случаях и провода из специальных сплавов алюминия — альдрея и др. Грозозащитные тросы выполняются, как правило, из стали.

По конструкции различают:

а) однопроволочные провода, состоящие из одной проволоки сплошного сечения (рис. 2-4, а);

б) многопроволочные провода из одного металла, состоящие (в зависимости от сечения провода) из 7, 19 и 37 скрученных между собой отдельных проволок (рис. 2-4, б);

в) многопроволочные провода из двух металлов — стали и алюминия или стали и бронзы. Сталеалюминиевые провода обычной конструкции (марки АС) состоят из стальной оцинкованной жилы (однопроволочной или скрученной из 7 или 19 проволок), вокруг

которой расположена алюминиевая часть, состоящая из 6, 24 или более проволок (рис. 2-4, в).

Конструктивные данные голых медных, алюминиевых и сталеалюминиевых проводов по ГОСТ 839—74 даны в приложении (табл. П. 1-1 и П. 1-2).

Медные провода, изготовленные из твердотянутой медной проволоки, обладают малым удельным сопротивлением ($\rho = 18,0 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{км}$) и хорошей механической прочностью: предельное сопротивление разрыву $\sigma_{\text{н}} = 360 \div 400 \text{ МПа}$ ($36—40 \text{ кгс/мм}^2$), успешно противостоят атмосферным воздействиям и коррозии от вредных примесей в воздухе. Медные провода маркируют буквой М с прибавлением номинального сечения провода. Так, медный провод с номинальным сечением 50 мм^2 обозначается М-50.

Алюминиевые провода отличаются от медных значительно меньшей массой, большим удельным сопротивлением

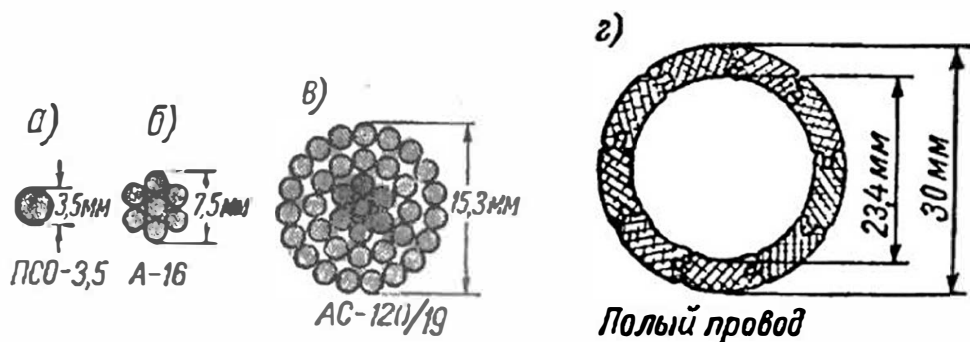


Рис. 2-4. Конструкция проводов воздушных линий

($\rho = 28,7 \div 28,8 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{км}$) и меньшей механической прочностью: $\sigma_{\text{н}} = 156 \text{ МПа}$ — для проводов из проволоки марки АТ и $\sigma_{\text{н}} = 166 \div 180 \text{ МПа}$ из проволоки АТп. Алюминиевые провода применяют главным образом в местных сетях. Малая механическая прочность этих проводов не допускает создания большого тяжения. Чтобы избежать больших стрел провеса и соблюсти требуемый ПУЭ минимальный габарит линии до земли, приходится уменьшать расстояние между опорами, а это удорожает линию.

Для повышения механической прочности алюминиевых проводов их изготавливают многопроволочными, из твердотянутых проволок. Хорошо перенося атмосферные воздействия, алюминиевые провода плохо противостоят воздействию вредных примесей воздуха. Поэтому для воздушных линий, сооружаемых вблизи морских побережий, соленых озер и химических предприятий, рекомендуются алюминиевые провода марки АКП, защищенные от коррозии (алюминиевые коррозионноустойчивые, с заполнением межпроволочного пространства нейтральной смазкой). Провода из алюминия маркируются буквой А с добавлением номинального сечения провода.

Стальные провода обладают большой механической прочностью: предельное сопротивление при разрыве $\sigma_{\text{н}} = 550 \div$

+ 700 МПа (55—70 кгс/мм²). Стальные провода бывают как однопроволочными, так и многопроволочными. Удельное электрическое сопротивление стальных проводов значительно выше, чем алюминиевых, и в сетях переменного тока оно зависит от величины тока, протекающего по проводу (см. § 3-2). Стальные провода применяют в местных сетях напряжением до 10 кВ при передаче сравнительно небольших мощностей, когда сооружение линий с алюминиевыми проводами менее выгодно. Основным недостатком стальных проводов и тросов — подверженность коррозии. Для уменьшения коррозии провода оцинковывают. Выпускаются две марки многопроволочных стальных проводов: ПС (провод стальной) и ПМС (провод омедненный стальной). Провода ПС имеют присадку меди до 0,2%, а провода ПМС — от 0,2 до 0,4%. Однопроволочные стальные провода марки ПСО изготавливаются диаметром 3; 3,5; 4 и 5 мм. Стальные многопроволочные грозозащитные тросы выпускаются марок С-35, С-50 и С-70.

Сталеалюминиевые провода имеют то же удельное сопротивление, что и алюминиевые провода равного им сечения, так как в электрических расчетах сталеалюминиевых проводов проводимость стальной части не учитывается ввиду ее незначительности по сравнению с проводимостью алюминиевой части проводов.

Если сравнить сталеалюминиевые провода с эквивалентными им по проводимости и прочности медными проводами, то окажется, что первые легче, а диаметр их значительно больше, чем у вторых. Это благоприятствует применению сталеалюминиевых проводов на воздушных линиях напряжением 110 кВ и выше (см. § 10-2).

Выпускаются следующие марки сталеалюминиевых проводов (ГОСТ 839—74).

АС — провод, состоящий из сердечника — стальных оцинкованных проволок, и одного или нескольких наружных повивов из алюминиевых проволок. Провод предназначен для прокладки на суше, кроме районов с загрязненным вредными химическими соединениями воздухом;

АСКС, АСКП — как и провод марки АС, но с заполнением стального сердечника (С) или всего провода (П) смазкой, противодействующей появлению коррозии проволок. Предназначен для прокладки на побережьях морей, соленых озер и в промышленных районах с загрязненным воздухом;

АСК — такой же как и провод АСКС, но со стальным сердечником, изолированным полиэтиленовой пленкой.

Сталеалюминиевые провода всех марок выпускаются с разным отношением сечения алюминиевой части провода к сечению стального сердечника: в пределах 6,0—6,16 — для работы провода в средних по механической нагрузке условиях; 4,29—4,39 — усиленной прочности; 0,65—1,46 — особо усиленной прочности; 7,71—8,03 — облегченной конструкции и 12,22—18,09 — особо облегченные.

Провода облегченной конструкции применяют на вновь сооружаемых и реконструируемых линиях в районах, где толщина стенки

гололеда не превышает 20 мм. Сталеалюминиевые провода усиленной прочности рекомендуется применять в районах с толщиной стенки гололеда более 20 мм. Для осуществления больших пролетов на переходах через водные пространства и инженерные сооружения применяют провода особой прочности.

Для более полной характеристики сталслюминиевых проводов в обозначение марки провода вводится номинальное сечение провода и сечение стального сердечника, например: АС — 150/24 или АСКС-150/34.

Провода из альдрея обладают примерно тем же электрическим сопротивлением, что и алюминиевые, но имеют большую механическую прочность. Альдрей представляет собой сплав алюминия с незначительными количествами железа ($\approx 0,2\%$), магния ($\approx 0,7\%$) и кремния ($\approx 0,8\%$); по коррозионной устойчивости он равен алюминию. Недостаток проводов из альдрея — их малая стойкость против вибраций. В СССР провода из альдрея распространены мало.

Полые провода из меди или алюминия (рис. 2-4, г) имеют больший диаметр по сравнению со сплошными проводами того же активного сечения. Отдельные плоские проволоки соеди-

Таблица 2-1

Наименьшие допустимые сечения многопроволочных проводов и грозозащитных тросов воздушных линий, мм²

Напряжение ВЛ, кВ	Характеристика местности и объектов пересечения	Провода и тросы		
		стальные	алюминиевые	сталеалюминиевые
До 1 кВ	Населенная и ненаселенная местности	25	16	10
	То же	25	25	16
Свыше 1 кВ	Линии связи и сигнализации	Только тросы	70	25
	Железные дороги	То же	70	35
	Судоходные реки и каналы	25	70	25
	Несудоходные реки, автомобильные дороги I—IV кл., троллейбусные и трамвайные линии	25	35	25

няются друг с другом в паз, чем обеспечивается конструктивная прочность провода. Полые провода предназначаются главным образом для ошиновки подстанций напряжением 330 кВ и выше.

Для той же цели, а также для монтажа линий передачи напряжением свыше 330 кВ разработаны сталеалюминиевые расширенные провода (АСР) с каркасной спиралью. Витой проводящий слой накладывается на редкий повив из утолщенной алюминиевой проволоки (каркас), расположенный на стальном сердечнике. Проводящий слой на каркас накладывается по принципу встречной навивки слоев, чем обеспечивается конструктивная прочность провода и его круглая форма.

По условиям механической прочности применение однопроволочных проводов допускается только на ВЛ напряжением до 1 кВ за исключением пересечений различных коммуникаций. По тем же соображениям ограничивается сечение и многопроволочных проводов на линиях напряжением свыше 1 кВ. В табл. 2-1 приведены нижние пределы сечения проводов для разных условий прокладки ВЛ.

Промышленность выпускает провода кусками определенной длины, зависящей от диаметра провода (строительная длина). На линиях передачи эти куски проводов соединяют друг с другом специальными зажимами. В тех пролетах, где воздушные линии пересекаются с инженерными сооружениями, проездами, улицами и водными пространствами, соединение проводов, за исключением особых случаев, оговоренных ПУЭ, не допускается.

2-3. Опоры и их основания

Расположение проводов и защитных тросов на опорах

Располагать провода на опорах воздушных линий можно различными способами: на одноцепных линиях — треугольником или горизонтально; на двухцепных линиях — обратной елкой или шестиугольником (в виде «бочки»).

Расположение проводов треугольником (рис. 2-5, а) применяется на линиях напряжением до 20 кВ включительно и на линиях напряжением 35—330 кВ с металлическими и железобетонными опорами.

Горизонтальное расположение проводов (рис. 2-5, б) применяется на линиях напряжением 330 кВ и выше и на линиях напряжением 35—220 кВ с деревянными опорами. Такое расположение проводов является наилучшим по условиям эксплуатации, так как позволяет применять более низкие опоры и исключает склехтывание проводов при сбрасывании гололеда и пляске проводов.

На двухцепных линиях провода располагают либо обратной елкой (рис. 2-5, в), что удобно по условиям монтажа, но увеличивает массу опор и требует подвески двух защитных тросов, либо

шестиугольником (рис. 2-5, а). Последний способ предпочтительнее. Он рекомендован к применению на двухцепных линиях напряжением 35—330 кВ.

Для всех перечисленных вариантов характерно несимметричное расположение проводов по отношению друг к другу, что влечет за собой неодинаковость их реактивных сопротивлений и проводимостей.

Поэтому и падения напряжения в отдельных фазах линии, строго говоря, будут неодинаковыми даже при равномерной нагрузке фаз.

Для того чтобы сделать емкость и индуктивность всех трех фаз цепи линии одинаковыми, на длинных линиях применяют транспозицию проводов,

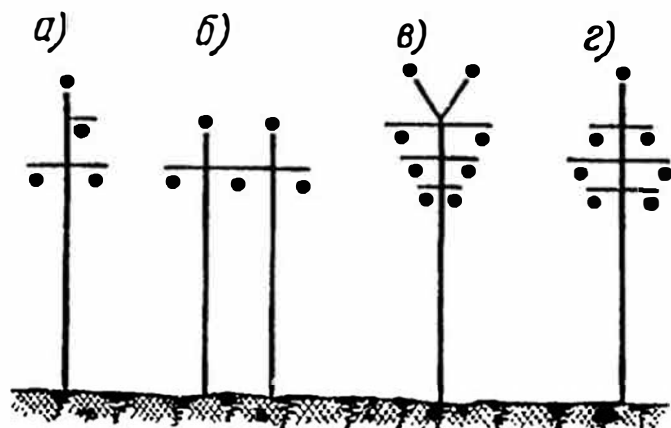


Рис. 2-5. Расположение проводов и защитных тросов на опорах

т. е. последовательно меняют на опорах взаимное расположение проводов по отношению друг к другу на разных участках линии. При этом 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. 2-6).

Транспозиция проводов преследует также цель уменьшить влияние линии электропередачи на соседние провода связи.

Применяют транспозицию на линиях напряжением 110 кВ и выше протяженностью более 100 км. При меньшей протяженности линий несимметрия незначительна, что позволяет обходиться без транспозиции проводов на линиях всех напряжений.

Грозозащитные тросы подвешивают выше проводов. Взаимное расположение проводов и тросов показано на рис. 2-5.



Рис. 2-6. Цикл транспозиции одноцепной линии

Виды опор

Опоры бывают анкерными (в том числе концевыми), промежуточными, угловыми, транспозиционными и специальными. Применение того или иного вида опор диктуется их назначением, которое в свою очередь зависит от места установки опор на трассе воздушной линии.

Анкерные опоры устанавливают для жесткого закрепления проводов в особо ответственных точках линии (на концах линии, на концах прямых ее участков, на пересечениях особо важных инженерных сооружений и больших водоемов). Анкерные опоры

должны выдерживать одностороннее тяжение двух проводов. 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 незначительно.

На рис. 2-7 показана деревянная анкерная опора для линий передачи напряжением 110 кВ, предназначенная для прямых участков трассы.

Анкерные опоры значительно сложнее и дороже промежуточных, и поэтому число их на каждой линии должно быть минимальным.

На прямых участках линий напряжением выше 1000 В с глухими звонками расстояние между анкерными опорами практически достигает 10—15 км и нормами не ограничивается.

Промежуточные опоры (рис. 2-8 и 2-9) служат для поддержания провода на прямых участках линии в анкерном пролете. Промежуточная опора дешевле опор других типов и проще их в изготовлении, так как благодаря одинаковому тяжению проводов по обеим сторонам она в нормальном режиме (т. е. при не оборванных проводах) не испытывает усилий вдоль линии. Характерная особенность промежуточных опор — их массовость; они составляют не менее 80—90% общего числа опор воздушной линии. Вот почему при проектировании воздушных линий надо обращать особое внимание на выбор наиболее экономичного типа промежуточных опор.

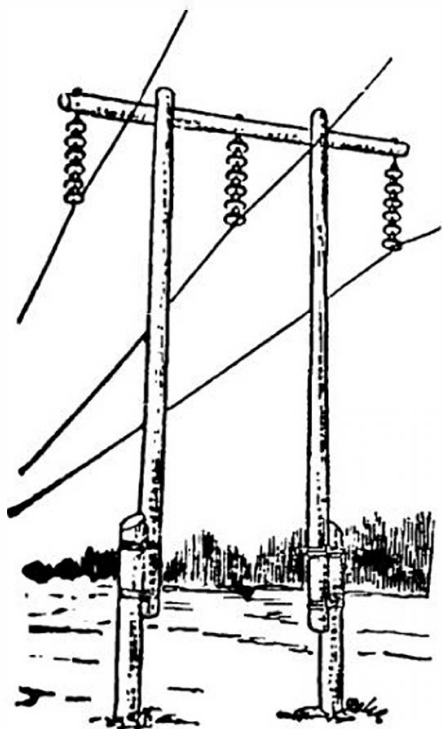


Рис. 2-8. Промежуточная деревянная опора на бестрансформаторной линии напряжением 110 кВ

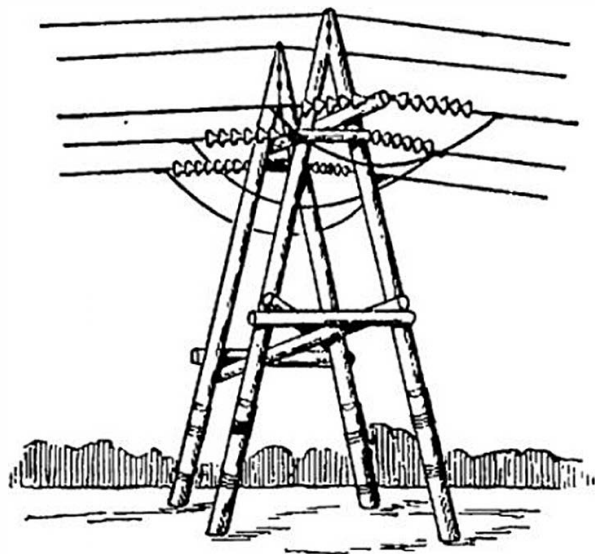


Рис. 2-7. Анкерная деревянная опора линии напряжением 110 кВ

Угловые опоры устанавливают в точках поворота линии. Углом поворота линии называется угол α (рис. 2-10), дополнительный до 180° к внутреннему углу β линии. Траверсы угловой опоры устанавливают по биссектрисе угла β .

Чаще всего применяют угловые опоры анкерного типа (рис. 2-11, а). При углах поворота до 60° можно устанавливать одноплечные железобетонные опоры с оттяжками (рис. 2-11, б), а при

углах поворота до 20° и ровном профиле трассы разрешается вместо угловых применять промежуточные опоры, соответственно изменив способ закрепления проводов.

Транспозиционные опоры применяют для транспозиции проводов. На рис. 2-12 представлена транспозиционная опора одноцепной линии напряжением 220 кВ, а на рис. 2-13 — транспозиция проводов на опоре двухцепной линии.

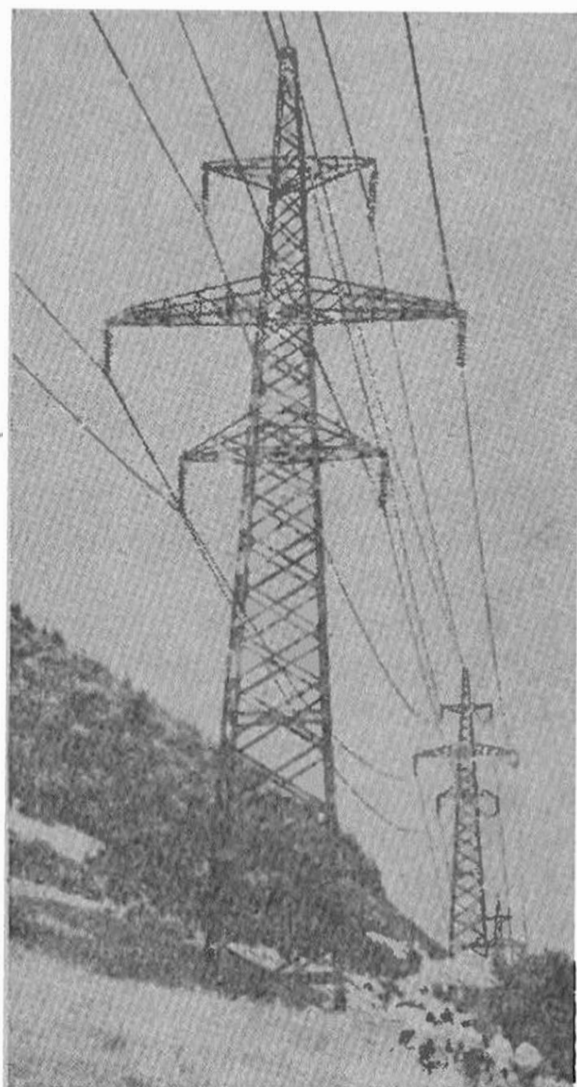


Рис. 2-9. Промежуточная свободностоящая металлическая опора двухцепной линии напряжением 220 кВ

Специальные опоры бывают двух типов: переходные (рис. 2-14) — для больших пролетов (пересечения рек, ущелий, озер и др.) и ответвительные (рис. 2-15) — когда требуется глухое ответвление от линии.

Опоры воздушных линий бывают деревянные, железобетонные и металлические.

Деревянные опоры просты в изготовлении и дешевы.

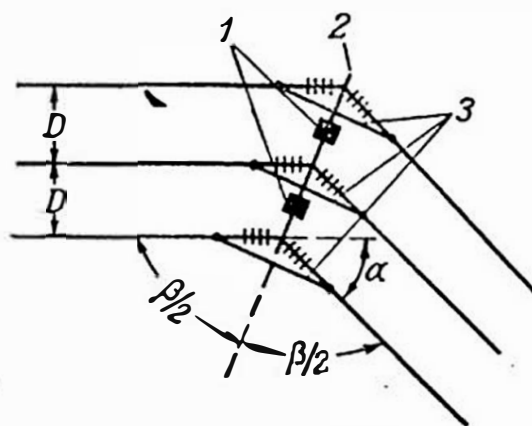


Рис. 2-10. Угол поворота линии электропередачи

1 — ноги опоры; 2 — траверса; 3 — петля

В нашей стране их делают из сосны, а в Сибири также из лиственницы. Недостаток этих опор — их недолговечность, объясняющаяся гниением древесины, т. е. разрушением ее особыми грибами. Наиболее подвержены поражению нижние части столбов, вкапываемые в грунт, а также врубки в дереве и места болтовых соединений. Срок службы тех частей опор из непропитанной сосны, которые находятся у поверхности земли, составляет в среднем 3—5 лет. Срок службы деревянных опор можно повысить, если готовые деревянные детали пропитать антисептиками (креозотом, антраценовым маслом) и тем предотвратить развитие грибов

в древесине. Заводская пропитка увеличивает срок службы деревянных опор до 15—20 лет.

В СССР деревянные опоры применяют при строительстве одноцепных линий напряжением до 220 кВ включительно. Из экономических соображений опоры делают в большинстве случаев составными (см. рис. 2-2). Нога опоры состоит из двух частей: длинной (основной стойки) и короткой (пасынка). Пасынок соединяют со стойкой двумя бандажами из стальной проволоки диаметром 4—6 мм. Для натяжки бандажа служат металлические накладки, стягиваемые сквозными болтами. Соприкасающиеся места пасынка и основной стойки затесывают так, чтобы они плотнее прилегали друг к другу. В грунт пасынок заделывают на глубину 1,8 м для опор линий передачи напряжением до 10 кВ и 2,5 м для линий 35—220 кВ.

Деревянные опоры линий передачи напряжением до 10 кВ изготавливают одностоечными, изоляторы закрепляют на крюках (рис. 2-16, а). Для проводов средних сечений изоляторы крепятся на штырях (рис. 2-16, б). На линиях напряжением 110 кВ и на большинстве линий напряжением 35 кВ устанавливают двухстоечные опоры П-образного типа (см. рис. 2-8).

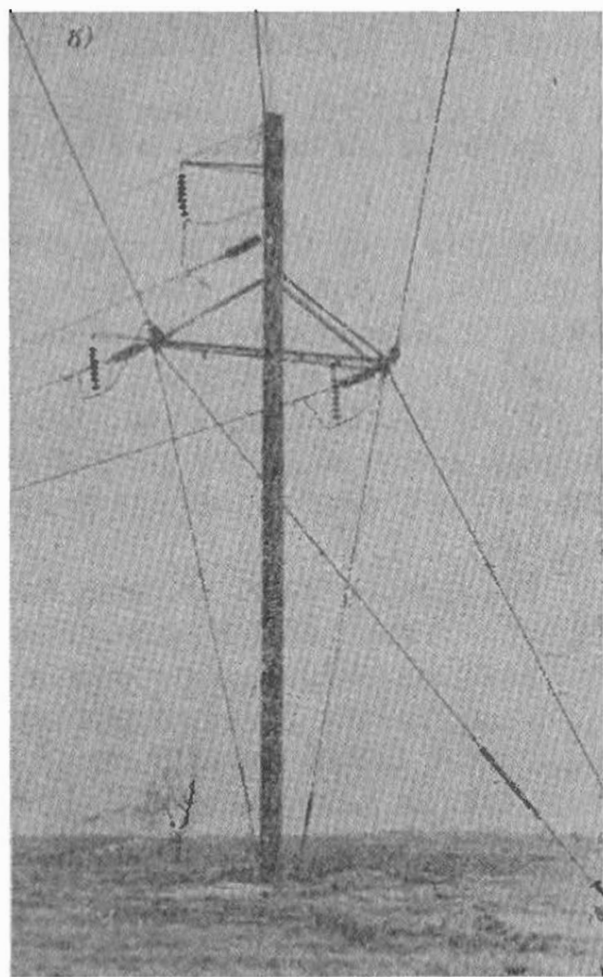
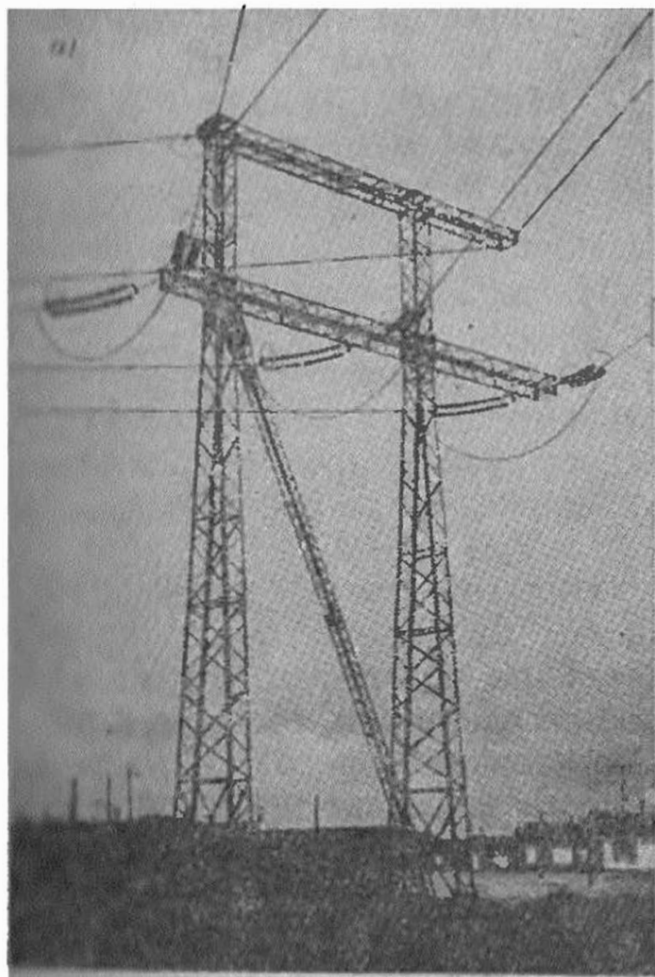


Рис. 2-11. Условные опоры а — анкерная порталная на линии напряжением 220 кВ; б — одностоечная железобетонная с оттяжками на одноцепной линии напряжением 110 кВ

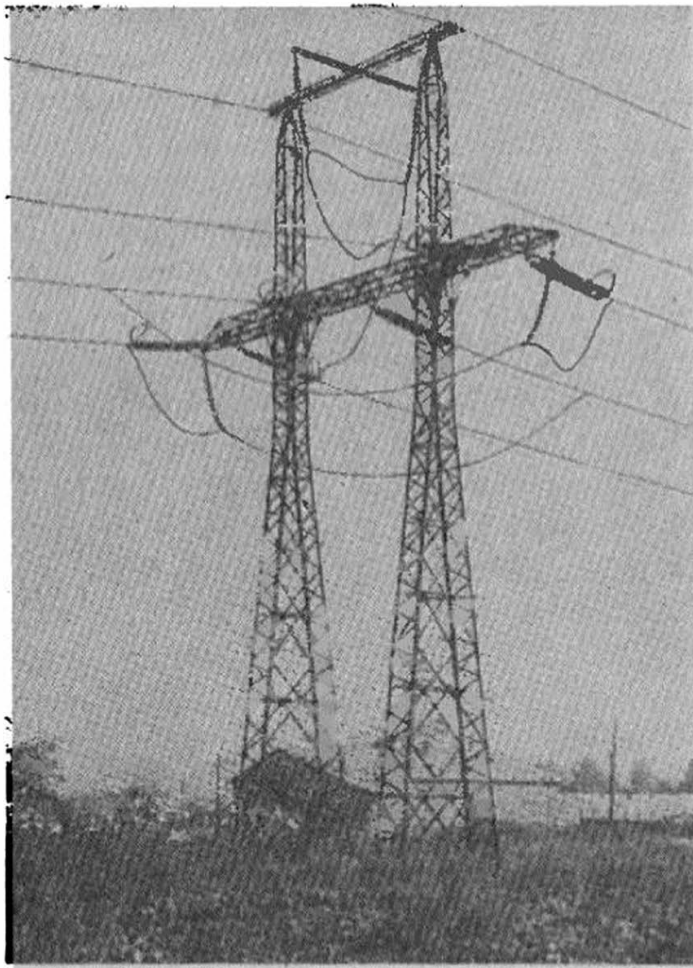


Рис. 2-12. Транспозиционная опора одноцепной линии напряжением 220 кВ

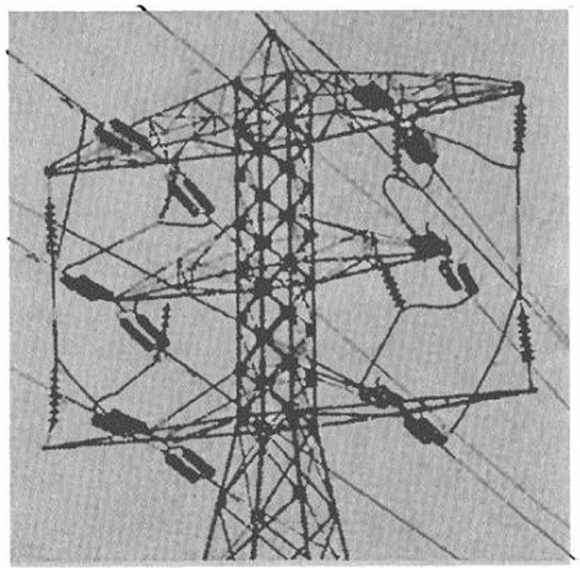


Рис. 2-13. Транспозиция проводов на опоре двухцепной линии

Деревянные опоры для линий электропередачи применяют главным образом в районах, богатых строевым лесом, где влажность воздуха незначительная и среднегодовая температура не выходит за пределы от 0 до +5 С. Для увеличения срока службы де-

ревянных опор их делают преимущественно с железобетонными пасынками. В торфянистых и слабых грунтах в качестве пасынков применяют железобетонные сваи.

Железобетонные опоры долговечнее деревянных, требуют меньше металла, чем металлические, просты в обслуживании и поэтому получили в последнее время широкое применение на линиях электропередачи всех напряжений до 500 кВ включительно.

На одноцепных линиях напряжением 6—10 кВ применяются одностоечные свободностоящие опоры из вибробетона, прямоугольного сечения. Провода крепятся на штыревых изоляторах, установленных на горизонтальной металлической траверсе и приваренной к ней вертикальной стойке (верхний провод). Одностоечные опоры для линий 35 кВ с большим сечением проводов и для линий 110—330 кВ изготавливают из центрифугированного бетона, с металлическими траверсами. Одностоечные опоры бывают как свободностоящие (рис. 2-17), так и на оттяжках (рис. 2-18).

Стойки железобетонных опор имеют вид пустотелых конусных труб длиной 18—26 м с малым наклоном образующих конуса. Изготавливают их на специальных центробежных станках заводским способом с ненапряженной или с предварительно напряжен-

ной арматурой. Последние при одинаковой прочности содержат меньше металла и обладают большей трещиностойкостью, что предохраняет металл от коррозии в процессе эксплуатации.

Опоры устанавливают в собранном виде с помощью крана. В прочных грунтах под стойки свободностоящих опор вырывают буровой машиной котлованы цилиндрической формы глубиной 2,5—3,2 м.

При горизонтальном расположении проводов на линиях напряжением 330—500 кВ применяют порталные железобетонные про-

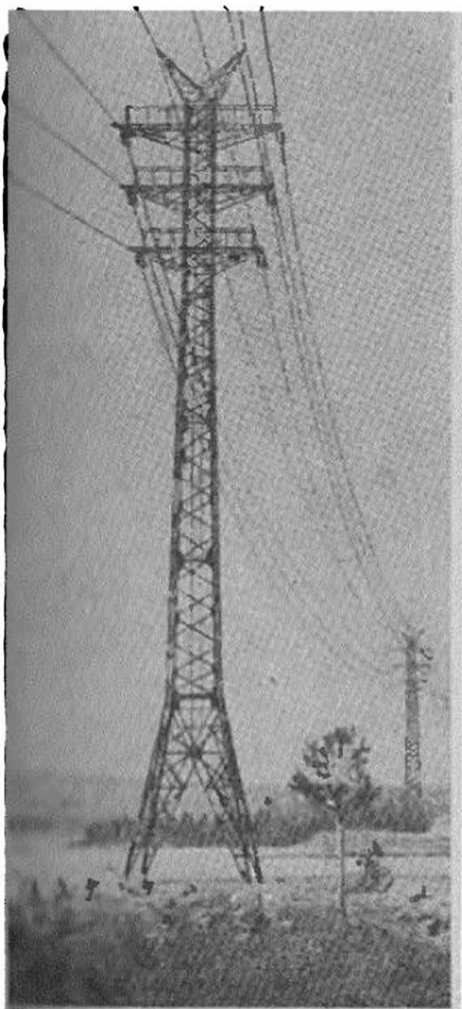


Рис. 2-14. Переходная опора

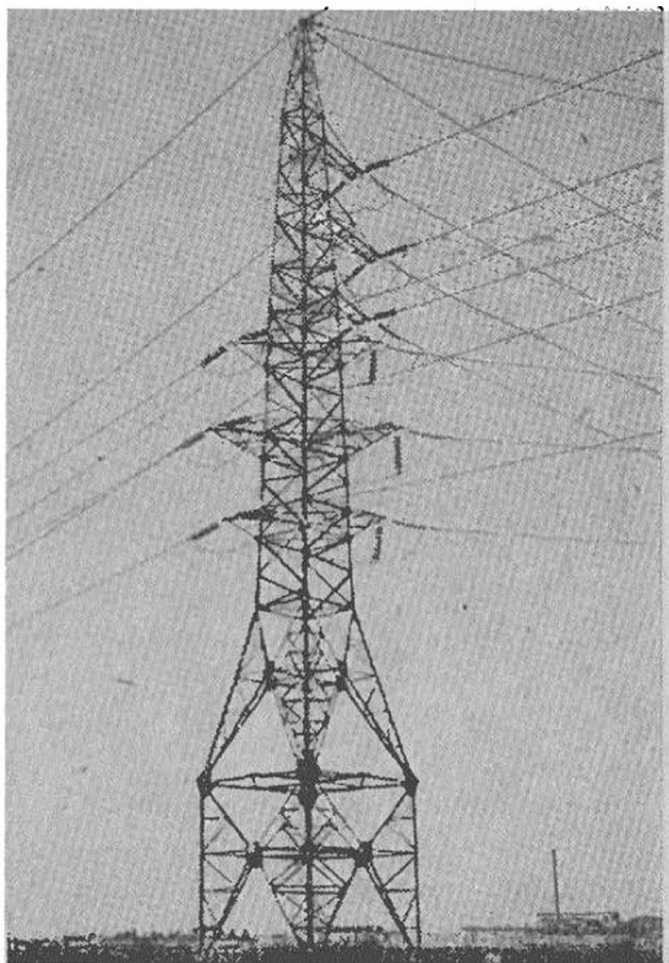


Рис. 2-15. Ответвительная опора двухцепной линии напряжением 110 кВ

Межуточные опоры на оттяжках (рис. 2-19). Опоры устанавливают на железобетонных фундаментах с шарнирами в опорных точках стоек. Фундаменты заделывают в грунт с таким наклоном, чтобы оси стоек опоры и оси фундаментов совпадали. Оттяжки делают из стального спирального каната. Нижние концы оттяжек прикрепляют к заделанным в грунт якорным плитам с помощью специальных U-образных анкерных тяг с нарезкой на концах для регулирования натяжения.

Металлические опоры применяют на линиях напряжением 35 кВ и выше. Эти опоры требуют затраты большого количества металла и регулярной окраски в процессе эксплуатации

для защиты от коррозии. Изготавливают их из стали 3 с дополнительными гарантиями прочности по ГОСТ 380—71.

Металлические опоры преимущественно используют в горных районах и в другой труднодоступной местности, так как они транспортируются отдельными секциями. Устанавливают металлические опоры на железобетонных фундаментах, которые могут быть монолитными (сплошными), сборными и свайными. Монолитные фундаменты изготавливают на месте установки опоры, а свайные и сборные — на заводах. При нормальном грунте, т. е. при отсутствии скалы, плавунцов, болот и т. п., предпочтение отдают свайным железобетонным фундаментам, так как их погружение в грунт осуществимо механизированным способом (например, при помощи вибропогружателей).

На рис. 2-20 показана анкерная металлическая опора с широкой базой для двухцепной линии напряжением 110 кВ, а на рис. 2-21 — угловая анкерная опора для линии напряжением 500 кВ.

Число типов и конструкций металлических опор, применяемых на одноцепных и двухцепных линиях, весьма велико. Проведенная в СССР унификация металлических и железобетонных опор для одно- и двухцепных линий

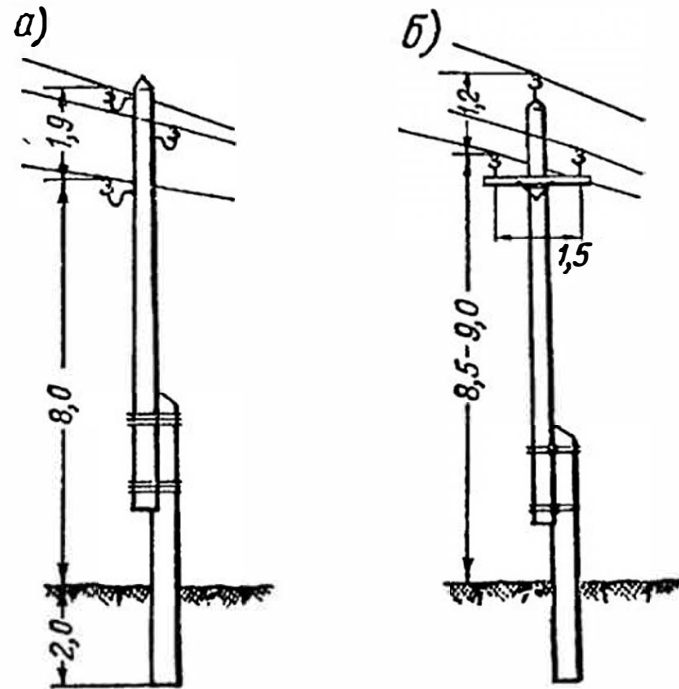


Рис. 2-16. Одностоечные деревянные опоры бестросовых линий напряжением 6—10 кВ (размеры в метрах)

напряжением 35—330 кВ значительно сократила как число типов и конструкций опор, так и их деталей. Это позволило организовать на заводах серийное производство опор, что ускорило и удешевило сооружение линий.

Таблица 2-2

Средние значения длин пролетов и расстояний между фазами

Размер, м	При номинальном напряжении линии, кВ						
	6—10	35	110	220	330	500	750
Длина пролета . . .	50—100	150—200	170—250	250—350	300—400	350—450	450—550
Габарит до земли . .	6—7	6—7	6—7	7—8	7,5—8	8	10—12
Расстояние между фазами при расположении их на опоре: треугольником . . .	0,8—1,5	3—3,5	4,5—5	6—8	6—12,8	—	—
вертикально (бочкой)	—	3	3,2—3,6	6—7	6—7	—	—
горизонтально	—	3	4	7—7,8	8—9	10,5—10,9	17,5—19,5

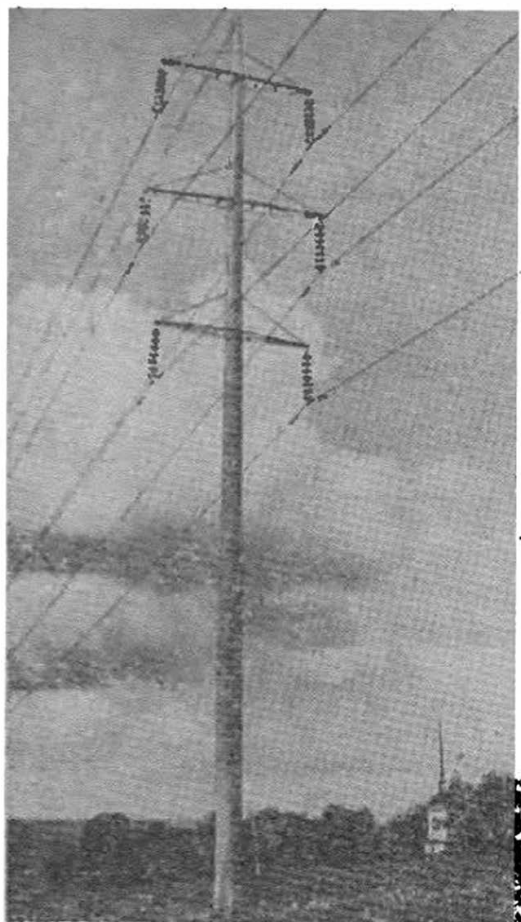


Рис. 2-17. Одностоечная свобод-
ностоящая железобетонная опора
двухцепной линии напряже-
нием 110 кВ

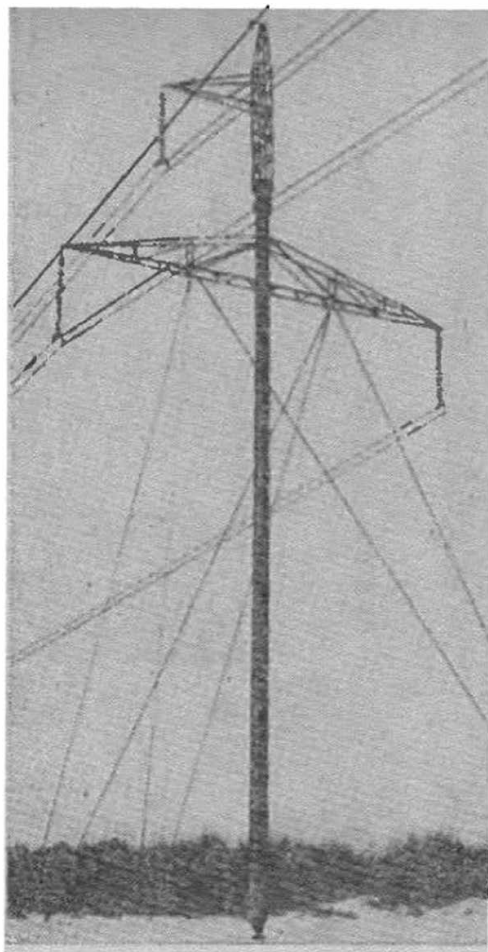


Рис. 2-18. Промежуточная одно-
стоечная железобетонная опора
на оттяжках линии напряже-
нием 330 кВ

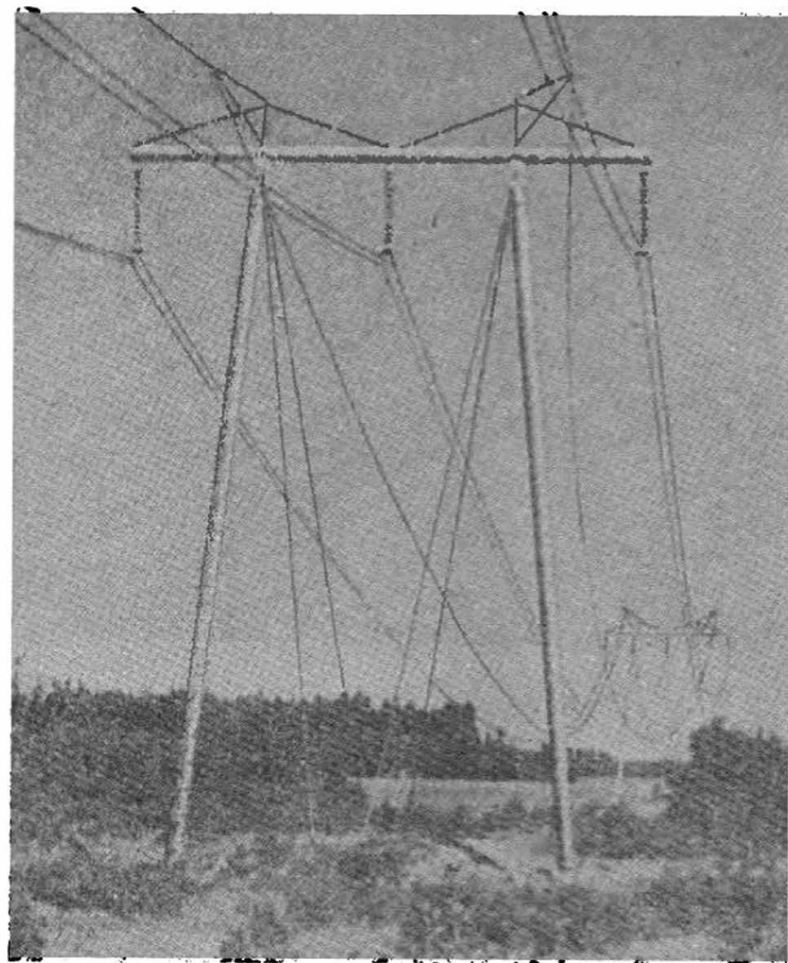


Рис. 2-19. Портальная промежуточная железобетонная опора с оттяжками линии напряжением 330 кВ

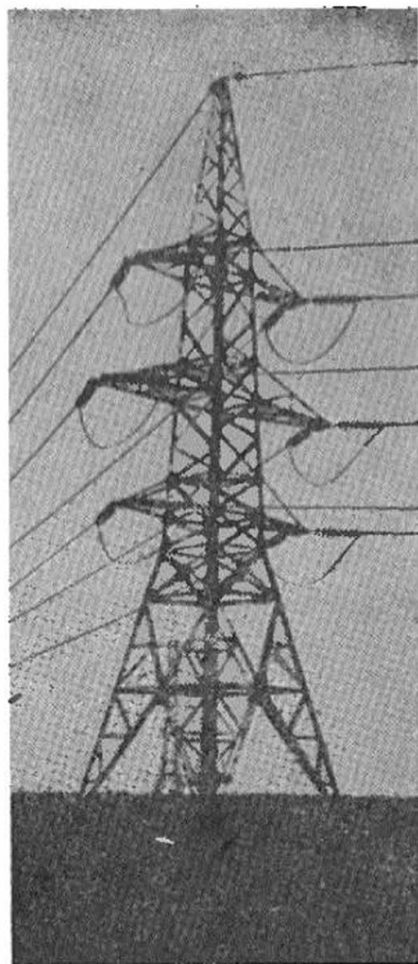


Рис. 2-20. Анкерная металлическая опора с широкой базой двухцепной линии напряжением 110 кВ

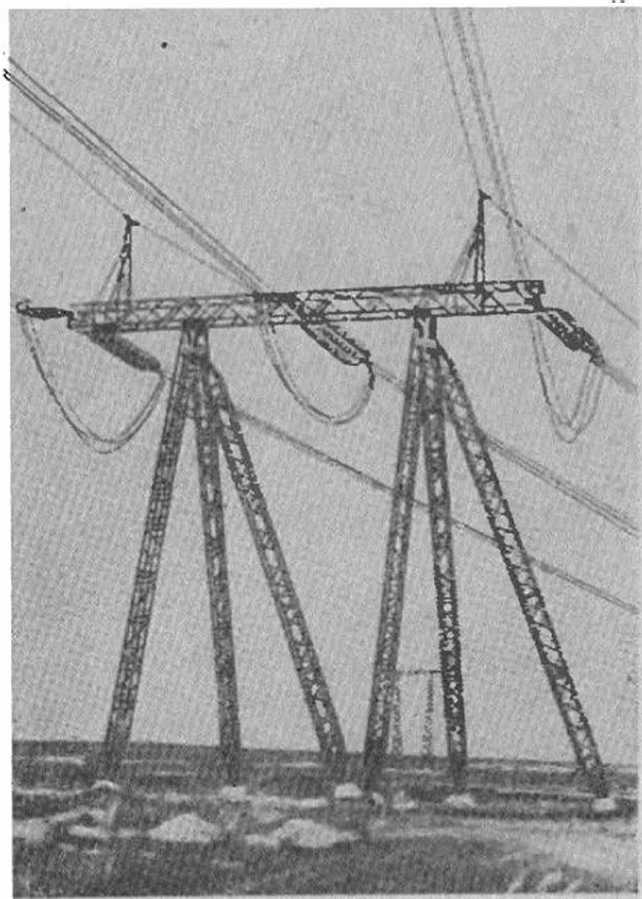


Рис. 2 21. Угловая анкерная металлическая опора линии напряжением 500 кВ

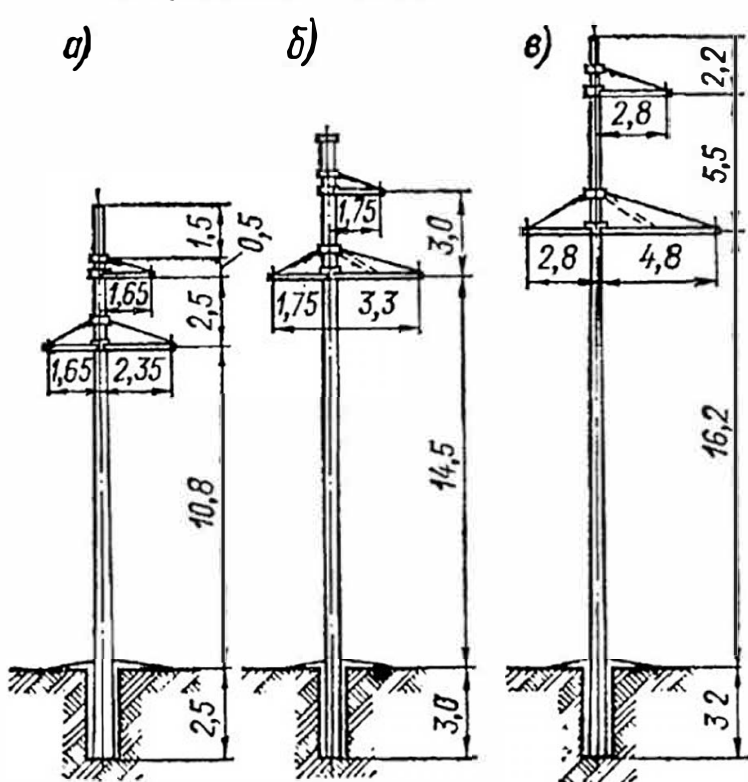


Рис. 2 22. Промежуточные железобетонные опоры одноцепных линий: а — напряжением 35 кВ; б — 110 кВ; в — 220 кВ (размеры в метрах)

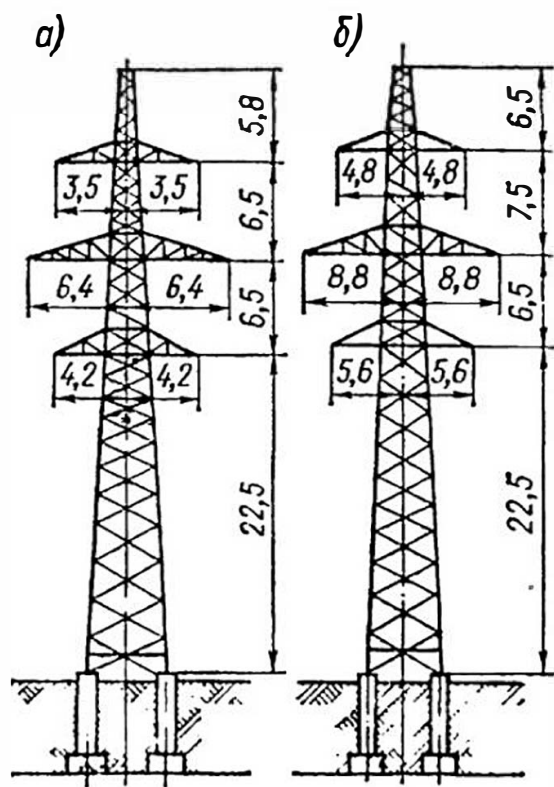


Рис. 2-23. Промежуточные металлические опоры двухцепных линий: а — напряжением 220 кВ, б — 330 кВ, (размеры в метрах)

На рис. 2-22 и 2-23 для примера приведены эскизы некоторых типов унифицированных промежуточных опор. Основные размеры опор — их высота и расстояние между фазами — зависят от номинального напряжения линии и длины пролета. Последняя, в свою очередь, при заданной высоте опоры зависит от материала и сечения проводов (стрелы провеса), габарита линии до земли и метеорологических условий.

В табл. 2-2 даны средние значения длин пролетов и расстояний между фазами при различном их расположении на опоре для линий напряжением 6—750 кВ.

2-4. Изоляторы и линейная арматура

Изоляторы воздушных линий изготавливают из фарфора или закаленного стекла — материалов, обладающих высокой стойкостью к атмосферным воздействиям, а также высокой механической и электрической прочностью.

Стеклянные изоляторы легче фарфоровых и лучше их противостоят ударным нагрузкам. К достоинствам стеклянных изоляторов относится и то, что в случае электрического пробоя или разрушающего механического или термического воздействия закаленное стекло изолятора не растрескивается, а рассыпается. Это облегчает нахождение не только места повреждения на линии, но и самого поврежденного изолятора в гирлянде и тем самым позволяет отказаться от трудоемких профилактических замеров изоляторов на линиях.

Конструктивно изоляторы подразделяются на штыревые и подвесные.

Штыревые изоляторы применимы как на линиях напряжением до 1 кВ, так и на линиях напряжением 6—35 кВ. На рис. 2-24, а показан штыревой фарфоровый линейный изолятор типа ШЛН-1 для напряжения до 1 кВ с разрушающей нагрузкой при изгибе, равной 15 кН, а на рис. 2-24, б — штыревой фарфоровый изолятор ШФ-10В для напряжения 6—10 кВ с разрушающей нагрузкой при изгибе, равной 14 кН. Штыревые изоляторы на линиях напряжением 35 кВ (ШФ-35) применяются редко и только для проводов малых сечений.

Для линий напряжением 35 кВ с проводами средних и больших сечений, а также для линий более высоких напряжений применяют только подвесные изоляторы (рис. 2-25). Их собирают в гирлянды, которые бывают поддерживающими и натяжными. Первые монтируют на промежуточных опорах, вторые — на анкерных.

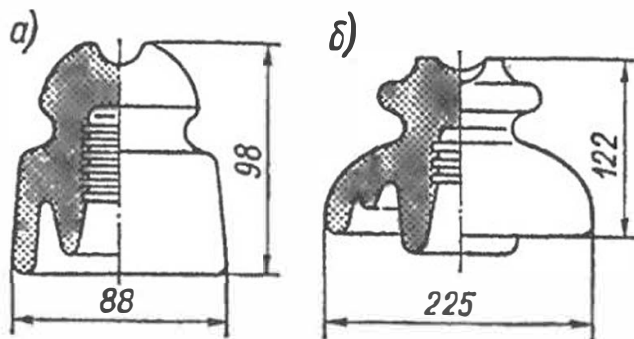


Рис. 2-24. Штыревые фарфоровые изоляторы типов ШЛН-1 (а) и ШФ-10В (ШЖБ-10) (б)

Для разных условий по загрязненности окружающей атмосферы предназначаются разные типы подвесных изоляторов, отличающиеся друг от друга основными характеристиками: длиной пути тока утечки и испытательным напряжением (см. табл. 2-3). Так, изоляторы типа ПФ (подвесной фарфоровый) или ПС (подвесной стеклянный) применяют в условиях чистой атмосферы (т. е. с обыч-

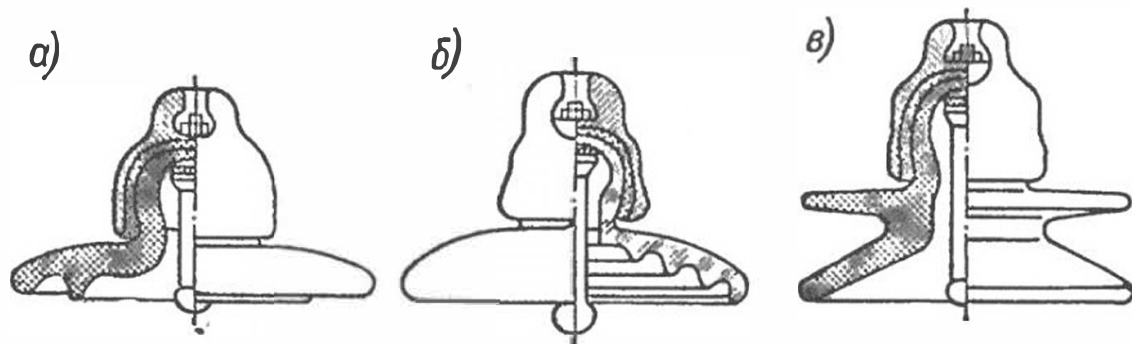


Рис. 2-25. Подвесные изоляторы типов ПФ (а), ПС (б) и ПФГ (в)

ными полевыми загрязнениями), а изоляторы типа ПФГ используют на линиях, проходящих в районах с повышенным уровнем загрязнения (уносы котельных, химических предприятий, цементных заводов и т. п.). В табл. 2-3 приведены технические характеристики и размеры некоторых типов фарфоровых и стеклянных подвесных изоляторов.

Таблица 2-3

Характеристика подвесных изоляторов

Тип изолятора (в скобках прежние наименования)	Напряжение, кВ		Длина пути утечки тока, мм	Гаранти- рованная электро- механиче- ская на- грузка, кН	Размеры, мм	
	про- бивное в масле	испыта- тельное под дождем			вы- сота	диа- метр
Фарфоровые						
ПФ6-Б (ПМ-4,5)	110	32	280	60	140	270
ПФ16-А	125	40	385	160	173	280
ПФ20-А (ПФЕ-16)	125	44	420	200	194	350
ПФГ6-А (НС-2)	110	45	470	60	198	270
Стеклянные						
ПС6-А (ПС-4,5)	90	37	255	60	130	255
ПС12-А (ПС-8,5)	90	40	325	120	140	260
ПС22-А	110	40	390	220	200	320
ПСГ6-А	90	—	400	60	130	350

Количество изоляторов в гирлянде зависит от рабочего напряжения линии, степени загрязненности атмосферы, материала опор и типа применяемых изоляторов. В табл. 2-4 указано количество изоляторов в поддерживающих гирляндах линий напряжением 35—750 кВ с металлическими и железобетонными опорами, опре-

деленное исходя из удельной длины пути утечки 13 мм/кВ наибольшего рабочего напряжения с добавлением одного запасного изолятора на ВЛ 110—220 кВ и двух на ВЛ 330—500 кВ.

Таблица 2-4

Количество изоляторов в поддерживающих гирляндах линий напряжением 35—750 кВ с металлическими и железобетонными опорами

Тип изолятора	При напряжении, кВ					
	35	110	220	330	500	750
ПФК-Б	3	7	14	20	—	—
ПФ16-А	—	6	11	17	23	—
ПФ20-А	—	—	10	14	20	—
ПС6-А	3	8	14	21	—	—
ПС12-А	—	7	12	17	25	3 × (38—41)
ПС22-А	—	—	10	15	21	29—34

Натяжные гирлянды изоляторов работают в более тяжелых условиях, чем поддерживающие, вследствие чего их старение (нарушение электрической прочности) наступает быстрее. Поэтому на линиях передачи напряжением до 110 кВ, т. е. при относительно небольшом количестве изоляторов, число последних в натяжных гирляндах, на один больше, чем в поддерживающих.

На линиях с деревянными опорами, обладающих повышенной грозоупорностью,

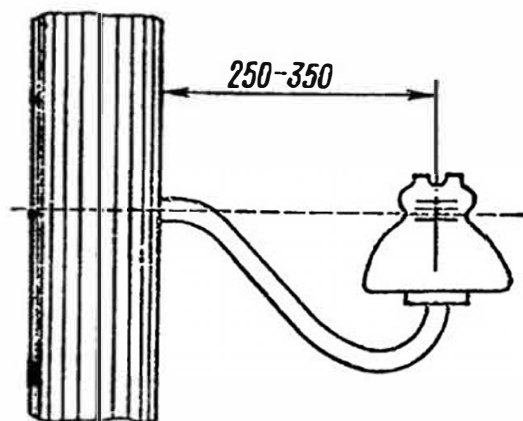


Рис. 2-26. Штыревой изолятор на крюке для линии напряжением 10 кВ

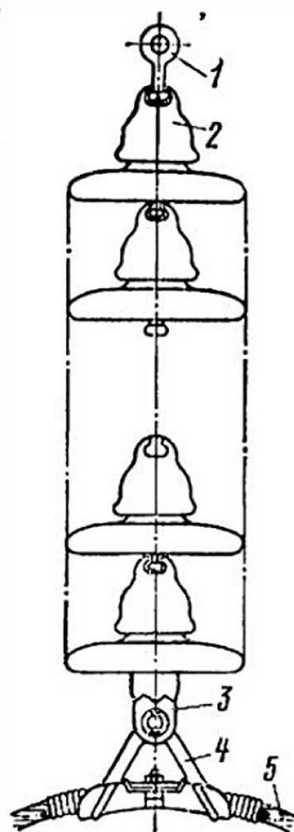


Рис. 2-27. Поддерживающая гирлянда изоляторов

число изоляторов в гирлянде принимают на один меньше, чем рекомендуется в табл. 2-4.

Штыревые изоляторы крепят на опорах при помощи крюков (рис. 2-26) или штырей (см. рис. 2-16, б). В том и другом случаях

на стержни крюков или штырей, снабженные насечками, накручивают слой пакли (пеньки), смоченной сурником, растертым в олифе натуральной или марки оксоль, после чего на паклю по резьбе, имеющейся в фарфоре, навертывают изолятор. В последнее время вместо пакли с краской применяют полиэтиленовые насадки, имеющие на внешней поверхности резьбу, соответствующую резьбе в изоляторе. Провода к штыревым изоляторам

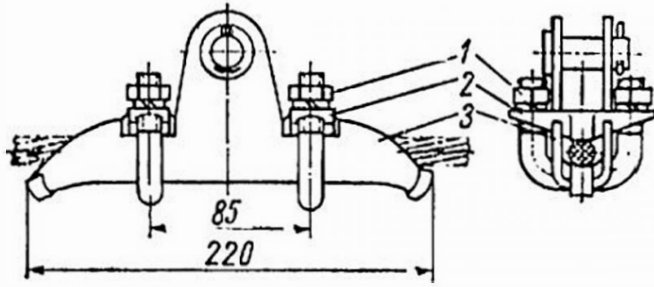


Рис. 2-28. Поддерживающий глухой зажим

привязывают проволокой из того же материала, что и провод. Если требуется повышенная надежность, то на анкерные опоры устанавливают не один, а два и даже три штыревых изолятора.

Поддерживающую гирлянду изоляторов (рис. 2-27) закрепляют на кромке траверсы промежуточной опоры при помощи серьги 1, вставленной в шайку верхнего изолятора 2. К нижнему изолятору гирлянды за ушко 3 прикреплен поддерживающий зажим 4, в котором помещен провод 5.

Поддерживающие зажимы для закрепления проводов на промежуточных опорах бывают глухими и с заделкой ограниченной прочности. Для ВЛ 35—220 кВ применяются, как правило, поддерживающие зажимы глухого типа, а для линий 330—750 кВ — как глухие зажимы, так и зажимы ограниченной прочности заделки.

Глухой зажим показан на рис. 2-28. Нажимные болты 1 через плашку 2 прижимают провод к корпусу зажима 3, удерживая его на месте при одностороннем тяжении. Прочность заделки провода в зажиме составляет не менее 30% прочности алюминиевого провода и не менее 15—20% прочности сталеалюминиевого провода.

Зажимы с заделкой ограниченной прочности применяют для проводов сечением от 300 до 500 мм². Прочность заделки провода в зажиме составляет от 7 до 9 кН, что достаточно для удержания провода в зажиме в нормальных эксплуатационных условиях. При обрыве провода и появлении на нем одностороннего тяжения, превышающего прочность заделки, провод начинает проскаль-

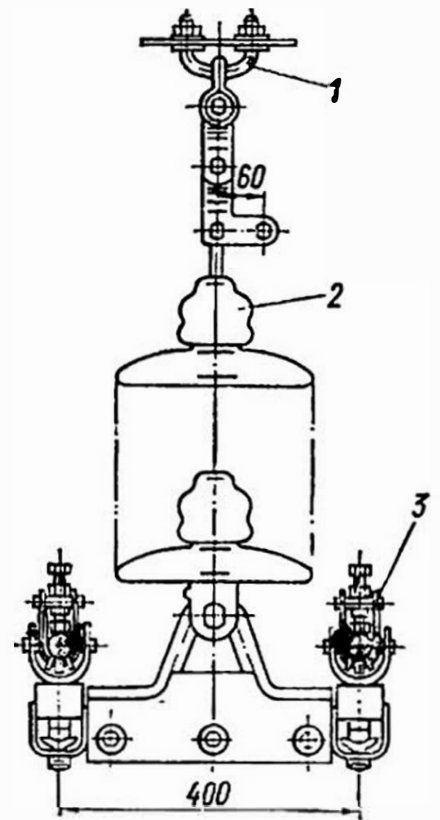


Рис. 2-29. Поддерживающая гирлянда изоляторов линии 330 кВ для двух проводов в фазе

1 — узел крепления гирлянды к опоре; 2 — изоляторы гирлянды; 3 — зажим поддерживающий, глухой

зывать в зажиме, благодаря чему действующее на промежуточную опору усилие уменьшается.

На рис. 2-29 показан общий вид поддерживающей гирлянды изоляторов для фазы, расщепленной на два провода с глухими зажимами. При расщеплении фазы на три провода третий провод подвешивается в середине коромысла снизу его в таком же зажиме. Для подвески фаз, расщепленных на 4 и большее число проводов, применяются держатели специальной формы (многоугольники), несущие на себе нужное количество зажимов, в лодочках которых и крепятся провода.

На анкерных опорах провода закрепляют наглухо при помощи **натяжных зажимов**. Провода одной фазы электрически соединены друг с другом отрезком провода в виде петли, свободно висящей под гирляндами (см. рис. 2-7). Существует несколько типов натяжных зажимов: клиновые — для алюминиевых, медных и ста-

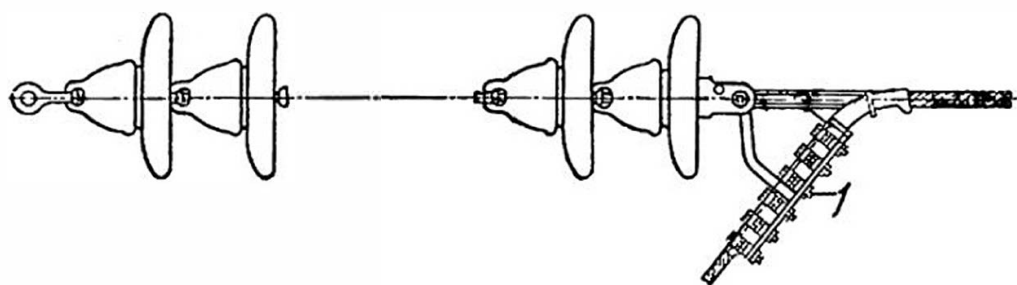


Рис. 2-30. Натяжная гирлянда изоляторов с болтовым зажимом 1

леалюминиевых проводов небольших сечений; болтовые — для тех же проводов средних сечений и прессуемые — для сталеалюминиевых проводов больших сечений (240 мм^2 и больше).

На рис. 2-30 изображена натяжная гирлянда изоляторов с болтовым зажимом. Если требуется увеличить коэффициент запаса прочности изоляторов (пролеты большой длины, ответственные переходы), применяют сдвоенные гирлянды изоляторов. На линиях с расщепленными фазами число натяжных гирлянд берется по числу проводов в фазе.

Соединение проводов воздушных линий осуществляют с помощью скручиваемых, обжимных и прессуемых зажимов, изготовленных из того же металла, что и провод.

Обжимные соединения выполняют при помощи овально-трубчатых зажимов (рис. 2-31, а). Концы соединяемых проводов вводят с двух сторон в трубку овальной формы, а затем, пользуясь переносным станком-клещами, трубку в нескольких местах обжимают с обеих сторон в шахматном порядке. На трубке образуются пологие углубления 1, а соединяемые провода приобретают волнообразную форму. Методом обжатия монтируются алюминиевые провода сечением $120\text{—}185 \text{ мм}^2$. Провода меньшего сечения (А 16-95 и АС 10-185 мм^2) соединяются при помощи овально-трубчатых зажимов методом скручивания (рис. 2-31, б).

Для соединения сталеалюминиевых проводов сечением 240 мм² и выше, медных полых проводов и стальных тросов сечениями 70-95 мм² применяют соединительные зажимы, монтаж которых производится методом прессования. Для сталслюминиевых проводов эти зажимы состоят из двух трубок: одной — стальной, предназначенной для соединения внутренних стальных жил, и другой — алюминиевой, накладываемой поверх первой и служащей для соединения наружных алюминиевых жил.

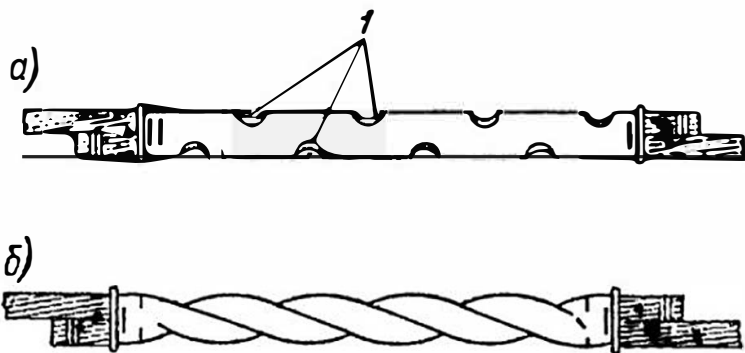


Рис. 2-31. Овально-трубчатый соединительный зажим

Для сталслюминиевых проводов эти зажимы состоят из двух трубок: одной — стальной, предназначенной для соединения внутренних стальных жил, и другой — алюминиевой, накладываемой поверх первой и служащей для соединения наружных алюминиевых жил.

Прочность заделки провода в соединительных зажимах не менее 90% предельного сопротивления провода при разрыве, а электрическое сопротивление его не более сопротивления провода той же длины, что и зажим.

2-5. Краткие сведения по эксплуатации воздушных линий

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

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

Во время туманов и дождей при температуре воздуха около -5°C провода ВЛ покрываются изморозью и гололедом. Происходит это из-за оседания и замерзания на проводе переохлажденных частиц воды. Гололеды и плотные изморозы прочно удерживаются на проводах и создают не только большие добавочные вертикальные нагрузки, но и увеличивают поверхность провода, на которую оказывает давление ветер. Особенно поражаемы провода из алюминия небольших сечений (35—50 мм²).

Гололед и изморозь чаще всего образуются на ВЛ, расположенных на возвышенных местах, вблизи больших водных поверхностей. Они могут привести к аварийному выходу линии из работы. Для примера на рис. 2-32 показаны опоры, разрушенные непредвиденно большим гололедом, образовавшимся на проводах. Чтобы избежать подобных аварий, гололедные образования плавят электрическим током. Практикуют также их механическое удаление. При проектировании ВЛ расчет проводов и опор ведут с учетом возможного гололеда (см. § 15-1).

Вибрация проводов возникает при ветре скоростью 4—8 м/с, направленном поперек линии. Состоит это явление в том, что в проводах и тросах образуются продольные вертикальные

волны амплитудой до 50 мм и частотой 5—100 Гц. Следствием вибрации являются изломы проволок проводов у зажимов, особенно на промежуточных опорах.

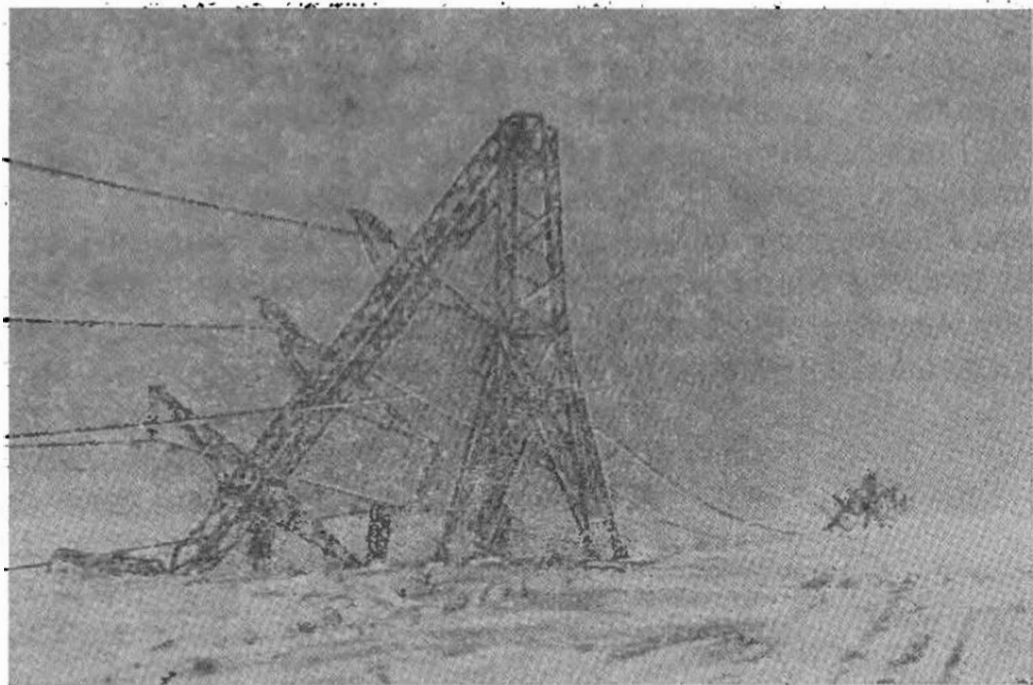


Рис. 2-32. Разрушение гололедом металлических опор

Борьба с вибрацией сводится к тому, что к проводу или тросу, на определенном расстоянии от поддерживающих и натяжных зажимов, подвешивают особые приспособления — гасители вибрации. Состоит такой гаситель из двух чугунных грузов *1*, соединенных стальным тросом *2* (рис. 2-33). Гасители, у которых частота собственных колебаний во много раз меньше, чем у провода, удерживают последний от вибрации.

При нормальном тяжении провода вибрация ощутима в пролетах длиной выше 80 м для алюминиевых и сталеалюминиевых проводов сечением до 95 мм² и в пролетах более 100 м — для сталеалюминиевых проводов сечением 120 мм² и выше. Установлена большая повреждаемость от вибрации алюминиевых и сталеалюминиевых проводов малых сечений. Для этих проводов разработана защита от вибраций посредством «демпфирующей петли» *1*, изготовляемой из провода той же марки. Петля прикрепляется к проводу болтовыми зажимами *2* по обе стороны поддерживающего зажима *3* у подвесной гирлянды изоляторов *4* (рис. 2-34).

Участки воздушных линий, защищенные от поперечных ветров (горные долины и лесные массивы с высотой деревьев, превышаю-

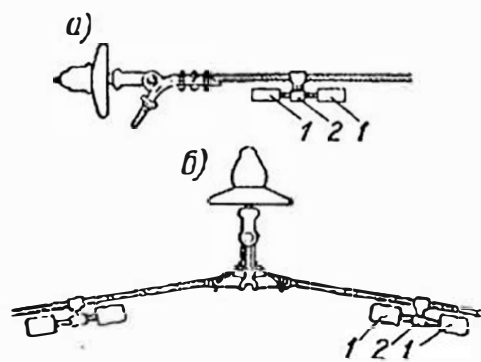


Рис. 2-33. Установка гасителей вибрации у натяжных зажимов (а) и поддерживающих зажимов (б)

щей высоту подвеса проводов и тросов на опоре), не нуждаются в защите от вибрации.

На воздушных линиях, проходящих по открытой местности, при скорости ветра 10—30 м/с и направлении его к оси линии под углом и не в горизонтальной плоскости возникает другое явление, называемое **п л я с к а п р о в о д о в**.

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

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

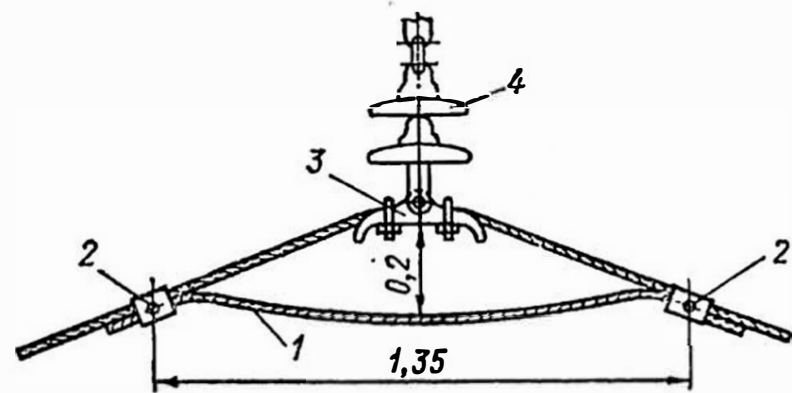


Рис. 2-34. Демпфирующая петля (АС-70) (размеры в метрах)

Грозовые поражения — наиболее частая причина выхода воздушных линий из работы. Если линия электропередачи напряжением 110 кВ и выше выполнена на металлических или железобетонных опорах, то по верхним частям опор, над токоведущими проводами подвешивают стальной трос и заземляют его на всех опорах. Сопротивление заземления должно быть не менее 10—15 Ом. Трос не только защищает линию от прямых ударов молнии, но и способствует снижению амплитуды перенапряжений, возникающих при разрядах вблизи линии. Кроме того он снижает влияние ВЛ на соседние линии связи. Наконец, трос полезен еще и тем, что при обрыве проводов на линии электропередачи он отчасти поддерживает опоры, способствуя их устойчивости.

К опорам воздушных линий напряжением 220—330 кВ трос крепят с помощью изоляторов, шунтированных искровыми промежутками размером 40 мм. Такое крепление троса обеспечивает изоляцию троса от опоры, что важно при измерении переходного сопротивления заземления опоры. На подходах к подстанциям трос должен быть заземлен на каждой опоре линий всех напряжений.

Линии напряжением 110 кВ на деревянных опорах считаются грозоупорными, в связи с чем к подвеске грозозащитного троса по всей их длине не прибегают. Заземленный трос подвешивают на этих линиях лишь на подходе к подстанции (на протяжении 1,5—2 км), что относится, собственно говоря, уже к грозозащите подстанции.

Линии напряжением 35 и 6—10 кВ независимо от типа опор защищают от перенапряжений только на подходах к подстанциям: первые — грозозащитными тросами на протяжении 0,8—1,5 км, а вторые — стержневыми молниеотводами или трубчатыми разрядниками.

Накопление дефектных изоляторов в гирляндах, а также недопустимо высокие сопротивления заземлителей опор являются частыми причинами грозовых отключений линий, даже имеющих грозозащитные тросы.

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

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

2-6. Основные сведения о конструкции кабелей

Кабельные линии переменного тока обходятся значительно дороже воздушных линий того же напряжения, они более трудоемки в сооружении, требуют большего срока для ремонта и более квалифицированного монтажного персонала. К тому же передача одной и той же мощности по кабельным линиям требует большей затраты цветных металлов, чем по воздушным. Все это объясняет, почему кабельные линии прокладывают, как правило, лишь там, где строительство воздушных линий невозможно или нежелательно, например в городах и населенных пунктах (из-за отсутствия трассы для воздушных линий и по архитектурным соображениям), на территории промышленных предприятий, через большие водоемы и в других случаях.

К преимуществам кабельных линий относятся:

- а) неподверженность атмосферным воздействиям, например ветру, гололеду, грозовым поражениям и т. п.;
- б) скрытность трассы и недоступность кабеля для посторонних лиц.

Главными элементами любой кабельной линии являются:

- а) кабель, служащий для передачи электрической энергии;
- б) соединительные муфты, при помощи которых отдельные строительные длины кабелей, изготовленные на заводе, соединяются в одну линию, если строительная длина одного куска кабеля не соответствует длине линии;

- в) концевые муфты (заделки);
- г) стопорные муфты, монтируемые на крутых участках трассы линии, для предупреждения стекания кабельной массы;
- д) подпитывающие аппараты и система сигнализации давления масла для линий, выполненных маслонаполненными кабелями;
- е) кабельные сооружения (кабельные коллекторы, туннели, каналы, шахты, колодцы), специально применяемые на отдельных участках кабельных линий, когда прокладка в естественном грунте исключается.

За начало и конец кабельной линии принимают кабельные наконечники концевых муфт (заделок).

Основными составными частями силового кабеля любого напряжения являются:

- а) токопроводящие жилы;
- б) изоляция или изолирующие оболочки, отделяющие токопроводящие жилы друг от друга и от земли;
- в) защитная оболочка, предохраняющая изоляцию от вредного действия влаги, кислот и механических повреждений.

Т о к о п р о в о д я щ и е ж и л ы, изготавливаемые из медных или алюминиевых проволок, бывают как однопроволочными (сечением жил до 16 мм²), так и многопроволочными.

По числу жил кабели бывают одно-, двух-, трех- и четырехжильными. Одножильные кабели применяют в трехфазных линиях переменного тока при напряжении 110 кВ и выше и в линиях постоянного тока; двухжильные — только в сетях постоянного тока; трехжильные — в трехфазных сетях переменного тока, напряжением до 35 кВ включительно; наконец, четырехжильные — в тех же сетях напряжением до 1000 В (четвертая жила — «нулевая», сечение ее меньше, чем у основных жил).

По форме сечения токопроводящие жилы бывают круглыми, секторными и сегментными. Токопроводящие жилы одножильных кабелей и кабелей с отдельно свинцованными жилами имеют в сечении круглую форму, а многожильных кабелей с поясной изоляцией, напряжением до 10 кВ включительно и сечением жил 25 мм² и выше, — секторную или сегментную форму.

Применение жил секторной и сегментной форм значительно уменьшает диаметр кабеля а стало быть, и затраты на изоляцию и защитные оболочки. Чтобы повысить степень заполнения сечения кабеля, жилы многопроволочных кабелей подвергают обжатию в уплотняющих станках.

И з о л я ц и ю т о к о п р о в о д я щ и х ж и л кабелей выполняют из кабельной бумаги толщиной 0,08—0,17 мм. Слои этой бумаги накладывают в виде лент на токопроводящие жилы кабеля. Толщина изоляции и изоляционного слоя зависит от рабочего напряжения кабеля. После наложения изоляции кабель просушивают и пропитывают изоляционным составом, что резко увеличивает электрическую прочность изоляции.

Изоляцию кабелей напряжением до 35 кВ включительно пропитывают вязкими веществами (минеральным маслом с канифолью), а маслонаполненных кабелей напряжением 110—220 кВ — маловязким минеральным маслом, обладающим высокой электрической прочностью. Кабели напряжением 10 кВ изготавливают также с полиэтиленовой изоляцией, покрывающей токоведущие жилы сплошным слоем толщиной 5 мм.

Защитные оболочки, накладываемые поверх изоляции, бывают свинцовыми, алюминиевыми и полихлорвиниловыми. Свинцовые оболочки влагонепроницаемы, гибки и просты в изготовлении, но тяжелы и к тому же недостаточно устойчивы в вибрационном отношении. Широко применяемые в последнее время алюминиевые оболочки в 2—3 раза прочнее и в 4 раза легче свинцовых, но обладают малой коррозионной устойчивостью. Кроме того, они недостаточно гибки и их трудно накладывать на изоляцию кабеля.

Оболочки всех видов — свинцовые, алюминиевые и полихлорвиниловые — подлежат защите от механических повреждений. Для этого на оболочку накладывают сперва прослойку из кабельной пропитанной сульфатной бумаги или пропитанной пряжи, а затем броню из двух стальных лент или стальных оцинкованных проволок. Проволочная броня полезна не только тем, что предохраняет защитную оболочку от механических повреждений, но и тем, что воспринимает всевозможные растягивающие усилия, воздействующие на кабельные линии (например, при подводных прокладках, на наклонных трассах и др.).

Чтобы защитить алюминиевые оболочки от коррозии, поверх сульфатной бумаги накладывают еще две полихлорвиниловые ленты, образующие как бы сплошной чехол. В защите от коррозии нуждается и броня. Ее покрывают двумя слоями кабельной пряжи, пропитанной битумом, и меловым составом.

Трехжильные кабели напряжением до 10 кВ включительно изготавливают с секторными жилами и снабжают бумажной изоляцией с вязкой пропиткой и свинцовой или алюминиевой оболочкой (рис. 2-35). Каждую из трех медных или алюминиевых жил секторной формы, состоящую из отдельных проволок, обматывают в несколько слоев изоляцией — пропитанными

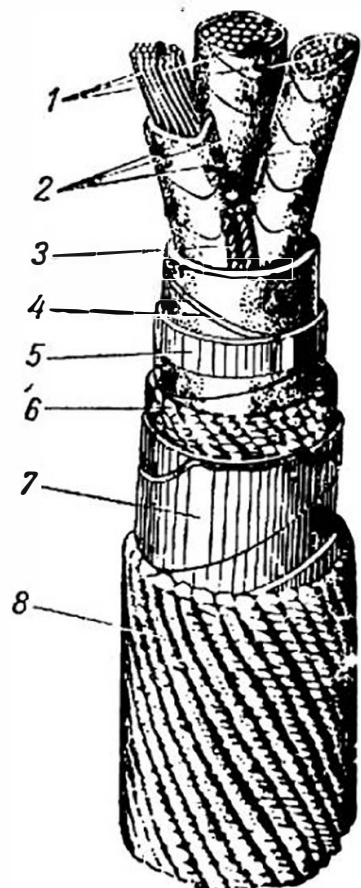


Рис. 2-35. Устройство трехжильного кабеля напряжением 1—20 кВ с секторными жилами

1 — алюминиевые или медные токопроводящие жилы; 2 — бумага, пропитанная маслом (фазная изоляция); 3 — джутовый наполнитель; 4 — бумага, пропитанная маслом (поясная изоляция); 5 — свинцовая или алюминиевая оболочка; 6 — прослойка из джута; 7 — стальная ленточная броня; 8 — джутовый покров

лентами кабельной бумаги, а пространство между жилами заполняют жгутами из сульфатной бумаги. Поверх жил накладывают общую поясную изоляцию той же структуры, что и фазная изоляция жил кабеля.

Назначение поясной изоляции — обеспечить кабелю, проложенному в сети с незаземленной нейтралью, примерно одинаковую электрическую прочность как между фазами, так и между любой фазой и землей. Это очень важно, ибо в случае замыкания на землю одной из фаз кабеля две другие фазы получают по отношению к земле линейное напряжение.

Бумажный жгут, заполняющий свободное пространство между жилами, затрудняет перемещение пропиточного состава вдоль кабеля и удлиняет тем самым срок его службы.

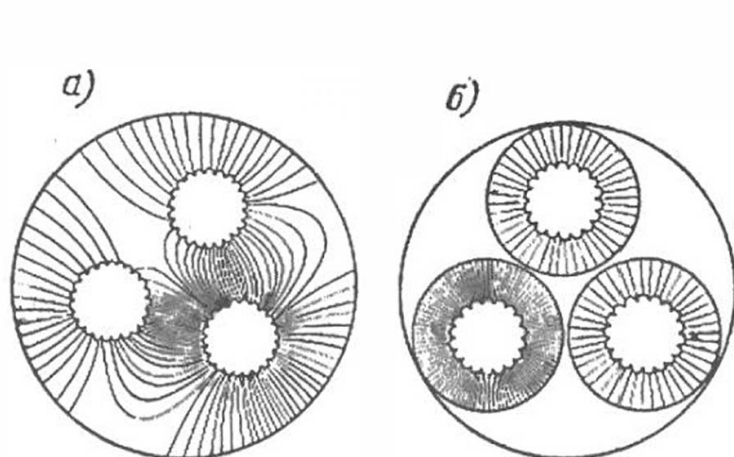


Рис. 2-36. Электрическое поле в трехфазном кабеле с поясной изоляцией (а) и с экранированными жилами (б)

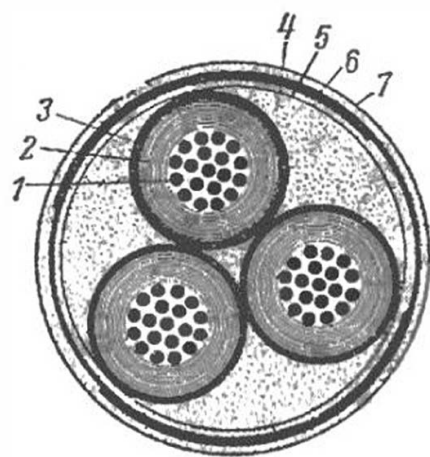


Рис. 2-37. Кабель напряжением 35 кВ с вязкой пропиткой

Изображенный на рис. 2-35 кабель имеет ленточную броню с наружным джутовым покровом и предназначен для прокладки в земле (марка кабелей с медными жилами — СБ, с алюминиевыми — АСБ, то же, но в алюминиевой оболочке — ААБ).

Кабели с поясной изоляцией обладают существенными недостатками, в результате чего их применяют на напряжения не выше 10 кВ. Как видно из рис. 2-36, а, силовые линии электрического поля в кабелях с поясной изоляцией имеют различные углы наклона по отношению к слоям бумаги, что обуславливает в них наличие тангенциальных составляющих поля. Это заметно ухудшает свойства кабеля, так как электрическая прочность изоляции вдоль слоев бумаги в 8—10 раз меньше по сравнению с прочностью при нормальном к ней направлении силовых линий. Электрическая прочность заполнителей также значительно ниже, чем у пропитанной изоляции.

Кабели, предназначенные для вертикальных прокладок, изготавливают с обеденно-пропитанной (осушенной) изоляцией или с нестекающей массой церезиновой пропитки.

Трехжильные кабели напряжением 20—35 кВ состоят из отдельных освинцованных жил (рис. 2-37).

Каждая круглая жила 1 кабеля покрыта бумажной изоляцией с вязкой пропиткой 2 и имеет свинцовую заземленную оболочку 3 (экран), благодаря чему электрическое поле в изоляции кабеля только с радиально направленными силовыми линиями (рис. 2-36, б). Промежутки между освинцованными жилами заполнены пропитанной кабельной пряжей 4, все три жилы скручены друг с другом, обмотаны скрепляющей их между собой тканевой лентой 5 и покрыты броней 6. Броня защищена от коррозии кабельной пряжей 7, пропитанной битумным составом. Изображенный на этом рисунке кабель предназначен для прокладки в земле (марка ОСБ). Кабели напряжением 35 кВ, предназначенные для прокладки в воде (марки ОСК, АОСК), отличаются тем, что броня у них сделана из круглой проволоки.

Применение в кабелях вязкого пропиточного состава приводит к тому, что при остывании (например, после больших нагрузок) в изоляции кабеля нередко появляются газовые включения. Так как диэлектрическая прочность у газовых (воздушных) включений в несколько раз меньше, чем у пропитанной бумаги, то напряженность электрического поля в них выше, чем в остальной изоляции, и это способствует возникновению местной ионизации, а в последующем ведет к пробое изоляции.

Чтобы избежать этого, для линий напряжением до 110 кВ в ряде стран изготавливают газонаполненные кабели с общей свинцовой оболочкой на все три жилы (рис. 2-38). Основная идея такой конструкции состоит в том, что воздушные включения в изоляции по мере их образования заполняются азотом, находящимся в кабеле под избыточным давлением 0,1—0,3 МПа (1—3 ати). Постоянство этого давления обеспечивается тем, что утечки газа компенсируются непрерывной подпиткой. Бумажная изоляция газонаполненных кабелей — обедненно-пропитанная. Каждая жила поверх изоляции имеет экран из металлизированной бумаги. Электрическое поле у этого кабеля — такое же, как у кабеля ОСБ (см. рис. 2-36, б). ♦

Кабели для переменного тока напряжением 110 и 220 кВ изготавливают маслянонаполненными. Однофазные кабели трехфазных линий, предназначенные для прокладки непосредственно в земляных траншеях, изготавливаются с асфальтовым наружным покровом или с броней из стальных проволок. В последнем случае для уменьшения вредного влияния магнитного поля рассеяния стальной оболочки на кабель (нагрев

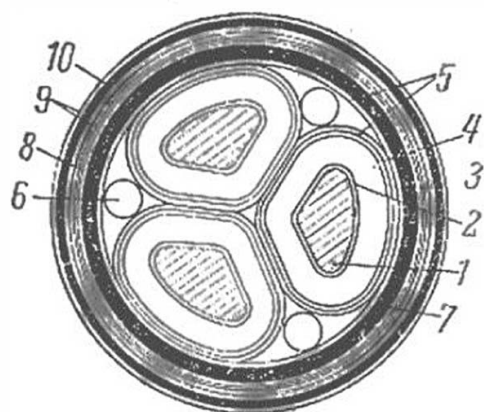


Рис. 2-38. Газонаполненный кабель напряжением 35 кВ

1 — токопроводящая жила; 2 — экран из полупроводящей бумаги; 3 — обедненно-пропитанная фазная бумажная изоляция; 4 — металлизированная бумага; 5 — тканевая лента с проволокой; 6 — стальной гибкий газонепроницаемый шланг; 7 — свинцовая оболочка; 8 — медная лента; 9 — защитный слой; 10 — стальная ленточная броня и джутовый покров

брони, потеря электроэнергии и т. п.) в броню закладывают несколько медных проволок (примерно 12% к общему числу проволок).

В маслонаполненных кабелях отечественного производства масло, пропитывающее изоляцию жил кабеля, находится под избыточным давлением в 0,3—1,6 МПа (3 и 16 атм). По этому признаку маслонаполненные кабели подразделяются на кабели среднего и высокого давления.

В электрических сетях напряжением 110 кВ наиболее распространен кабель среднего давления (рис. 2-39). Токпроводящая жила 1 кабеля состоит из

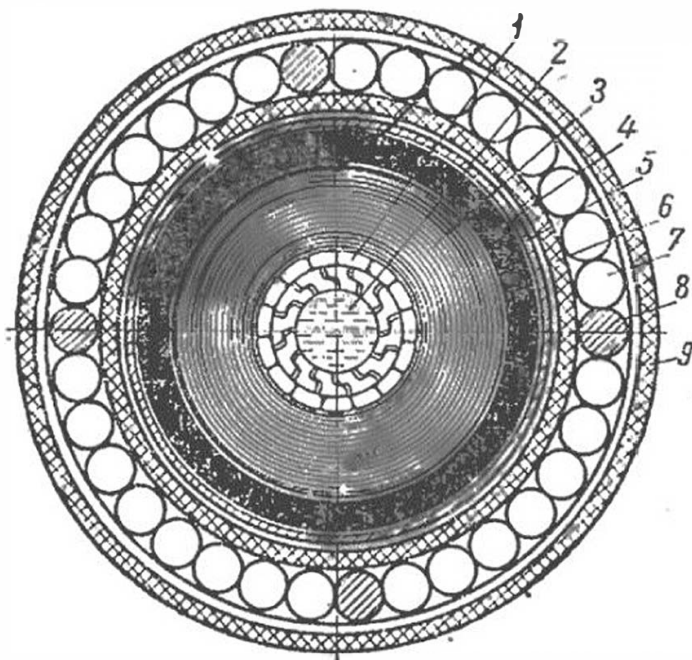


Рис. 2-39. Маслонаполненный кабель среднего давления напряжением 110 кВ

двух слоев профильных проволок с центральным маслопроводящим каналом 2. Слой бумажной изоляции 3 толщиной 10 мм со стороны жилы и со стороны свинцовой оболочки 4 ограничивается экранами из полупроводящей бумаги. Поверх свинцовой оболочки кабель имеет упрочняющие латунные ленты 5, позволяющие поддерживать давление в 0,3 МПа. От коррозии кабель защищен антикоррозийными битумными покрытиями 6. Для защиты от механических повреждений (при прокладке в земляной

транше) кабель имеет броню из круглых стальных 7 и медных 8 проволок, покрытых защитным слоем 9 из ткани, пропитанной битумом. В этом исполнении кабель имеет марку МССК.

В последнее время маслонаполненные кабели среднего давления изготавливаются также с алюминиевой гофрированной защитной оболочкой вместо свинцовой, без проволочной брони.

Для кабелей среднего давления должна быть обеспечена подпитка маслом через каждые 2,5 км по трассе кабеля. Масло применяют очищенное, маловязкое. Давление масла в кабеле поддерживается баками давления, установленными вдоль трассы кабеля. Таким образом, все пустоты в изоляции, образующиеся при изготовлении, монтаже и эксплуатации кабеля, заполняются маслом, обладающим высокой диэлектрической прочностью. Это предотвращает понижение воздуха в пустотах, а следовательно, устраняет одну из основных причин пробоя кабеля.

Для линий напряжением 220 кВ в настоящее время преимущественно применяется кабель высокого давления.

Конструкция кабеля высокого давления напряжением 220 кВ показана на рис. 2-40. Три однофазных кабеля размещены в сталь-

ном трубопроводе 1, заполненном изоляционным маслом под избыточным давлением до 1,6 МПа (16 ати). Токоведущая жила 4 из медных круглых проволок имеет бумажную изоляцию 3 с вязкой пропиткой. Поверх изоляции и полупроводящих бумажных лент наложена медная перфорированная лента 2 (экран), а сверху — две бронзовые полукруглые проволоки 5, которые служат для механической защиты изоляции от повреждений во время протягивания в стальном трубопроводе и, кроме того, способствуют улучшению циркуляции масла. Свинцовая оболочка на кабеле нужна только на период транспортировки и хранения; перед затягиванием кабеля в стальной трубопровод ее снимают. Повышенное давление масла в трубе обеспечивает хорошую электрическую прочность кабеля, а большой диаметр трубы позволяет сооружать линию длиной до 5 км с подпиткой только из одного пункта. В этом исполнении кабель имеет марку МВДТ.

Применение кабелей высокого давления наиболее целесообразно при напряжении 220—500 кВ на прямых трассах.

Маркировка, конструктивные особенности и преимущественное назначение силовых кабелей напряжением до 35 кВ включительно приведены в приложении 1.

В марках кабелей отражены их основные конструктивные данные. Рядом с маркой кабеля обычно указывают число и сечение токоведущих жил кабеля. Так, СБ-3 × 95 означает: кабель с бумажной изоляцией в свинцовой оболочке с тремя медными жилами сечением по 95 мм², бронированный двумя стальными лентами с защитным наружным покровом.

2-7. Соединение и оконцевание кабелей

Учитывая условия транспортировки и прокладки кабелей, промышленность выпускает их отдельными отрезками длиной от 200 до 600 м в зависимости от сечения. При сооружении кабельных линий эти отрезки приходится соединять друг с другом посредством соединительных муфт. Для присоединения кабелей к аппаратуре распределительных устройств служат концевые заделки и концевые муфты.

Основное назначение всех этих муфт и заделок — герметизация кабелей в местах соединений и оконцеваний. От того, насколько

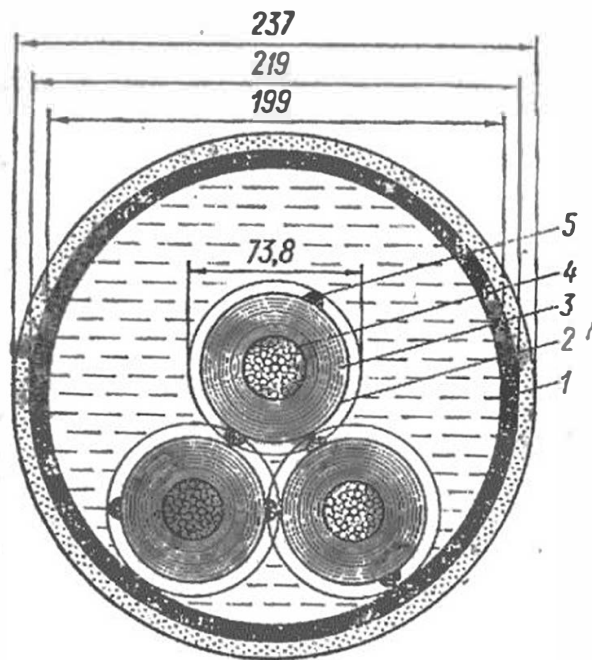


Рис. 2-40. Конструкция кабеля высокого давления напряжением 220 кВ

тщательно выполнены соединения и окончевания кабелей, зависит надежность всей кабельной линии.

При транспортировке, хранении и прокладке кабель должен быть герметизирован. Поэтому с завода его выпускают с запаянными концами. Разделять концы кабеля следует непосредственно перед монтажом соединительных или концевых муфт.

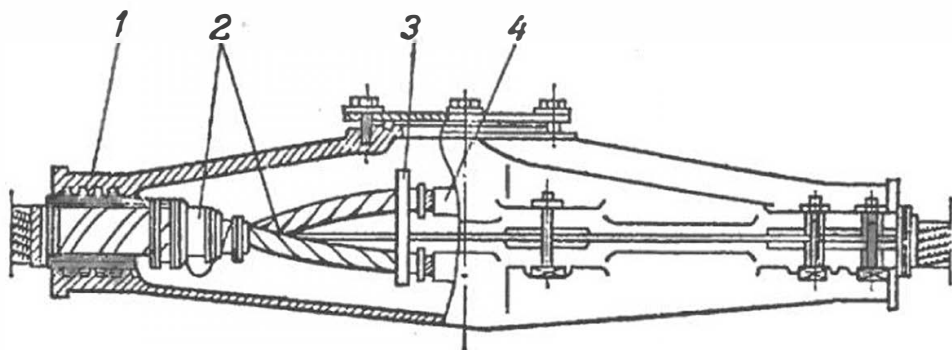


Рис. 2-41. Чугунная соединительная муфта для трехжильных кабелей напряжением до 1 кВ

1 — корпус; 2 — трехфазный кабель; 3 — фарфоровая распорка;
4 — соединительный зажим

Для кабелей напряжением до 1000 В применяют эпоксидные или чугунные соединительные муфты (рис. 2-41). Монтаж муфты начинают с того, что разделяют концы кабелей. Для этого с участ-

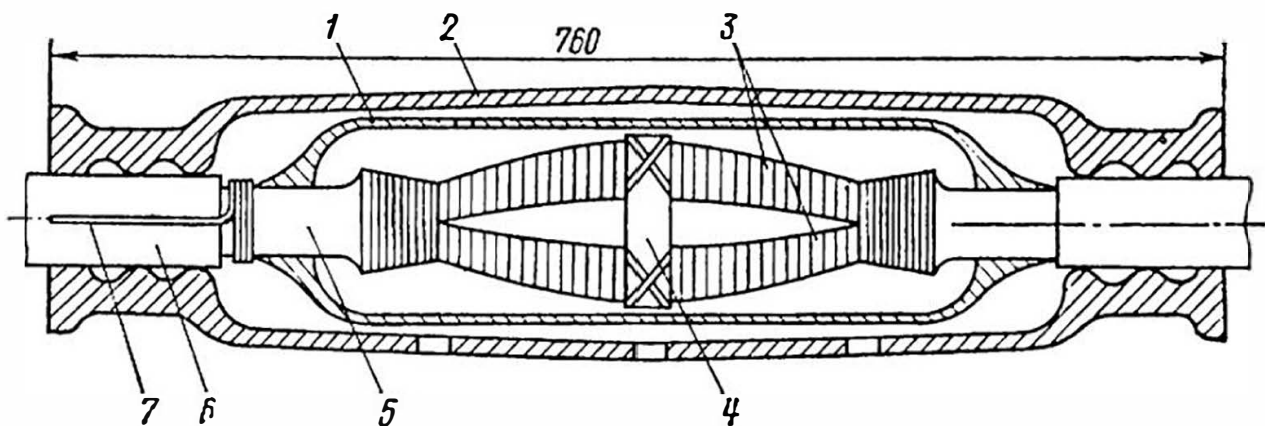


Рис. 2-42. Свинцовая соединительная муфта для кабелей напряжением 6—10 кВ

1 — свинцовая труба; 2 — защитный кожух; 3 — изолированные жилы кабеля; 4 — бандаж из бумажной ленты; 5 — свинцовая (или алюминиевая) оболочка; 6 — броня; 7 — провод заземления

ка кабеля определенной длины снимают верхние покровы (кабельную пряжу, броню, защитную оболочку). Затем зачищенные от изоляции концы жил кабеля путем пайки или сварки соединяют друг с другом, изолируют и укладывают в чугунную соединительную муфту, обе половинки которой стягивают болтами. После этого через отверстие в верхней половинке муфты заливают разогретую кабельную массу. Когда кабельная масса полностью остынет и затвердеет, крышку муфты ставят на место и закрепляют болтами.

Для кабелей напряжением 6—10 кВ применяют эпоксидные или свинцовые соединительные муфты.

Свинцовая муфта (рис. 2-42) служит для соединения кабелей со свинцовыми и алюминиевыми оболочками. Она представляет собой свинцовую трубу 1, надвигаемую на место соединения разделанных и изолированных жил кабеля 3. Концы трубы, которым придана конусообразная форма, соответствующая внешнему диаметру защитных оболочек кабелей, припаивают к этим оболочкам 5. Свободное пространство внутри свинцовой муфты заполняют кабельной массой через специально проделанные в трубе отверстия. Для защиты от механических повреждений свинцовую муфту заключают в чугунный кожух, состоящий из двух половин (верхней и нижней), соединяемых по концам болтами.

Концевые муфты и концевые заделки кабелей, в отличие от соединительных муфт, размещаются только в одной среде — воздухе, однако различные эксплуатационные условия, в которых мо-

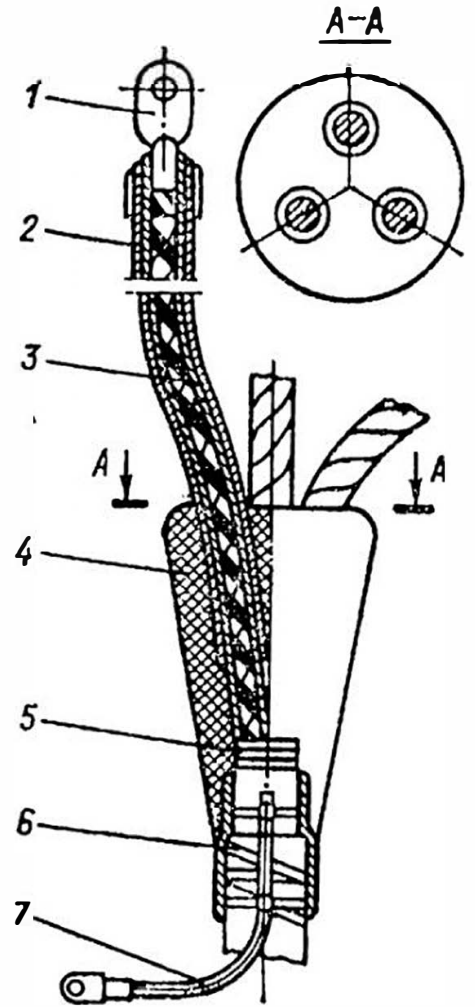


Рис. 2-43. Концевая эпоксидная заделка типа КВЭд

1 — наконечник; 2 — напорная трубка; 3 — изолированная жила кабеля; 4 — эпоксидный корпус; 5 — бандаж по поясной и олящии; 6 — броня; 7 — провод заземления

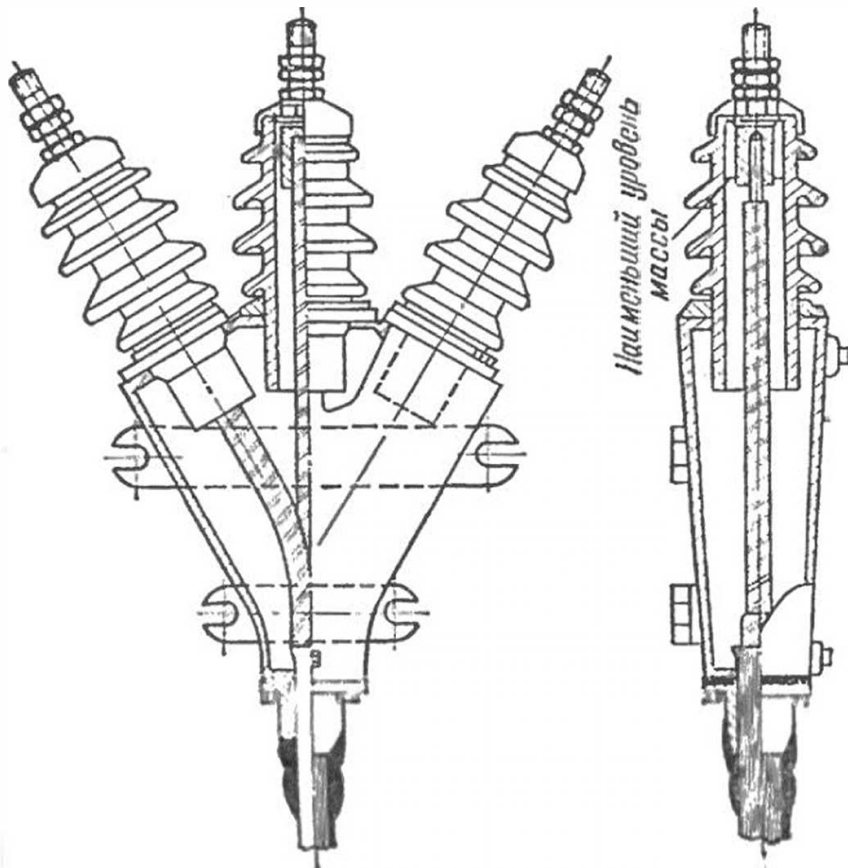


Рис. 2-44. Маслякозаполненная концевая муфта наружной установки для кабелей напряжением 6—10 кВ

жет находиться место присоединения кабеля к оборудованию (или к воздушной линии), привели к большому разнообразию конструкций концевых муфт и заделок.

На рис. 2-43 показана концевая эпоксидная заделка типа КВЭд с двухслойными напритовыми трубками, применяемая на кабелях напряжением до 10 кВ внутри помещений с относительной влажностью свыше 60% и с разностью уровней концевых заделок в 10 м и более. Для сухих помещений применяется аналогичная заделка типа КВЭи с однослойными трубками, а также стальные воронки, заливаемые кабельной массой типа КВБ.

Для кабелей напряжением до 10 кВ применяются трехфазные концевые муфты, а для кабелей напряжением 35 кВ и выше — однофазные.

На рис. 2-44 приведена мастикоуполненная трехфазная концевая муфта наружной установки с фарфоровыми изоляторами для кабелей напряжением до 10 кВ.

2-8. Прокладка кабелей

Различают прокладку кабелей в помещениях и вне их.

Вне помещений кабели прокладывают в большинстве случаев непосредственно в земляных траншеях (рис. 2-45). Чтобы избежать вмятин и повреждений кабеля из-за резких прогибов, на дне траншеи создают мягкую подушку из слоя просеянной земли или песка толщиной 100 мм. Кабель засыпают таким же слоем

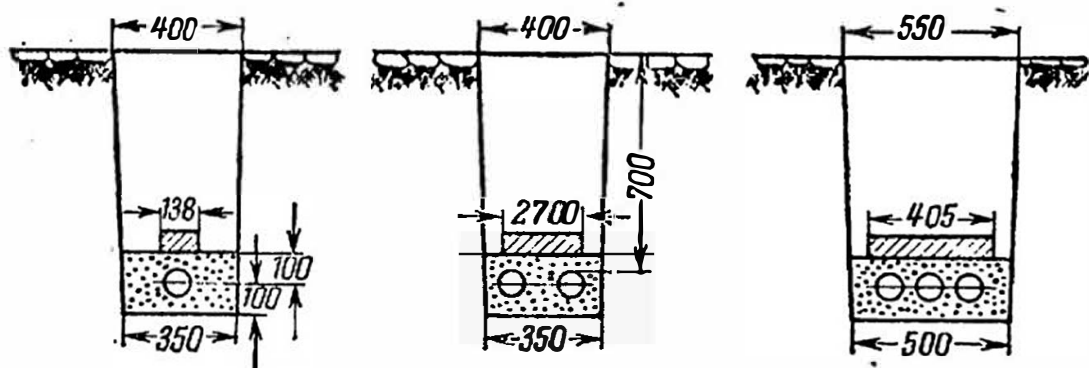


Рис. 2-45. Прокладка кабелей в земляных траншеях

мягкого грунта, а затем покрывают кирпичом или бетонными плитами для защиты от механических повреждений. После этого кабельную траншею засыпают землей и послойно утрамбовывают.

На переходах через дороги, проезжие части улиц и под железнодорожными путями кабель прокладывают в асбоцементных или бетонных трубах. Такая прокладка защищает кабель от вибрации и делает возможным ремонт его без вскрытия дорог. При пересечении электрифицированных железных дорог надо позаботиться об уменьшении вредного влияния, оказываемого на кабель блуждающими токами (электролитическая коррозия). Этой цели отвечают изолирующие асбоцементные трубы, пропитанные гудроном или битумом.

Прокладка в трубах, а не в земле, ухудшает охлаждение кабеля, что должно учитываться при выборе его сечения.

При параллельной прокладке большого количества кабелей, а также в местах, особо насыщенных другими подземными коммуникациями, приходится прибегать к специальным сооружениям: коллекторам, туннелям, каналам и блокам.

К о л л е к т о р — подземное сооружение круглого или прямоугольного профиля, предназначенное для совместного размещения в нем кабельных линий (силовых и связи), водопровода и теплотрассы. Применение коллекторов особенно целесообразно при сооружении новых или при реконструкции существующих улиц крупных городов.

Т у н н е л ь — подземное сооружение, предназначенное для прокладки только кабельных линий (силовых и связи). Туннели могут быть круглыми и прямоугольными в сечении, проходными и полупроходными. Последние обладают пониженной высотой (до 1,5 м) и должны иметь в длину не свыше 100 м, причем использовать

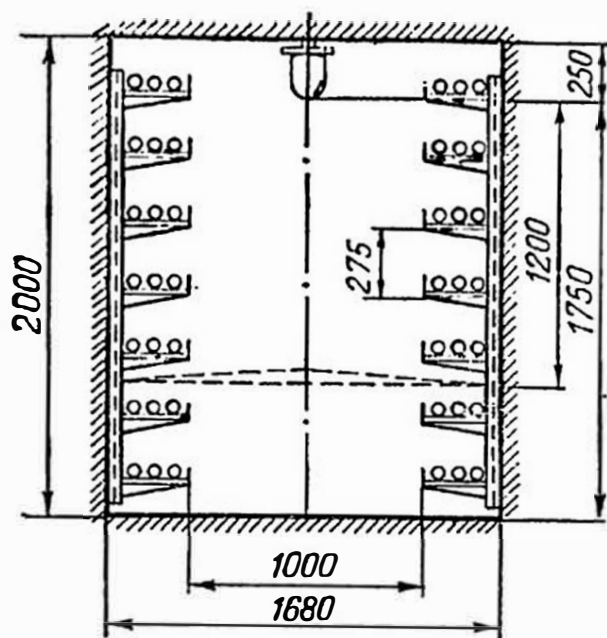


Рис. 2-46. Проходной кабельный туннель прямоугольного сечения

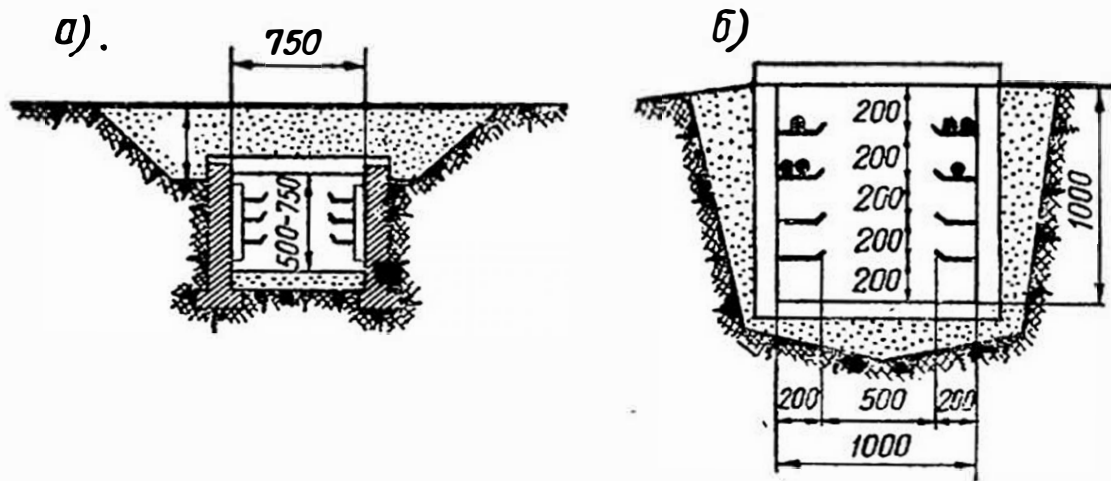


Рис. 2-47. Кабельные каналы: а — закрытый землей; б — выходящий на уровень земли

их можно только для кабелей напряжением до 10 кВ. Расположение кабелей в туннелях — двустороннее, по одному или нескольким кабелям на полке (рис. 2-46). Для сооружения туннелей применяют сборный железобетон и канализационные трубы. Емкость одного туннеля — от 20 до 50 кабелей.

При меньшем количестве кабелей применяют кабельные каналы, закрытые землей (рис. 2-47, а) или выходящие на уро-

вень поверхности земли (рис. 2-47, б). Недостатком закрытых каналов является то, что их приходится вскрывать при прокладке новых или при ремонте уже проложенных кабелей.

В больших городах с усовершенствованными покрывами улиц и тротуаров иногда для прокладки кабелей применяют кабельные блоки. Обычно — это асбестоцементные трубы диаметром 100 мм, стыки которых заделаны бетоном (рис. 2-48). В местах, где направление трассы меняется или где требуется разместить соединительные кабельные муфты, сооружают кабельные колодцы.

Прокладка кабелей в блоках во многих отношениях уступает

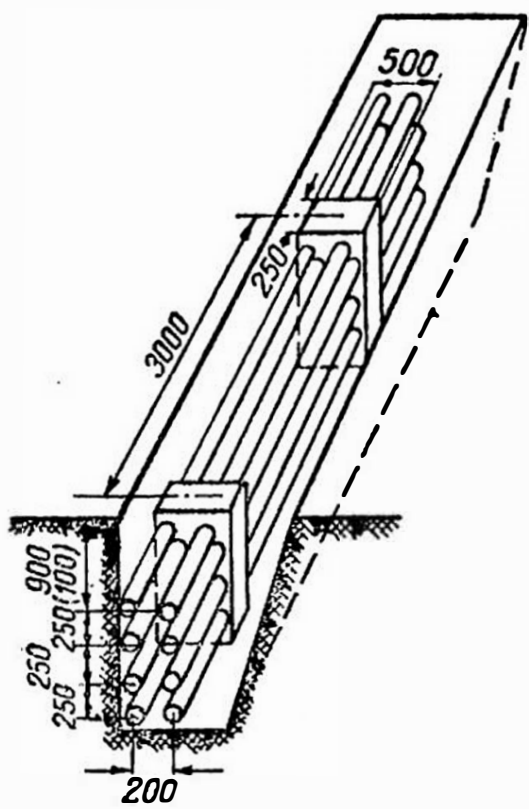


Рис. 2-48. Кабельные блоки с вертикальным расположением труб

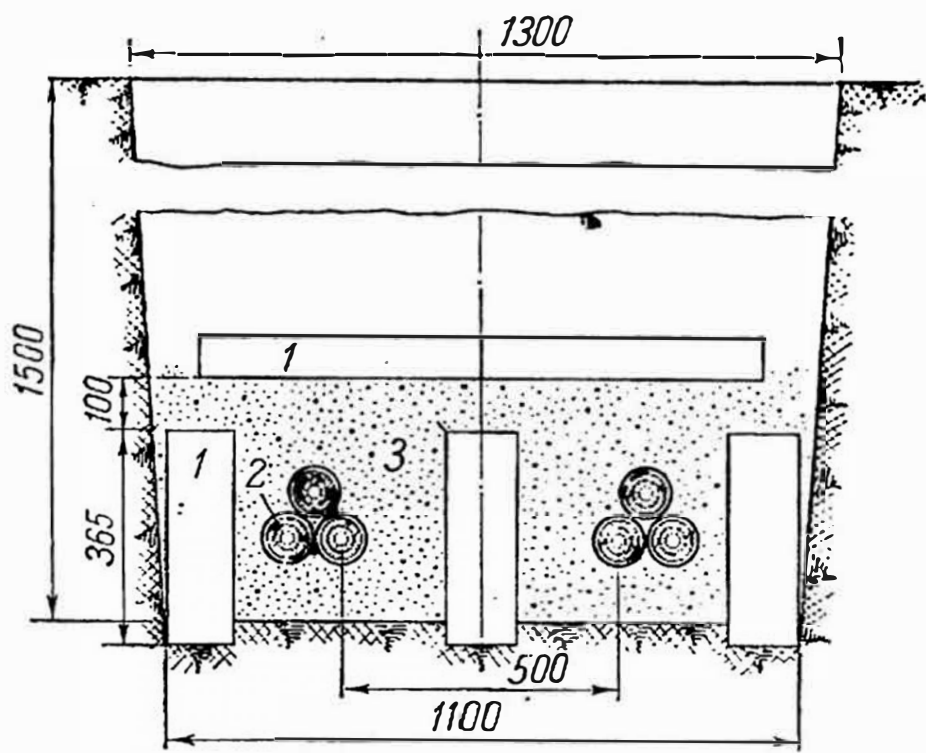


Рис. 2-49. Кабельные линии напряжением 110 кВ в земляной траншее:

1 — железобетонные плиты; 2 — кабель; 3 — просеянный песок

прокладке их в туннелях и коллекторах. Так, кабели в блоках плохо охлаждаются, вследствие чего снижается их пропускная способность. Далее, приходится применять кабели с утолщенной свинцовой оболочкой, что требует увеличенного расхода свинца.

Следует упомянуть и о том, что нестандартность расстояний между колодцами приводит к нерациональному использованию строительной длины кабелей. Наконец, при повреждении кабеля приходится заменять сразу целый кусок его длиной, равной расстоянию между двумя колодцами.

Маслонаполненные кабели напряжением 110 кВ среднего давления прокладывают в проходных туннелях и земляных траншеях. В последнем случае применяют асфальтированный или бронированный кабель и всю кабельную линию, фазы которой укладывают по треугольнику, защищают от механических повреждений железобетонными плитами (рис. 2-49).

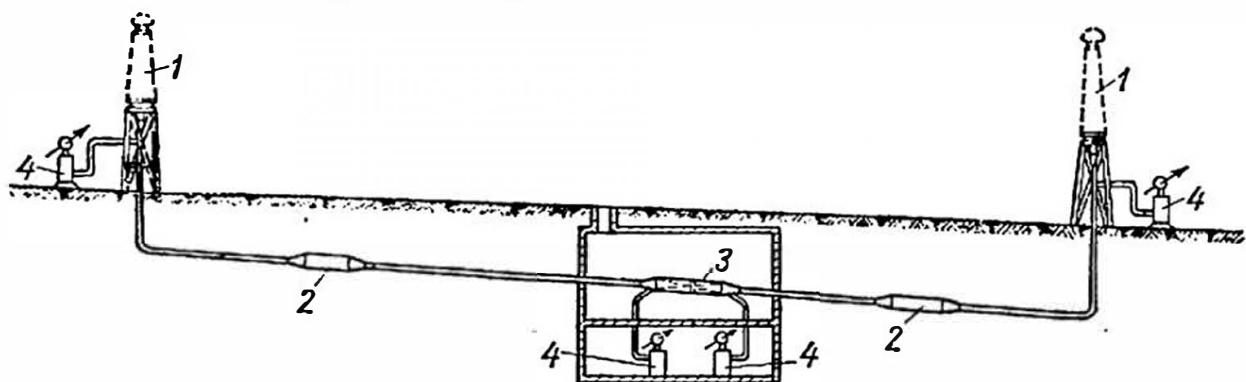


Рис. 2-50. Кабельная линия напряжением 110 кВ среднего давления (одна фаза):

1 — концевая муфта; 2 — соединительная муфта; 3 — стопорная соединительная муфта;
4 — подпитывающее устройство

На рис. 2-50 представлен схематический разрез кабельной линии 110 кВ среднего давления, проложенной в земляной траншее и снабженной подпитывающими устройствами.

Внутри помещений силовые кабели прокладывают:

а) горизонтально — на металлических полках или кронштейнах, непосредственно по полу кабельных помещений (подвалов) или под полом — в кабельных каналах, накрытых плитами;

б) вертикально — по стенам или по металлоконструкциям (в шахтах) с креплением их скобами через 0,8—1,0 м. При совместной прокладке силовых и контрольных кабелей их отделяют друг от друга огнестойкими плитами или коробками, причем силовые кабели, как правило, прокладывают над контрольными.

Кабели, предназначенные для прокладки в помещениях, туннелях, каналах и блоках, должны быть в целях противопожарной безопасности лишены наружного покрова из кабельной пряжи (джута).

2-9. Краткие сведения по эксплуатации кабельных линий

Кабельные линии, проложенные в земле, не подвергаются атмосферным влияниям, оказывающим столь заметное воздействие на воздушные линии. Тем не менее и кабельные линии испытывают на себе ряд сильных посторонних воздействий. Тут и механические

повреждения, дефекты прокладок и монтажа, коррозия защитных оболочек, перегрузки и перенапряжения в сетях при эксплуатации и, наконец, утечка масла.

Механические повреждения, наносимые кабелям во время производства на их трассе земляных работ, — наиболее частая причина выхода кабельных линий из строя. Ряд мер, направленных на предупреждение таких повреждений, предусмотрен специальными постановлениями об охране воздушных и кабельных линий. Так, запрещены всякие работы по трассе кабельных линий и вблизи них без разрешения организации, эксплуатирующей кабели.

Для того чтобы знать место залегания кабеля в земле, его трассу при прокладке наносят на план, причем координаты трассы ориентируют с существующими фундаментальными застройками или специально установленными знаками. Охрану трасс кабелей осуществляют специальные монтеры-обходчики. Выявлению механических повреждений способствуют периодические испытания кабельных линий повышенным напряжением постоянного тока.

Дефекты прокладок кабеля и монтажа соединительных муфт и концевых заделок приводят в последующем к пробою изоляции. К дефектам прокладки относятся: отсутствие подсыпки мягкого грунта в траншею, несоблюдение расстояния между кабелями, заводка кабелей в здание не в трубах, превышение допускаемых тяжестей на кабели при их протяжке и т. п.

Наибольшее число повреждений соединительных муфт происходит из-за некачественной пайки корпуса свинцовой или латушной муфты к металлической оболочке кабеля (особенно алюминиевой). Своевременного выявления этих дефектов добиваются профилактическими испытаниями кабелей.

Коррозия защитных оболочек кабелей, проложенных в земле, возникает в результате как неправильного выбора трассы, так и недостаточности мер, принимаемых для защиты кабелей от воздействия кислот и блуждающих токов. Для профилактики коррозии надо все подозрительные места кабельных трасс (участки вдоль трамвайных линий и т. п.) проверять путем специальных измерений на наличие блуждающих токов и электролиза в земле.

Систематические перегрузки кабелей высушивают изоляцию, что приводит к снижению ее электрической прочности, а затем и к разрушению. Поэтому перегрузка кабелей напряжением 35 кВ не допускается, а кабели напряжением 6—10 кВ разрешается перегружать только в аварийных случаях (см. § 5-3). Для маслонаполненных кабелей 110 кВ заводами-изготовителями устанавливается предельно допустимая нагрузка (превышающая номинальную) с указанием часовой продолжительности их работы с такой нагрузкой.

Длительная работа кабелей при повышенных напряжениях в сети, по сравнению с номинальными, также нежела-

тельна, так как может привести к тепловому пробою изоляции кабеля.

Для маслонаполненных кабелей особенно опасна утечка масла из кабеля. Для своевременного обнаружения утечек каждую секцию кабельной линии, заключенную между стопорными муфтами, снабжают сигнализацией падения давления масла. Потери масла должны быть немедленно восполнены и сразу устранен дефект.

ГЛАВА ТРЕТЬЯ

ПАРАМЕТРЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

3-1. Особенности расчета местных сетей

Как указывалось в § 1-2, к местным сетям относятся сети сравнительно небольшого радиуса действия (15—30 км), напряжением до 35 кВ включительно, а также глубокие вводы линий электропередачи 110 кВ на промышленные предприятия, имеющие, как правило, небольшую протяженность и поэтому допускающие при расчетах те же упрощения, как и линии 35 кВ.

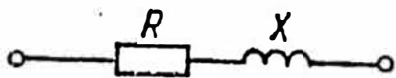


Рис. 3-1. Схема замещения местной сети

Любая линия электрической сети, строго говоря, обладает большим количеством равномерно распределенных вдоль нее бесконечно малых активных и реактивных сопротивлений и проводимостей. Точный

их учет необходим только при расчете очень длинных линий, в практических же расчетах ограничиваются упрощенными методами, считая, что линия обладает не распределенными, а сосредоточенными сопротивлениями и проводимостями.

При расчетах местных сетей идут на еще большие упрощения, а именно:

а) проводимостью линий пренебрегают вообще, так как при ограниченных длинах местных сетей и сравнительно невысоких напряжениях ее влияние на результаты расчетов незначительно;

б) напряжений в отдельных точках сети и у потребителей не определяют, ограничиваясь лишь расчетом потери напряжения и сравнением ее с допустимой величиной;

в) сопротивлений и проводимостей трансформаторов также не учитывают, так как полагают, что потери напряжения в них уже отражены задаваемыми допустимыми значениями потерь напряжения в сети;

г) в некоторых случаях, например при расчетах кабельных сетей с большими сечениями кабелей, пренебрегают их индук-

тивным сопротивлением, так как оно мало по сравнению с активным сопротивлением.

Таким образом, для расчета линий местных сетей в общем случае можно принять схему замещения, состоящую из последовательно соединенных активного R и реактивного X сопротивлений (рис. 3-1).

3-2. Активное сопротивление линий

Как известно из курса электротехники, различают сопротивление проводника постоянному току (омическое) и переменному току (активное).

По своей величине активное сопротивление больше омического вследствие поверхностного эффекта, заключающегося в перераспределении тока по сечению проводника из центральной его части к поверхности. Это происходит благодаря появлению противозлектродвижущей силы, создаваемой переменным магнитным полем, расположенным внутри проводника. В результате ток в центральной части провода меньше, чем у поверхности, сечение провода используется неполностью, и сопротивление провода возрастает по сравнению с омическим. Поверхностный эффект особенно резко проявляется при токах высокой частоты, а также в стальных проводах, у которых магнитный поток внутри провода значительно больше благодаря высокой магнитной проницаемости стали.

Для линий, выполненных проводами из цветного металла, явление поверхностного эффекта при промышленных частотах незначительно; поэтому в практических расчетах активные сопротивления для этих проводов обычно принимают равными их омическим сопротивлениям.

Пренебрегают также тем влиянием, которое оказывают на величину активного сопротивления колебания температуры проводника, и пользуются в расчетах лишь величинами этих сопротивлений при средних температурах ($+20^\circ\text{C}$).

Величину активного сопротивления провода определяют в омах по формуле:

$$R = r_0 l, \quad (3-1)$$

где r_0 — расчетное сопротивление 1 км провода, Ом/км; l — длина провода, км.

Для проводов, выполненных из цветного металла, например из меди или алюминия, величину сопротивления r_0 (Ом/км) определяют по формуле:

$$r_0 = \frac{\rho}{F}. \quad (3-2)$$

Здесь ρ — расчетное удельное сопротивление, Ом·мм²/км; F — площадь сечения провода, мм².

Средние значения ρ как для многопроволочных, так и для однопроволочных проводов при $+20^\circ\text{C}$ (исходя из ГОСТ 839—74 и ГОСТ 6132—71) составляют:

Провод	ρ , Ом · мм ² /км
Медный	18,0
Алюминиевый	28,8

Учитывая, однако, что действительное сечение проводов всех конструкций, а в особенности многожильных, отличается от их номинального сечения, отраженного в марке провода, рекомендуется пользоваться более точными готовыми значениями сопротивлений r_0 , Ом/км, приведенными в приложении 1 (табл. П.1-1, П.1-2 и П.1-9) для медных и алюминиевых проводов и кабелей.

Активное сопротивление r_0 стальных проводов r_0 значительно больше их омического сопротивления вследствие резко выраженного поверхностного эффекта, а также из-за наличия дополнительных потерь энергии на гистерезис и от вихревых токов в стали:

$$r_0 = r_{0\text{пост}} + r_{0\text{доп}},$$

где $r_{0\text{пост}}$ — сопротивление 1 км провода постоянному току; $r_{0\text{доп}} = r_{0\text{пов.эф}} + r_{0\text{гист}} + r_{0\text{вихр}}$ — дополнительное сопротивление, связанное с переменным магнитным полем внутри провода, зависящее от явлений поверхностного эффекта, гистерезиса и вихревых токов.

Указанные потери зависят от магнитного потока Φ в сечении провода или, в конечном счете, от магнитной проницаемости провода μ и напряженности магнитного поля H , что видно из выражения:

$$\Phi = BF = \mu HF,$$

где B — индукция, а F — площадь поперечного сечения провода.

Так как напряженность магнитного поля пропорциональна величине тока в проводе, а магнитная индукция зависит как от величины тока, так и от степени насыщения стали, то при малых нагрузках на провод магнитный поток, а следовательно, и дополнительное сопротивление провода будут приблизительно пропорциональны току. С увеличением тока в проводе наступает магнитное насыщение ($B = \text{const}$), поэтому сопротивление провода остается неизменным. При дальнейшем увеличении тока сопротивление начинает уменьшаться вследствие уменьшения магнитной проницаемости стали.

Зависимость активного сопротивления стальных проводов от тока в проводе является очень сложной функцией и не может быть выражена математической формулой, так как на величину магнитной проницаемости оказывает влияние целый ряд факторов: химический состав стали, конструкция провода (одножильный или многожильный), количество и диаметр проволок, из которых свит провод, и др. Эти зависимости у многопроволочных стальных про-

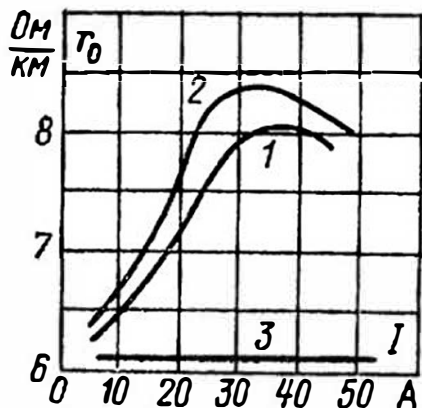


Рис. 3-2. Сопротивления стальных проводов

водов проявляются значительно слабее, чем у однопроволочных, так как у первых сопротивление магнитному потоку увеличено из-за воздушных зазоров между проволочками.

На рис. 3-2 для примера представлены зависимости активного сопротивления стальных проводов r_0 от значения величины переменного тока I . Кривая 1 относится к многопроволочному проводу, кривая 2 — к однопроволочному, а линия 3 показывает сопротивление провода постоянному току. Все зависимости даны для проводов одинакового сечения.

В практических расчетах пользуются значениями активных сопротивлений проводов различных сечений и марок, полученными в результате измерений при различных токах нагрузки. Эти данные как для многопроволочных, так и для однопроволочных проводов приведены в приложении 1 (табл. П.1-6 и П.1-7).

3-3. Индуктивное сопротивление линий

Переменный ток, проходя по линии, образует вокруг проводников переменное магнитное поле, которое наводит в проводнике электродвижущую силу (э. д. с.) обратного направления — э. д. с. самоиндукции. При данном токе в проводе и отсутствии активного сопротивления в нем э. д. с. самоиндукции полностью уравновешивает приложенное напряжение:

$$I\omega L = U_{\text{ф}},$$

где L — коэффициент самоиндукции провода.

Сопротивление току, обусловленное противодействием э. д. с. самоиндукции, называется реактивным индуктивным сопротивлением. Соседние провода трехфазной линии, являющиеся обратными проводами для тока рассматриваемого провода, в свою очередь, наводят в нем э. д. с. согласного с основным током направления, что уменьшает э. д. с. самоиндукции и соответственно реактивное сопротивление.

Поэтому, *чем дальше друг от друга расположены фазные провода линии, тем влияние соседних проводов будет меньше, а поток рассеяния между проводами и, следовательно, индуктивное сопротивление линии — больше.*

На индуктивное сопротивление оказывают влияние также диаметр провода, магнитная проницаемость провода и частота переменного тока. Размер величины индуктивного сопротивления одного провода (фазы) воздушной линии на 1 км (Ом/км) выражается следующей формулой, известной из общего курса электротехники:

$$x_0 = \omega \left(4,6 \lg \frac{2D_{\text{ср}}}{d} + 0,5\mu \right) 10^{-4}, \quad (3-4)$$

где $\omega = 314$ — угловая частота при 50 Гц; $D_{\text{ср}}$ — среднее геометрическое расстояние между осями проводов:

$$D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{D_{1-2}D_{2-3}D_{1-3}}; \quad (3-5)$$

D_{1-2} , D_{2-3} и D_{1-3} — действительные расстояния между проводами

1, 2, 3; d — фактический внешний диаметр провода, определяется по ГОСТ на провода (см. табл. П.1-1 и П.1-2); μ — магнитная проницаемость материала провода.

Из формулы (3-4) видно, что при заданной частоте переменного тока индуктивное сопротивление зависит только от расстояния между проводами и от их диаметра, причем влияние этих величин незначительно, поскольку они входят в выражение под знаком логарифма.

Расстояние между проводами увеличивается с увеличением номинального напряжения линии: при 6—10 кВ — принимается ~ 1 м, а при 110—220 кВ доводится до 4—7 м. Вместе с этим увеличивается, как правило, и диаметр провода, хотя в меньшей степени. Поэтому у линий более высокого напряжения индуктивное сопротивление несколько выше, чем у линий менее высокого напряжения.

На рис. 3-3 показаны зависимости x_0 от сечения провода F воздушных линий 10; 6 и 0,38 кВ (кривые 2, 3, 4); здесь же для

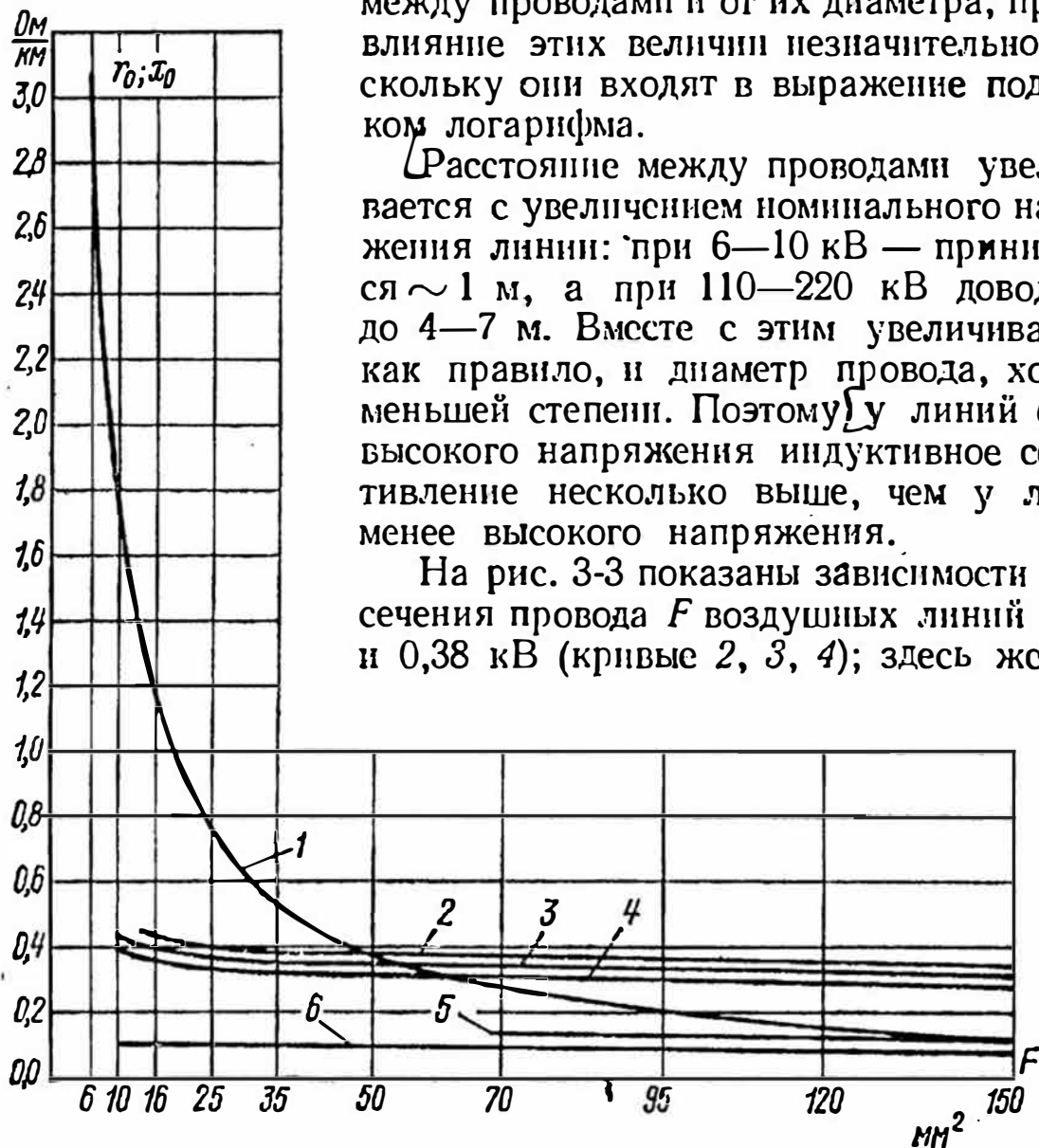


Рис. 3-3. Кривые изменения r_0 и x_0 в зависимости от площади сечения F проводов и кабелей

1 — r_0 ; 2 — x_0 при $D_{\text{ср}} = 1500$ мм; 3 — x_0 при $D_{\text{ср}} = 1000$ мм; 4 — x_0 при $D_{\text{ср}} = 600$ мм; 5 — x_0 для кабеля 35 кВ; 6 — x_0 для кабелей 6 и 10 кВ

сравнения представлена зависимость активного сопротивления r_0 от F (кривая 1). Как следует из формулы (3-2), активное сопротивление имеет гиперболическую зависимость от сечения провода, резко снижаясь при его увеличении, тогда как x_0 в этих же условиях изменяет размер величины лишь незначительно.

Для линий с проводами из цветного металла ($\mu = 1$) при промышленной частоте 50 Гц формула (3-4) примет вид:

$$x_0 = 0,144 \lg \frac{2D_{\text{ср}}}{d} + 0,016. \quad (3-6)$$

Величины d и D в формулах (3-4) и (3-6) берутся в одинаковых единицах измерения.

Применительно к проводам, расположенным в вершинах равно-стороннего треугольника со стороной D , имеем $D_{\text{ср}} = D$.

Для проводов же, расположенных в одной горизонтальной или вертикальной плоскости и удаленных друг от друга на расстояние D , действительно равенство:

$$D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{DD \cdot 2D} = D \sqrt[3]{2} = 1,26D. \quad (3-7)$$

Формулы (3-4) и (3-6) составлены для симметричных линий с расположением проводов в вершинах правильного треугольника.

При несимметричном расположении проводов и значительной длине линии (свыше 100 км) прибегают к транспозиции проводов, ставящей провод каждой фазы в равные условия с проводами других фаз, что делает линию в целом симметричной (см. § 2-3). В линиях местных сетей, имеющих небольшую протяженность, транспозицию не применяют, но влияние несимметрии в этом случае настолько невелико, что формулами (3-4) и (3-6) можно пользоваться при вполне допустимых погрешностях.

У стальных проводов в формуле (3-4) величина магнитной проницаемости μ не равна единице, а больше ее. Эта величина зависит не только от конструкции и химического состава стального провода, но, как указано в § 3-2, и от напряженности магнитного поля, которая, в свою очередь, зависит от величины тока, проходящего по проводу.

В этом случае формулу (3-4) можно представить в следующем виде:

$$x_0 = \omega \cdot 4,6 \lg \frac{2D_{\text{ср}}}{d} \cdot 10^{-4} + \omega \cdot 0,5\mu \cdot 10^{-4} = x'_0 + x''_0, \quad (3-8)$$

где

$$x'_0 = \omega \cdot 4,6 \lg \frac{2D_{\text{ср}}}{d} \cdot 10^{-4},$$

x'_0 — внешнее индуктивное сопротивление, Ом/км, обусловленное внешним магнитным полем и зависящее только от геометрических размеров линии;

$$x''_0 = \omega \cdot 0,5\mu \cdot 10^{-4},$$

x''_0 — внутреннее индуктивное сопротивление, Ом/км, создаваемое внутренним магнитным полем и зависящее только от магнитной проницаемости и, следовательно, от тока, проходящего по проводу.

Внешнее индуктивное сопротивление не зависит ни от материала провода линии, ни от тока, проходящего по проводу. Внутреннее индуктивное сопротивление определяется значением магнитного поля внутри провода, создаваемого проходящим по проводу током. Оно зависит также от магнитных свойств провода и его конструкции. Так, внутри однопроволочных стальных проводов магнитный

поток при одном и том же токе значительно больше чем в многопроволочных, у которых он ослабляется воздушными промежутками между отдельными проволочками; поэтому внутреннее индуктивное сопротивление линий с однопроволочными стальными проводами значительно больше сопротивления линий с многопроволочными проводами.

На рис. 3-4 для примера изображена зависимость индуктивного сопротивления x_0 линий со стальными проводами от тока в проводе при $F = \text{const}$. Кривая 1 относится к однопроволочным, кривая 2 — к многопроволочным проводам, а прямая 3 для сравнения дает значение индуктивного сопротивления для алюминиевых проводов того же сечения.

Для практического определения внутренних индуктивных сопротивлений обычно пользуются экспериментальными данными.

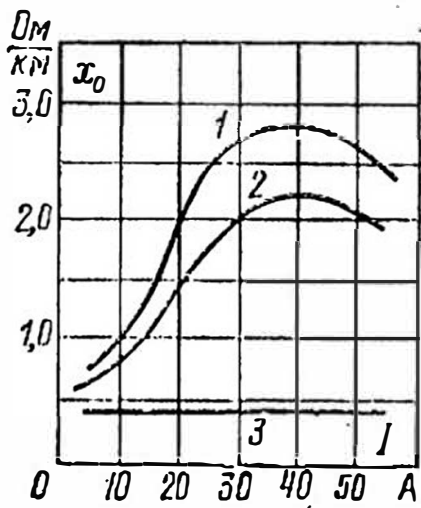


Рис. 3-4. Индуктивные сопротивления стальных и алюминиевых проводов

Внешние сопротивления можно определить по формуле (3-6) или найти в приложении 1 (табл. П.1-5).

Данные для индуктивных сопротивлений воздушных линий приведены в приложении 1 (табл. П.1-3). В этих таблицах индуктивное сопротивление дано в зависимости от среднего расстояния между фазами ($D_{ср}$) и диаметра провода d . Прежде чем пользоваться этими таблицами, надо найти диаметр провода d в табл. П.1-1 или П.1-2. В случае, если значения $D_{ср}$ и d не совпадают с табличными, индуктивные сопротивления определяют интерполяцией.

У кабельных линий с их малыми расстояниями между токоведущими проводами индуктивные сопротивления значительно меньше, чем у воздушных. Для определения x_0 кабельных линий формулы (3-4) и (3-6) неприменимы, так как они не учитывают конструктивных особенностей кабелей. Поэтому при расчетах пользуются заводскими данными об индуктивном сопротивлении кабелей, приведенными в приложении 1 (табл. П.1-9).

На рис. 3-3 показана зависимость индуктивного сопротивления кабельных линий x_0 (кривые 5 и 6) от их сечения. Приведенные на том же рисунке аналогичные данные для воздушных линий (кривые 2, 3, 4) показывают, что x_0 у кабелей значительно меньше, чем у воздушных линий, а у кабелей малого сечения оно настолько мало по сравнению с активным сопротивлением, что в ряде случаев им можно пренебрегать.

Общее выражение для определения реактивного индуктивного сопротивления X (Ом) линии длиной l (км) можно представить следующим образом:

$$X = x_0 l. \quad (3-9)$$

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

4-1. Основные понятия

Как указывалось в § 1-5, одним из основных условий расчета электрических сетей является определение их экономичности. Для выбора наиболее выгодного решения производят технико-экономические расчеты ряда вариантов, сопоставляя их между собой по техническим и экономическим показателям.

Важнейшие технические показатели:

а) надежность работы сети (по схеме соединений и резервированию питания потребителей, по частоте повреждаемости оборудования и несущих конструкций);

б) долговечность сооружения (например, конструктивные решения, закладываемые в отдельные элементы схемы, деревянные или железобетонные опоры линий, способы прокладки кабелей и т. п.);

в) удобство эксплуатации (обеспеченность ремонтными базами, подъездными дорогами, связью);

г) степень автоматизации;

д) возможность индустриализации строительных и монтажных работ.

Экономичность сооружения характеризуется первоначальными затратами (капитальными вложениями) на сооружение и эксплуатационными расходами, слагающимися из стоимости потерь электроэнергии, затрат на ремонты, амортизацию и обслуживание. Характерным показателем является себестоимость передачи электроэнергии.

При сооружении электрических сетей первоначальные (капитальные) затраты в основном зависят от сечения проводов, выбранных для того или иного участка линии, и стоимости строительной части, а эксплуатационные расходы в значительной мере определяются потерями электрической энергии при передаче ее по сети. Стоимость переданной электрической энергии тем меньше, чем меньше указанные потери.

При выборе сечения проводов и кабелей необходимо добиваться максимального снижения потерь электроэнергии и в то же время соблюдать экономию в расходовании цветного металла и затратах на сооружение электрической сети.

В настоящей главе, выводы которой распространяются как на местные, так и районные сети, рассматриваются перечисленные выше вопросы, от решения которых зависит правильный выбор варианта, включая определение потерь мощности и электроэнергии, себестоимости передачи, надежности электроснабжения и определения экономического сечения токоведущих проводов.

4-2. Потери мощности и энергии в линиях

При передаче электрической энергии от электрических станций к потребителям во всех звеньях электрических сетей имеются потери активной мощности и энергии. Эти потери возникают как в кабельных и воздушных линиях различных напряжений, так и в трансформаторах повысительных и понизительных подстанций.

В среднем потери в сетях энергосистемы составляют примерно 10% от отпускаемой в сеть энергии. Значительная часть этих потерь расходуется в линиях передачи всех напряжений и меньшая часть — в трансформаторах.

При определении экономичности того или другого варианта проектируемой сети местного значения, за исключением особых случаев (например, связанных с двойной трансформацией), потери в трансформаторах не оказывают существенного влияния на выбор варианта и для местных сетей могут не учитываться.

Потери активной мощности на участке трехфазной линии с активным сопротивлением R составляют:

$$\Delta P = 3I^2R, \quad (4-1a)$$

где I — ток нагрузки.

Этот ток обуславливается передачей полной мощности, равной

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2},$$

где P — активная мощность, превращающаяся у потребителей в механическую, тепловую или световую; Q — реактивная мощность, идущая на создание электромагнитных полей в электродвигателях, трансформаторах и линиях передачи.

Подставляя в формулу потерь (4-1a) значение тока, выраженное через мощность,

$$I = \frac{S}{\sqrt{3}U}$$

(где U — линейное напряжение), получаем

$$\Delta P = 3 \left(\frac{S}{\sqrt{3}U} \right)^2 R = \frac{S^2}{U^2} R = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R, \quad (4-1)$$

или при S , МВ·А и U , кВ получим ΔP , кВт:

$$\Delta P = \frac{S^2}{U^2} R \cdot 10^3.$$

По аналогии с формулой (4-1) потери реактивной мощности в линии составляют:

$$\Delta Q = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} X. \quad (4-2)$$

Потери активной энергии в сети можно определить, умножив потери активной мощности на время работы сети с данной нагрузкой. Однако нагрузка потребителей колеблется в течение суток и времени года, поэтому изменяется и размер величины потерь мощности.

Таким образом, определение потерь энергии для каждой линии должно быть произведено путем суммирования (интегрирования) значений потерь мощности за бесконечно малые элементы времени, т. е.

$$\Delta W = \int_0^t \Delta P dt$$

или, подставляя значение ΔP из формулы (4-1), получаем

$$\Delta W = \int_0^t \frac{S^2}{U^2} R dt = \frac{R}{U^2} \int_0^t S^2 dt,$$

где S — полная мощность, передаваемая по линии и представляющая собой функцию от времени t .

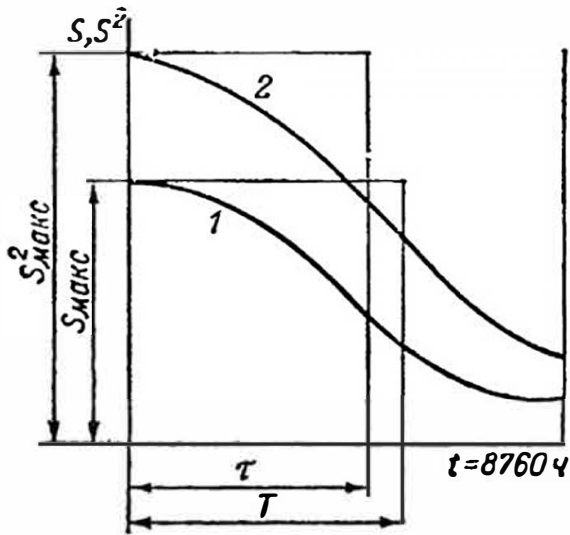


Рис. 4-1. Годовой график нагрузки по продолжительности

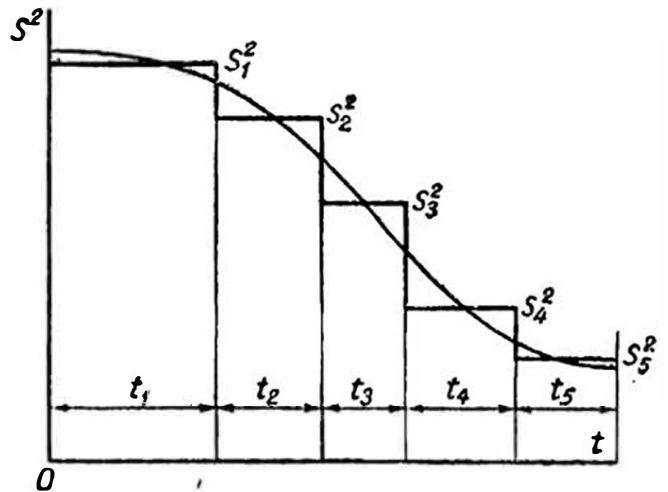


Рис. 4-2. Ступенчатый график нагрузки по продолжительности

Эту функцию обычно изображают в виде графика нагрузки. На рис. 4-1 представлен годовой график нагрузки по продолжительности элемента сети, показывающий, как известно, продолжительность работы сети с данной нагрузкой (кривая 1). При неизменном коэффициенте мощности нагрузки площадь, ограниченная этой кривой, показывает в некотором масштабе количество энергии, передаваемое по сети в течение года и выражаемой формулой:

$$W = \int_0^t P dt = \cos \varphi_{cp} \int_0^{t=8760} S dt,$$

где $\cos \varphi_{cp}$ — средний коэффициент мощности, принимаемый приближенно постоянным в течение года.

Если кривую 1 графика рис. 4-1 перестроить в квадратичную кривую 2, выражающую функцию $S^2 = f(t)$, то потери легко определятся в некотором масштабе по площади, ограниченной этой кривой:

$$\Delta W = \frac{R}{U^2} \int_0^t S^2 dt.$$

Из этого следует, что для определения потерь электроэнергии достаточно измерить (спланиметрировать) площадь, ограниченную кривой 2. Практически это можно сделать приближенно, заменив график нагрузки по продолжительности ступенчатым графиком с достаточно малыми отрезками времени t_1, t_2, t_3, \dots и соответствующими значениями нагрузок S_1', S_2, S_3, \dots (рис. 4-2); тогда потери определяются суммированием величин:

$$\Delta W = \frac{R}{U^2} (S_1^2 t_1 + S_2^2 t_2 + S_3^2 t_3 + \dots + S_n^2 t_n). \quad (4-3)$$

В это выражение можно ввести величину

$$S_{\text{ср. кв}} = \sqrt{\frac{S_1^2 t_1 + S_2^2 t_2 + S_3^2 t_3 + \dots + S_n^2 t_n}{8760}},$$

где 8760 — число часов в году.

Тогда

$$\Delta W = \frac{R}{U^2} S_{\text{ср. кв}}^2 \cdot 8760. \quad (4-4)$$

Величина $S_{\text{ср. кв}}$ носит название среднее квадратичное значения мощности, а метод определения потерь мощности по формуле (4-4) именуется методом определения потерь по среднее квадратичной мощности.

Описанный метод приближенного определения потерь обладает рядом неудобств и применим только при наличии графика нагрузки. Поэтому более распространены так называемый метод определения потерь по времени максимальных потерь, который значительно упрощает расчеты.

Для годового графика нагрузки по продолжительности (кривая 1 рис. 4-1) можно найти такое время T , в течение которого по линии, работающей с максимальной нагрузкой $S_{\text{макс}}$, передавалось бы такое же количество энергии, какое передается по ней в действительности в течение года при изменяющейся нагрузке $S = f(t)$.

При неизменном коэффициенте мощности это условие может быть записано следующим образом:

$$W = P_{\text{макс}} T = S_{\text{макс}} \cos \varphi_{\text{ср}} T = \cos \varphi_{\text{ср}} \int_0^{t=8760} S dt, \quad (4-5)$$

отсюда

$$T = \frac{\int_0^{t=8760} S dt}{S_{\text{макс}}}. \quad (4-6)$$

Величина T носит название времени использования максимальной нагрузки.

Зная годовое количество энергии W , передаваемое по линии, и максимальную активную нагрузку $P_{\text{макс}}$, из формулы (4-5) можно определить время использования максимальной нагрузки:

$$T \frac{W}{P_{\text{макс}}} = \frac{W}{S_{\text{макс}} \cos \varphi_{\text{ср}}}. \quad (4-7)$$

Для каждого потребителя характерна своя величина времени использования максимальной нагрузки. При расчетах эту величину принимают на основании статистических и справочных данных. Так, T составляет: для потребителей с осветительной нагрузкой — от 1500 до 2000 м, для односменных предприятий — от 1800 до 2500 ч, для двухсменных — от 3000 до 4500 ч, для трехсменных от 5000 до 7500 ч.

Величину времени использования максимальной нагрузки надо знать, чтобы определять потери электроэнергии. Для этой цели пользуются величиной τ — в р е м е н е м м а к с и м а л ь н ы х п о т е р ь, т. е. временем, в течение которого линия, работая с неизменной максимальной нагрузкой, имеет потери электроэнергии, равные действительным годовым потерям электроэнергии при работе по годовому графику нагрузки. Заменяя площадь, ограниченную кривой 2 на рис. 4-1, равновеликой площадью прямоугольника со сторонами τ и $S_{\text{макс}}^2$, получаем:

$$\Delta W = \frac{R}{U^2} \int_0^t S^2 dt = \frac{R}{U^2} S_{\text{макс}}^2 \tau. \quad (4-8)$$

Отсюда время максимальных потерь

$$\tau = \frac{\int_0^t S^2 dt}{S_{\text{макс}}^2}. \quad (4-9)$$

Практически величину τ получают из величины T , так как между ними существует определенная зависимость.

Как видно из формул (4-6) и (4-9), τ и T зависят от характера изменения графика нагрузки, т. е. от функции $S = f(t)$, находящейся в этих формулах под знаком интеграла. Для нахождения зависимости t от T можно проинтегрировать ряд графиков нагрузки, имеющих различные величины T для различных потребителей, и то же сделать с квадратичными кривыми $S^2 = f(t)$ этих же графиков, а затем, пользуясь формулами (4-6) и (4-9), установить зависимости τ от T для различных значений $\cos \varphi$. Результаты таких расчетов представлены на рис. 4-3 в виде семейства кривых. Этими кривыми можно пользоваться для определения потерь энергии методом времени максимальных потерь.

Ход расчета следующий. Зная активное сопротивление рассматриваемой линии R , Ом, максимальную нагрузку $S_{\text{макс}} = \sqrt{P_{\text{макс}}^2 + Q_{\text{макс}}^2}$ с коэффициентом мощности $\cos \varphi_{\text{ср}} = P_{\text{макс}}/S$

и время использования максимальной нагрузки для данной категории потребителей T , по кривой рис. 4-3 для заданного $\cos \varphi_{cp}$ и известного T находим время максимальных потерь τ .

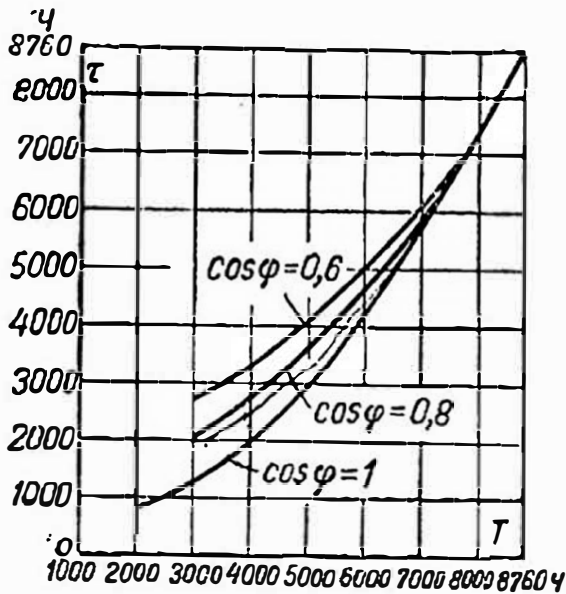


Рис. 4-3. Кривая $\tau = f(T)$

Зная номинальное напряжение линии U , кВ, найдем потери электроэнергии, ΔW , кВт·ч, воспользовавшись для этого формулой (4-8):

$$\Delta W = \frac{R}{U^2} S_{\max}^2 \tau \cdot 10^3$$

или

$$\Delta W = \frac{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}{U^2} R \tau \cdot 10^3. \quad (4-10)$$

Здесь S — в МВ·А, P — в МВт, Q — в Мвар, U — в кВ и R — в Ом.

В случае, если по рассматриваемому участку линии передается мощность к различным потребителям, равная $P_{1\max}$, $P_{2\max}$, $P_{3\max}$ и т. д., с временами использования максимальной нагрузки соответственно T_1 , T_2 , T_3 и т. д., то при определении потерь следует принимать среднюю величину времени использования максимальной нагрузки, определяемую по формуле (4-7) с учетом суммарной величины передаваемой энергии:

$$T_{cp} = \frac{W}{P_{\max}} = \frac{P_{1\max} T_1 + P_{2\max} T_2 + P_{3\max} T_3 + \dots}{k_0 (P_{1\max} + P_{2\max} + P_{3\max} + \dots)} = \frac{\sum_1^n P_{i\max} T_i}{k_0 \sum_1^n P_{i\max}}, \quad (4-11)$$

где k_0 — коэффициент одновременности нагрузки.

Пример 4-1. Определить максимальные потери активной мощности и годовые потери электроэнергии в линии электропередачи напряжением 35 кВ длиной 20 км, с проводами АС-70. Линия электропередачи питает двухфазное промышленное предприятие, имеющее максимальную нагрузку $P = 4,0$ МВт и средний коэффициент мощности $\cos \varphi = 0,9$. График нагрузки по продолжительности изображен на рис. 4-4. Задачу решить как методом среднеквадратичной мощности, так и методом времени максимальных потерь.

Определяем активное сопротивление линии передачи напряжением 35 кВ. По приложению 1 (табл. П. 1-1) для провода АС-70 находим $r_0 = 0,42$ Ом/км. По формуле (3-1) определяем активное сопротивление всей линии:

$$R = r_0 l = 0,42 \cdot 20 = 8,4 \text{ Ом.}$$

Потери мощности в линии передачи по формуле (4-1) при

$$S_{\max} = \frac{P_{\max}}{\cos \varphi} = \frac{4,0}{0,9} = 4,45 \text{ МВ} \cdot \text{А,}$$

$$\Delta P = R \frac{S_{\max}^2}{U^2} = \frac{4,45^2}{35^2} \cdot 8,4 \cdot 10^3 = 135 \text{ кВт.}$$

Определяем потери электрической энергии в линии методом средней квадратичной мощности. Для этого график нагрузки представляем в виде ступенчатого графика (см. рис. 4-4) с ординатами: $S_1 = 4,45$; $S_2 = 3,5$; $S_3 = 3,0$; $S_4 = 2,5$; $S_5 = 1,5$; $S_6 = 0,5$ МВ·А; им соответствуют отрезки времени $t_1 = t_2 = t_3 = t_4 = 1000$ ч; $t_5 = 2000$ ч и $t_6 = 2760$ ч. По формуле (4-3) находим годовые потери энергии в линии:

$$\Delta W = \frac{8,4 \cdot 10^3}{35^2} (4,45^2 \cdot 1000 + 3,5^2 \cdot 1000 + 3^2 \cdot 1000 + 2,5^2 \cdot 1000 + 1,5^2 \cdot 2000 + 0,5^2 \cdot 2760) = \frac{8,4 \cdot 10^3}{35^2} \cdot 52\,490 = 360\,000 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Находим потери электрической энергии в линии методом времени максимальных потерь. Для этого надо задаться временем использования максималь-

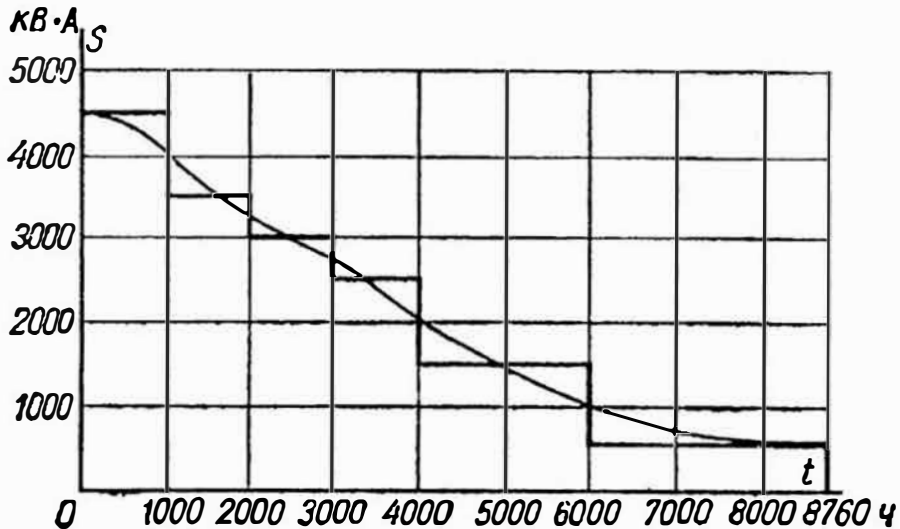


Рис. 4-4. График к примеру 4-1

ной нагрузки для данной категории потребителей. Но в нашем случае, поскольку график нагрузки известен, следует определить время потерь исходя из графика:

$$T = \frac{\sum_1^n S_i t_i}{S_{\max}} = \frac{4,45 \cdot 1000 + 3,5 \cdot 1000 + 3 \cdot 1000}{4,45} + \frac{2,5 \cdot 1000 + 1,5 \cdot 2000 + 0,5 \cdot 2760}{4,45} = 4000 \text{ ч.}$$

При $\cos \varphi = 0,9$ по кривой рис. 4-3 находим путем интерполяции, что этому времени использования максимума соответствует время максимальных потерь $\tau = 2600$ ч. По формуле (4-8) находим потери электроэнергии в линии:

$$\Delta W = \frac{R}{U^2} S_{\max}^2 \tau \cdot 10^3 = \frac{8,4}{35^2} \cdot 4,45^2 \cdot 2600 \cdot 10^3 = 351 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

4-3. Себестоимость передачи электроэнергии

Одним из основных факторов, показывающих экономичность передачи электроэнергии, как говорилось в § 4-1, является ее себестоимость. Себестоимость передачи электроэнергии по эле-

критической сети определяется годовыми эксплуатационными расходами, отнесенными на 1 кВт·ч переданной за это время электроэнергии. При определении годовых эксплуатационных расходов необходимо учитывать все затраты, связанные с передачей электроэнергии, ремонтом и обслуживанием сети. Эти расходы складываются из следующих составляющих:

- а) расходов на потерю электрической энергии в линиях;
- б) ежегодных отчислений на амортизацию сети;
- в) расходов по текущему ремонту сети и по содержанию обслуживающего персонала.

Расходы на потерю электроэнергии определяются по формуле:

$$H_1 = \beta \Delta W = \beta \frac{R}{U^2} S_{\text{макс}}^2 \tau,$$

где β — стоимость 1 кВт·ч потерянной энергии, зависящая от типа и мощности электростанций, входящих в энергетическую систему, от которой питается рассматриваемая сеть.

Себестоимость электрической энергии, вырабатываемой системой,

$$\beta_c = a + \frac{B}{W},$$

где a — переменные расходы энергосистемы, отнесенные на 1 кВт·ч выработанной электроэнергии (приблизительно равны топливной составляющей); B — постоянные годовые расходы по электростанциям системы, не зависящие от количества выработанной электроэнергии; W — количество выработанной за год электроэнергии, равное $P_{\text{макс.ст}} T_{\text{ст}}$ ($P_{\text{макс.ст}}$ — максимальная нагрузка станции, а $T_{\text{ст}}$ — время использования максимальной нагрузки станции).

Заменяя $P_{\text{макс.ст}}$ на $P_{\text{уст}}/k_p$ (т. е. на отношение размера величины установленной мощности станции $P_{\text{уст}}$ к коэффициенту резерва k_p , равному 1,15—1,2), а время использования максимальной нагрузки станции $T_{\text{ст}}$ — через время использования максимальной нагрузки потребителя $T = k_m T_{\text{ст}}$ (где k_m — коэффициент попадания максимума данного потребителя в максимум нагрузки станции), получаем

$$\beta_c = a + \frac{B}{P_{\text{макс.ст}} T_{\text{ст}}} = a' k_p k_m \frac{B}{T P_{\text{уст}}},$$

а заменяя $B/P_{\text{уст}}$ на величину b , являющуюся расходами электроэнергии на один установленный киловатт, выводим окончательное выражение для себестоимости 1 кВт·ч электроэнергии:

$$\beta_c = a + k_p k_m \frac{b}{T}. \quad (4-12)$$

В технико-экономических расчетах принимают во внимание так называемую расчетную стоимость электроэнергии, которая больше себестоимости и определяется по формуле:

$$\beta = a + \frac{k_p k_m}{T} (b + E_n k_c), \quad (4-13)$$

где k_c — средняя стоимость установленного киловатта электростанции, равная 60—80 руб. для конденсационных электростанций мощностью свыше 400 МВт и 100—280 руб. для станций и ТЭЦ мощностью до 400 МВт; E_n — нормативный коэффициент эффективности, равный 0,12—0,15 [см. формулу (4-17)]; $E_n k_c$ — член, дополнительно учитывающий эффективность капиталовложений в электростанцию.

Минимальное значение расчетной стоимости киловатт-часа составляет 0,4—1,0 коп/(кВт·ч) для систем с преобладанием гидравлических электростанций и 1—2 коп/(кВт·ч) для систем с преобладанием тепловых электростанций. Кроме того, как видно из формулы (4-13), эта величина зависит от числа часов использования максимума потребителей.

Стоимость потерь электроэнергии прямо пропорциональна сопротивлению линии R и, так как $R = l\rho/F$, обратно пропорциональна площади поперечного сечения проводов. Таким образом, *потери электроэнергии и соответствующую составляющую себестоимости можно уменьшить, увеличив сечение линии.*

Ежегодные отчисления на амортизацию идут на покрытие расходов, вызываемых износом отдельных элементов сети. Амортизационные отчисления являются источником воспроизводства основных фондов (стоимости сооружений), постепенно используемых в процессе эксплуатации.

Износ сооружения зависит от его конструкции, материала и других условий и может происходить в различные сроки, поэтому величина ежегодных отчислений на амортизацию определяется в зависимости от предполагаемого срока службы данного сооружения.

Ежегодно отчисляемые на предприятиях амортизационные суммы распадаются на две части: на производство капитального ремонта сооружений и на капитальное строительство. Суммы, предназначенные для капитального ремонта, остаются в распоряжении предприятий и расходуются в процессе ремонта или модернизации сооружений по годовым сметам; вторая часть отчислений идет на полное восстановление основных фондов и перечисляется на капитальное строительство. За счет этой части отчислений производится также реконструкция сетевых устройств, устаревших в силу прогресса техники.

Расходы на амортизацию определяются в процентах от величины первоначальных затрат на сооружение сети:

$$I_2 = \frac{\alpha_n K}{100},$$

где α_n — процентные отчисления на амортизацию; K — первоначальные затраты на сооружение сети (основные фонды).

Величину α_n устанавливают с таким расчетом, чтобы к моменту возможного износа сооружений накопилась сумма, необходимая для их полного восстановления. Размеры амортизационных отчис-

лений по основным фондам для сетевых сооружений приведены в табл. 4-1.

Ежегодные расходы по текущему ремонту складываются из расходов на регулировку оборудования и проводов, чистку и уборку трассы линий электропередачи, ремонт заземлений, а также про-

Таблица 4-1

Отчисления на амортизацию и стоимость текущего ремонта и обслуживания

Элемент сети	Общая норма амортизационных отчислений α_d , % от первоначальных затрат на сооружение линии	В том числе		Норма ежегодных расходов на текущий ремонт и на обслуживание α_r , % от стоимости основных фондов
		на капитальный ремонт	на полное восстановление	
Воздушные линии:				
на опорах из непропитанной древесины	6,6	2,5	4,1	3
на опорах из пропитанной древесины	5,3	2,0	3,3	2,8
на деревянных опорах с железобетонными насынками	4,2	1,6	2,6	2,5
на металлических и железобетонных опорах	2,8	0,8	2,0	1
Кабельные линии:				
напряжением до 10 кВ включительно	3,0	0,5	2,5	2
напряжением 110—220 кВ	2,25	0,25	2,0	
Силовое электротехническое оборудование и распределительные устройства	6,3	3,0	3,3	3—5

Примечание. Для ВЛ напряжением до 22 кВ общая норма отчислений на амортизацию увеличивается на 25%, а для ВЛ напряжением 220 кВ и выше снижается на 20%.

ведение различных измерений, испытаний и т. п. Все эти работы, необходимые для нормальной эксплуатации сети, выполняются непрерывно в течение года.

Кроме этого, эксплуатация линий передачи и подстанций связана с содержанием обслуживающего персонала, осуществляющего оперативную работу и технический надзор. Для нормальной эксплуатации требуется затрачивать средства также на транспорт, связь, содержание жилых домов для персонала, вспомогательных сооружений и т. п. Все эти расходы ложатся также на себестоимость передачи и могут быть выражены в процентах от стоимости сооружения:

$$И_3 = \frac{\alpha_r}{100} K,$$

где α_r — величина процентных отчислений на текущий ремонт и обслуживание сети, указанная для различных элементов сети в табл. 4-1.

Таким образом, отчисления на амортизацию и расходы на текущий ремонт и содержание эксплуатационного персонала зависят от капитальных затрат K и, следовательно, прямо пропорциональны сечению проводов линии передачи F .

Практически при сравнительных технико-экономических расчетах капитальные затраты определяют по укрупненным показателям стоимости элементов сети (например, 1 км линии, ячейки с оборудованием на подстанции, трансформатора той или иной мощности).

Учитывая изложенное, суммарные ежегодные расходы на эксплуатацию сети могут быть определены как:

$$И = И_1 + И_2 + И_3$$

или

$$И = \beta \Delta W + \frac{\alpha_a}{100} K + \frac{\alpha_p}{100} K. \quad (4-14)$$

С учетом отдельных показателей, соответственно для линий — $\alpha_{a.l}$, $\alpha_{p.l}$ и K_l и для подстанций — $\alpha_{a.п}$, $\alpha_{p.п}$ и $K_{п}$ получаем:

$$И = \beta \Delta W + \left(\sum \frac{\alpha_{a.l}}{100} + \sum \frac{\alpha_{p.l}}{100} \right) K_l + \left(\sum \frac{\alpha_{a.п}}{100} + \sum \frac{\alpha_{p.п}}{100} \right) K_{п}.$$

Среднегодовую себестоимость передачи 1 кВт·ч электроэнергии $\beta_{пер}$ получим делением годовых эксплуатационных расходов на величину полезно переданной энергии потребителю W :

$$\beta_{пер} = \frac{И}{W} = \frac{И}{P_{макс} T}. \quad (4-15)$$

Стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, потерянной при передаче, составляет в среднем около 0,008 руб. для Европейской части СССР и 0,006 руб. для Сибири.

4-4. Технико-экономический расчет сетей

Так как варианты сети с более высокими техническими показателями требуют для осуществления, как правило, больших затрат, то для правильной оценки вариантов необходимо по возможности уравнивать их технические показатели. Тогда определяющим фактором выбора будут экономические показатели (капитальные затраты и ежегодные эксплуатационные расходы). И, наоборот, при одинаковых экономических показателях можно будет выбрать вариант с более высокими техническими характеристиками.

При выборе наивыгоднейшего варианта в простейших случаях пользуются *методом срока окупаемости*, учитывающим как ежегодные эксплуатационные расходы, так и капиталовложения в сооружение энергетического объекта. При этом наиболее экономичным необязательно будет вариант с минимальными ежегодными расходами, поскольку одновременно должна учитываться и эффективность капитальных вложений в данное сооружение и в объек-

ты народного хозяйства, сооружение которых взамен данного энергетического объекта могло бы увеличить выпуск полезной обществу продукции. Метод срока окупаемости как бы *соизмеряет капитальные вложения с будущими издержками производства, с себестоимостью передачи электроэнергии.*

Сущность метода срока окупаемости заключается в следующем.

Предположим, что рассматриваются два варианта сети, имеющие капитальные затраты K_1 и K_2 и ежегодные расходы соответственно I_1 и I_2 . Наиболее экономичным из них, безусловно, будет тот, у которого и капитальные затраты, и ежегодные расходы меньше, чем у другого.

Однако часто бывает так, что проектировщики, стремясь снизить ежегодные расходы и потери в сети, намечают сооружение линий с проводами больших сечений, на опорах из более долговечного материала и т. д. Это может привести к тому, что для варианта с наименьшими ежегодными эксплуатационными расходами капитальные затраты окажутся наибольшими. Например, $I_1 > I_2$ а $K_1 < K_2$. В этом случае определяют срок окупаемости капиталовложений, понимая под ним время, в течение которого удорожание в капитальных затратах по данному варианту окупится экономией на ежегодных расходах:

$$T_0 = \frac{K_2 - K_1}{I_1 - I_2}. \quad (4-16)$$

Полученный по формуле (4-16) срок окупаемости в годах сравнивают с нормативным сроком окупаемости $T_{o.n.}$

Если $T_0 = T_{o.n.}$, то сравниваемые варианты экономически равноценны и выбор того или другого из них должен диктоваться иными показателями: меньшей затратой цветного металла, удобством и надежностью эксплуатации и т. п.

Если $T_0 < T_{o.n.}$, то отдают предпочтение варианту с большими капитальными затратами и меньшими эксплуатационными расходами. Наконец, если $T_0 > T_{o.n.}$, то выбирают вариант с меньшими капитальными затратами и большими ежегодными расходами, так как в этом случае нет смысла производить большие капитальные вложения в объект, поскольку они имеют очень длительный срок окупаемости и могут дать большой эффект, будучи за это время использованы в других отраслях хозяйства.

В практических расчетах сравнение двух-трех вариантов часто оказывается недостаточным, а сравнение большего количества вариантов по методу окупаемости приводит к большим осложнениям расчета. Поэтому рекомендуется применять метод приведенных затрат, являющийся основным в экономических расчетах.

Вводится условное понятие *расчетных приведенных затрат*, равное сумме ежегодных эксплуатационных расходов и капитальных затрат:

$$Z = I + \frac{K}{T_{o.n.}} = I + E_n K, \quad (4-17)$$

где $T_{o.n} = 7 \div 8,5$ лет — нормативный срок окупаемости, а обратная величина $E_n = 1/T_{o.n}$, округленно принимаемая 0,12—0,15, носит название нормативного коэффициента эффективности капитальных вложений.

Наиболее экономичным из нескольких рассматриваемых вариантов является вариант с минимальной величиной $Z_{мин}$:

$$Z_{мин} = И + E_n K. \quad (4-18)$$

Этой формулой пользуются в простейших случаях, когда продолжительность строительства не превышает года, после чего наступает нормальная эксплуатация линии с постоянными эксплуатационными расходами и потерями, соответствующими расчетным нагрузкам.

На практике, однако, строительство сети нередко длится не один год; оно проходит в несколько этапов (очередей), заканчивающихся вводом в эксплуатацию не всей запроектированной схемы, а только части ее. Из двух параллельных линий, например на первом этапе, до достижения расчетных нагрузок, вводят только одну линию. Другой пример: сеть двустороннего (кольцевого) питания включают на первом этапе по разомкнутой схеме, обеспечивая питание первоочередных потребителей, ближайших к головным участкам линии. В подобных случаях как капитальные затраты, так и эксплуатационные расходы из года в год меняются, и при выборе вариантов необходимо для каждого из них рассматривать суммарные расчетные затраты, приведенные к какому-то определенному сроку (году) строительства.

Расчетные затраты за указанное время называют суммарными приведенными расчетными затратами. Учет разновременности затрат в сравниваемых вариантах осуществляют, приводя их по формуле сложных процентов к какому-либо одному году t .

При сроках строительства, превышающих год, и при постоянных ежегодных расходах формулу (4-18) изменяют, подставляя в нее вместо K приведенную величину суммарных капиталовложений

$$K_{пр} = \sum_{t=1}^{T_c} K_t (1 + E_n)^{T_c - t}.$$

В общем случае для проведения технико-экономического анализа сооружения комплексов электрических сетей при капитальных вложениях, рассредоточенных по годам и вводе в эксплуатацию очередями, рекомендуется определять приведенные затраты с учетом приращения ежегодных издержек производства по следующей формуле:

$$Z_{т.пр} = E_n \sum_{t=1}^{T_c} K_t (1 + E_{н.п})^{t_{пр} - t} + \sum_{t=t_3}^{T_c} \Delta H_t (1 + E_{н.п})^{t_{пр} - t}, \quad (4-19)$$

где K_t — капиталовложения в год t ; ΔH_t — приращение ежегодных издержек (эксплуатационных расходов) в год t ; $E_{н.н}$ — нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, принимаемый равным 0,12; $E_{н.н}$ — нормативный коэффициент приведения разновременных затрат, принимаемый равным $\sim 0,08$; $t_{пр}$ — год приведения затрат (принимаемый одинаковым для всех вариантов — например, год начала эксплуатации); T_c — период строительства, к концу которого наступает период нормальной эксплуатации, когда ежегодные издержки эксплуатации становятся постоянными, а капитальные вложения отсутствуют; t_0 — год начала эксплуатации.

Приведенные формулы справедливы для вариантов выполнения электрических сетей, обеспечивающих одинаковую надежность электроснабжения потребителей, к чему обычно и следует стремиться при подборе вариантов. Однако, так как это условие соблюдения не всегда возможно, и в общем случае рассматриваемые варианты могут иметь различную степень обеспечения надежности, то дополнительно учитывают вероятный народнохозяйственный ущерб от перерывов электроснабжения, вызванный отключениями потребителей вследствие повреждений элементов электросети, определяемый величиной $У$ для каждого варианта:

$$Z = H + E_{н.н}K + У. \quad (4-20)$$

Величина $У$ зависит от контингента потребителей, подключенных в каждой рассматриваемой точке сети, и колеблется в широких пределах. В среднем для грубых подсчетов она может быть определена по формуле:

$$У = A_{ав.н} y_0, \quad (4-21)$$

где $A_{ав.н}$ — аварийный недоотпуск электроэнергии (см. § 4-5); y_0 — среднее значение по народному хозяйству ущерба от недоотпуска 1 кВт·ч электроэнергии, принимаемое в пределах от 0,2 до 0,6 руб/(кВт·ч), а для некоторых районов с преобладанием энергоемких потребителей до 0,8 руб/(кВт·ч).

Пример 4-2. Сравнить экономичность трех вариантов сети для электроснабжения промышленного предприятия, капитальные затраты и ежегодные эксплуатационные расходы по которым составляют:

$$\begin{aligned} K_1 &= 200 \text{ тыс. руб.}; & H_1 &= 130 \text{ тыс. руб.}; \\ K_2 &= 500 \text{ тыс. руб.}; & H_2 &= 80 \text{ тыс. руб.}; \\ K_3 &= 750 \text{ тыс. руб.}; & H_3 &= 70 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

Сравниваем 1-й вариант со 2-м по формуле (4-16):

$$T_{о(1-2)} = \frac{K_2 - K_1}{H_1 - H_2} = \frac{500 - 200}{130 - 80} = 6 \text{ лет} < T_{о.н} = 8,5.$$

Экономичнее 2-й вариант.

Сравниваем 1-й и 3-й варианты:

$$T_{о(1-3)} = \frac{K_3 - K_1}{H_1 - H_3} = \frac{750 - 200}{130 - 70} = 9 \text{ лет} > T_{о.н} = 8,5.$$

Экономичнее 1-й вариант.

Сравниваем 2-й и 3-й варианты:

$$T_{o(2-3)} = \frac{K_3 - K_2}{H_2 - H_3} = \frac{750 - 500}{80 - 70} = 25 \text{ лет} > T_{o.n} = 8,5.$$

Экономичнее 2-й вариант.

Таким образом, должно быть отдано предпочтение 2-му варианту. Те же результаты получаем, пользуясь формулой (4-17):

$$1\text{-й вариант: } Z_1 = 130 + 0,12 \cdot 200 = 154 \text{ тыс. руб.};$$

$$2\text{-й вариант: } Z_2 = 80 + 0,12 \cdot 500 = 140 \text{ тыс. руб. (минимум);}$$

$$3\text{-й вариант: } Z_3 = 70 + 0,12 \cdot 750 = 160 \text{ тыс. руб.}$$

Очевидно, что по формуле (4-17) производить расчеты значительно удобнее.

4-5. Вероятность перерывов электроснабжения и надежность элементов электросети

Любой элемент электрической сети — оборудование подстанций или линии электропередачи, соединяющие их между собой, в процессе эксплуатации может повредиться, что влечет за собой автоматическое отключение поврежденного элемента или участка сети, с последующим его простоем на время аварийного ремонта. Причины повреждений могут быть стихийного происхождения (грозовые повреждения, ветер ураганной силы, гололед и др.), а также дефекты оборудования (старение и нарушение изоляции, нарушение регулировки механизмов и т. п.).

Для повышения надежности работы электрической сети и снижения аварийности эксплуатационный персонал регулярно производит периодические осмотры и плановые ремонты, требующие простоя данного элемента на определенное время. Таким образом, за определенный срок эксплуатации сети каждый ее элемент часть времени будет находиться в плановом или аварийном ремонте. Относительная длительность такого состояния с достаточной степенью точности может определяться на основе статистических материалов, накопленных в энергосистемах Советского Союза за большой период времени.

Под относительной вероятной длительностью какого-либо состояния понимают отношение длительности этого состояния к длительности периода, за который получены данные наблюдений (статистики), например за год. На эту величину влияет также удельная аварийность, или интенсивность отказов в работе данного элемента, отнесенная к единице времени, получаемая также по статистическим данным.

Так, вероятность аварийного состояния какого-либо оборудования схемы

$$P_{ав} = \frac{\lambda t_{ав}}{8760}, \quad (4-22)$$

где λ — аварийная повреждаемость данного элемента в год; $t_{ав}$ — средняя длительность аварийного ремонта, ч.

Аналогично для линии

$$p_{ав} = \frac{\lambda_{уд} t_{ав}}{8760} \cdot \frac{L}{100}, \quad (4-23)$$

где $\lambda_{уд}$ — удельная повреждаемость линии передачи на 100 км/год;
 L — длина линии, км.

Вероятность нахождения какого-либо элемента схемы в плановом ремонте

$$p_{рем} = \frac{m_{рем} t_{рем}}{8760}, \quad (4-24)$$

где $m_{рем}$ — число плановых ремонтов в году; $t_{рем}$ — средняя длительность планового ремонта, ч.

Суммирование приведенных данных для разных вариантов схем сети с учетом взаимного расположения и назначения отдельных элементов даст возможность судить о степени надежности схемы по тому или другому варианту, а также при необходимости определять народнохозяйственный ущерб для каждого из них. При этом вероятность выхода из строя цепи, состоящей из нескольких последовательно включенных элементов (например, нерезервированная схема электроснабжения потребителей: выключатель — линия — трансформатор), определяется суммированием вероятностей отказов этих элементов: $p_{\Sigma} = p_{в} + p_{л} + p_{тр}$.

При параллельном включении ветвей (например, двухцепная линия или двухтрансформаторная подстанция) вероятность отказа элементов, входящих в каждую параллельную ветвь, соответственно перемножаются. При этом учитывается совпадение аварийного

Таблица 4-2

Продолжительность аварийных ремонтов и удельной повреждаемости элементов электрических сетей

Наименование элементов	Средняя продолжительность аварийного ремонта, ч	Удельная повреждаемость	
		линий, 100 км/год	оборудования подстанций, шт/год
Воздушные и кабельные линии 6—10 кВ	6—10	2—4	—
Воздушные линии 35 кВ	8—10	0,8—1,5	—
То же, 110 кВ	10—15	0,15—0,7	—
Выключатели подстанций	—	—	0,04
Трансформаторы	—	—	0,015—0,02

простоя первой цепи с плановым ремонтом второй и одновременное повреждение обеих цепей линии.

В табл. 4-2 приводятся средние данные о продолжительности аварийных ремонтов линий и удельной повреждаемости линий и оборудования подстанций.

Кроме оценки надежности схем электрических сетей и отдельных подстанций, изложенные выше материалы позволяют решать и другие задачи, в частности, например, определять возможность применения однострансформаторной подстанции вместо двухтрансформаторной. Критерием здесь может служить сопоставление возможного ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям в случае аварийного выхода из работы трансформатора на однострансформаторной подстанции по сравнению с дополнительными затратами на двухтрансформаторную подстанцию.

Пример 4-3. Определить возможность применения на подстанции 110 кВ одного трансформатора мощностью 6,3 МВ·А или двух по 4 МВ·А при среднегодовой нагрузке $P_{\text{ср}} = 4,5$ МВт. Стоимость двухтрансформаторной подстанции превышает стоимость однострансформаторной указанной мощности приблизительно на 25 тыс. руб., а соответствующие расчетные затраты на 5,6 тыс. руб.

Принимая $\lambda = 0,02$, время на замену повредившегося трансформатора резервным t_p равным одним суткам (с учетом наличия централизованного передвижного резерва), получаем среднегодовое время перерыва

$$T_{\text{ср.г}} = \lambda t_p = 0,02 \cdot 24 = 0,48 \text{ ч/год,}$$

а народнохозяйственный ущерб

$$Y = P_{\text{ср}} t_p y_0 = 4,5 \cdot 0,48 \cdot 0,6 = 1,3 \text{ тыс. руб.}$$

что значительно меньше расчетных затрат 5,6 тыс. руб.

Таким образом, если потребители, получающие электроснабжение от данной подстанции, относятся ко II и III категориям, то применение однострансформаторной подстанции при наличии централизованного резерва экономически оправдывается.

4-6. Выбор сечения проводов по экономической плотности тока

Описанные в § 4-5 технико-экономические расчеты обычно выполняют для комплексного решения задач, связанных с выбором схемы сети. Одновременно с этим почти в каждом расчете сети необходимо выбирать сечение проводов таким, чтобы оно было наимыгоднейшим экономически.

Для суждения об экономичности выбираемого сечения необходимо знать зависимость изменения приведенных затрат от сечения проводника

$$Z = I_1 + I_2 + I_3 + E_{\text{н}} K.$$

Как указывалось в § 4-3, первый член I_1 (расходы на потери электроэнергии) изменяется обратно пропорционально сечению проводов, а остальные члены находятся в прямой зависимости от капитальных затрат и, следовательно, приблизительно пропорциональны сечению проводов. Таким образом, приведенные к сечению проводов затраты

$$Z = Z_1(F) + Z_2(F).$$

На рис. 4-5 показана зависимость суммарных приведенных затрат Z от сечения провода F , а также составляющие Z_1 и Z_2 , завися-

щие прямо и обратно от F_2 . Кривая суммарных затрат имеет минимум, которому соответствует сечение провода F_3 , называемое **экономическим сечением**.

Для определения экономического сечения провода, казалось бы, достаточно знать математическую функцию $Z(F)$, найти минимум этой функции и для него определить F_3 . Такие попытки делались различными авторами. Одни из них учитывали только стоимость проводов без стоимости строительной части линии, другие вводили поправки, учитывающие экономно цветных металлов. Однако учесть совокупность всех сложных факторов, влияющих на величину экономического сечения провода, математически невозможно; поэтому в ПУЭ на основании ряда технико-экономических подсчетов, сделанных для линий из проводов различных материалов, кабель-

ных и воздушных, а также для различного числа часов использования максимума, рекомендуется для определения экономического сечения пользоваться формулой:

$$F = \frac{I_{\text{макс}}}{j_3}, \quad (4-25)$$

где $I_{\text{макс}}$ — ток максимальной нагрузки на проводник при нормальной работе сети, А; j_3 — экономическая плотность тока, определяемая в зависимости от материала токоведущего проводника, конструкции линии и времени использования максимальной нагрузки, А/мм².

Рекомендуемые значения экономической плотности тока приведены в табл. 4-3.

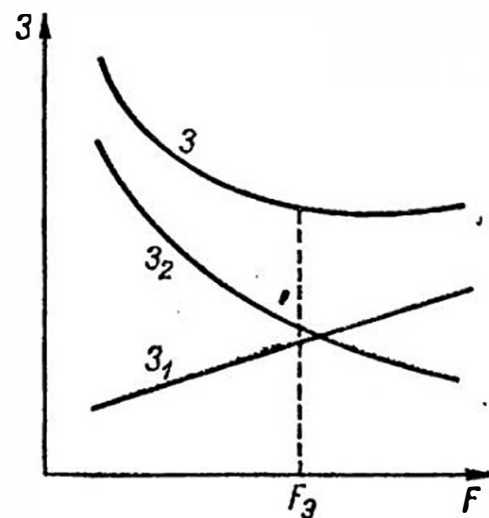


Рис. 4-5. Зависимость приведенных затрат от сечения провода

Строго говоря, универсальной экономической плотности тока для линий всех категорий и для всех экономических районов страны не существует, и до недавнего времени плотность тока для линий 300—500 кВ определялась индивидуальными расчетами с учетом различных стоимостей потерь электрической энергии и различных амортизационных отчислений по экономическим районам страны и принималась, как правило, меньше, чем для линий других классов напряжения. Однако необходимость экономии алюминия, требующегося для изготовления проводов, заставила принять решение о том, чтобы выбор проводов и для линий 300—500 кВ производился по такой же экономической плотности, как и линий других напряжений, а с учетом меньшей стоимости потерь электрической энергии и больших амортизационных отчислений в районах Центральной Сибири, Казахстане и Средней Азии провода линий всех напряжений выбирались бы с повышенной плотностью тока.

Из табл. 4-3 видно, что *чем выше проводимость материала проводника* (например, медь по сравнению с алюминием) *или чем дороже линия* (например, кабель по сравнению с воздушной линией), *тем*

Рекомендуемые значения экономической плотности тока, A/mm^2 , для воздушных и кабельных линий напряжением до 500 кВ

Проводники	При использовании максимума нагрузки T , ч		
	1000—3000	3000—5000	5000—8760
Голые провода и шины медные . .	2,5	2,1	1,8
То же алюминиевые:			
Европейская часть СССР, Закавказье, Забайкалье и Дальний Восток	1,3	1,1	1,0
Центральная Сибирь, Казахстан и Средняя Азия	1,5	1,4	1,3
Кабели с бумажной и провода с резиновой и полихлорвиниловой изоляцией с медными жилами . .	3,0	2,5	2,0
То же с алюминиевыми жилами:			
Европейская часть СССР, Закавказье, Забайкалье и Дальний Восток	1,6	1,4	1,2
Центральная Сибирь, Казахстан и Средняя Азия	1,8	1,6	1,5
Кабели с резиновой и с пластмассовой изоляцией с медными жилами	3,5	3,1	2,7
То же с алюминиевыми жилами:			
Европейская часть СССР, Закавказье, Забайкалье и Дальний Восток	1,9	1,7	1,6
Центральная Сибирь, Казахстан и Средняя Азия	2,2	2,0	1,9

больше экономическая плотность тока и соответственно [согласно формуле (4-25)] меньше экономическое сечение.

Зависимость от числа часов использования максимума получается обратной. При большем числе часов экономическая плотность тока принимается меньшей, а экономическое сечение, соответственно, имеет большие значения, что приводит к значительному снижению годовых потерь электроэнергии за счет некоторого увеличения стоимости сооружения. Наоборот, при малой нагрузке линии целесообразно делать большие капиталовложения в сеть, вызываемые увеличением сечения проводов, так как увеличение годовых потерь в этом случае при малом t не играет такой существенной роли.

Значение тока максимальной нагрузки $I_{\text{макс}}$ в линии в формуле (4-25) следует брать для нормальных условий работы сети, т. е. для таких условий, при которых сеть работает длительно. Возможные повышения нагрузок во время аварий или ремонтов при определении экономического сечения проводов не учитываются, так как такие режимы кратковременны и не могут влиять на экономику.

Например, если для питания электроэнергией потребителя проектируются две параллельные линии, то в нормальном режиме нагрузку потребителя делят между линиями пополам и, следовательно, сечение каждой из них должно быть рассчитано на экономическую плотность тока, соответствующую половине нагрузки. В случае отключения одной из линий вследствие аварии или для ремонта другая примет на себя полную нагрузку, однако такой режим не будет длительным; поэтому для определения экономического сечения с ним считаться не следует. Пропускная способность выбранного сечения проводов линии с учетом нагрева должна быть проверена на максимальную аварийную нагрузку (методы расчета линий по допустимому нагреву описаны в гл. 5).

Полученное по формуле (4-25) сечение проводника округляют до ближайшего стандартного (в любую сторону).

Если максимум нагрузки данного потребителя приходится на ночное время, то ПУЭ рекомендуют экономическую плотность тока, определяемую по табл. 4-3, увеличивать на 40%. На те же 40% должна повышаться экономическая плотность тока для изолированных проводов сечением 16 мм² и ниже.

Нагрузка потребителей достигает расчетного значения не сразу после окончания строительства линии передачи, а зачастую лишь через несколько лет; к тому же в дальнейшем она не остается стабильной, а, как правило, продолжает расти. Поэтому в качестве расчетного тока для выбора экономического сечения проводов воздушных линий рекомендуется принимать ожидаемый расчетный ток нормального режима работы линий на пятом году эксплуатации с поправочным коэффициентом α , учитывающим изменение тока в перспективе. Этот коэффициент определяют по формуле:

$$\alpha = \sqrt{0,15 + 0,25 (i_1 + 0,8)^2 + 0,85 (i_{\text{макс}} + 0,1)^2},$$

где $i_1 = I_1/I_5$ — расчетный ток первого года эксплуатации линии, отнесенный к току пятого года; $i_{\text{макс}} = I_{\text{макс}}/I_5$ — максимальный расчетный ток за пределами пятого года эксплуатации, отнесенный к току пятого года.

При определении экономического сечения кабелей рекомендуется исходить из прокладки одного кабеля, если сечение получается ниже 150 мм² и по условиям резервирования потребителей не требуется прокладка двух кабелей. При питании потребителей II категории для обеспечения надежности рекомендуется при одной кабельной линии применять сдвоенные кабели. При необходимости резервирования нагрузки число питающих кабельных линий принимают не менее двух с суммарным сечением, равным экономическому.

Проводя расчеты сети, состоящей из нескольких участков с различными максимальными нагрузками, надо экономические сечения определять по этим нагрузкам для каждого участка в отдельности. Если эти линии питают потребителей, имеющих различное время использования максимумов нагрузки, то для каждого участка, кроме того, определяют $T_{\text{ср}}$ по формуле (4-11).

Если потребители присоединены к линии на небольших расстояниях друг от друга, то из практических и конструктивных соображений часто бывает нецелесообразным иметь на каждом участке особое сечение провода. В этом случае предпочитают сечение провода по всей линии делать одинаковым, а экономическое сечение выбирать по току наиболее загруженного участка. При этом на величину экономической плотности тока вводят поправочный коэффициент больше единицы, учитывающий неравномерность нагрузки по линии.

Такую эквивалентную экономическую плотность тока определяют по формуле:

$$j_{э.э} = j_э k_n, \quad (4-26)$$

где $j_э$ — экономическая плотность тока для линии с одной нагрузкой на конце, имеющей $T = T_{ср}$ [см. формулу (4-11)]; k_n — поправочный коэффициент, зависящий от квадрата величины нагрузки на каждом участке линии и от длин участков.

Этот коэффициент находят по формуле:

$$k_n = \sqrt{\frac{I_1^2 L}{I_1^2 l_1 + I_2^2 l_2 + I_3^2 l_3 + \dots + I_n^2 l_n}}, \quad (4-27)$$

где I_1, I_2, \dots, I_n — токи на отдельных участках линии; l_1, l_2, \dots, l_n — длины участков; L — полная длина линии.

Следует отметить, что выбор сечения проводов сетей по экономической плотности тока является основным методом расчета. Этот расчет не исключает, однако, проверки выбранного сечения по другим признакам, например по допустимому нагреву током нагрузки (см. гл. 5) или по допустимой потере напряжения (см. гл. 6). При этом в качестве окончательного следует принимать максимальное значение сечения, полученное из этих расчетов.

Если выбранное экономическое сечение провода удовлетворяет условиям допустимого нагрева, но недостаточно по потере напряжения, то следует пересмотреть размер величины выбранного номинального напряжения сети в сторону увеличения до следующего номинального значения или же принять меры к компенсации потери напряжения в линии (например, применить последовательное или параллельное включение конденсаторов, установить регулировочные трансформаторы и т. п.).

Увеличивать число линий, выбранное по условиям надежности, для того чтобы соблюсти экономическую плотность тока, допускается только, основываясь на технико-экономических расчетах. Если же такое увеличение числа линий приводит к росту расчетных затрат, то следует принимать *повышенные нормативные значения экономической плотности тока вплоть до двукратных*.

Равным образом превышение указанных в табл. 4-3 значений плотности тока в эксплуатируемых линиях не может служить основанием для сооружения дополнительных линий или замены проводов на них без соответствующих экономических расчетов.

Выбору по экономической плотности тока не подлежат:

а) сети промышленных предприятий напряжением до 1000 В, если продолжительность использования максимума не превышает 4000—5000 ч;

б) все отвлечения к отдельным электроприемникам напряжением до 1000 В, а также осветительные сети;

в) сети временных сооружений и сооружений со сроком службы до 3—5 лет.

Для линий напряжением свыше 500 кВ, а также кабельных сетей 110 кВ и выше экономическая плотность тока не нормируется. Сечения проводов этих линий выбираются на основе сопоставления приведенных затрат, определяемых для нескольких вариантов расщепления провода и его суммарного сечения, а для кабелей 110 кВ и выше — сопоставлением приведенных затрат для ряда вариантов в зависимости от местных условий и трассы прокладки кабеля.

Пример 4-4. Выбрать сечение проводов линии электропередачи напряжением 35 кВ для питания промышленного предприятия с максимальной нагрузкой 18 МВ·А и продолжительностью использования максимальной нагрузки $T = 4500$ ч. При расчете учесть необходимость резервирования питания потребителя.

Максимальный ток нагрузки

$$I_{\text{макс}} = \frac{18\,000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 295 \text{ А.}$$

По табл. 4-3 устанавливаем, что для сталеалюминиевого провода при $T = 4500$ ч экономическая плотность тока $j_{\text{э}} = 1,1$ А/мм². Экономическое сечение провода получается при этом

$$F_{\text{э}} = \frac{295}{1,1} = 268 \text{ мм}^2.$$

Учитывая, что в целях резервирования необходимо иметь две линии, для каждой цепи будем иметь:

$$F'_{\text{э}} = \frac{268}{2} = 134 \text{ мм}^2.$$

Для каждой линии принимаем стандартную марку сталеалюминиевого провода АС-120.

4-7. Основные [мероприятия по снижению потерь электроэнергии

В § 4-2 указывалось, что потери мощности и электроэнергии в электрических сетях достигают значительных величин и являются одним из основных факторов, влияющих на экономичность сетей.

Большая часть потерь электроэнергии (приблизительно 60—70%) падает на линии и из них более половины на линии напряжением 10 кВ и ниже. Поэтому рассматриваемые ниже мероприятия по снижению потерь электроэнергии в значительной степени относятся

к сетям напряжением до 10 кВ включительно и непосредственно к электроустановкам потребителей.

Основными мероприятиями по снижению потерь электроэнергии в сетях являются:

а) применение более высокой ступени напряжения по шкале номинальных напряжений (например, 10 кВ вместо 6 кВ);

б) повышение уровня напряжения в сети путем применения устройств регулирования напряжения;

в) регулирование активных и реактивных мощностей в отдельных звеньях сети;

г) применение рациональных схем сети, позволяющих осуществлять наиболее экономичную загрузку линий и трансформаторов;

д) рационализация энергохозяйств промышленных предприятий, в частности, улучшение коэффициента мощности, правильный выбор мощности и загрузки электродвигателей и т. п.

Все эти вопросы в той или иной мере освещаются в последующих главах книги.

ГЛАВА ПЯТАЯ

ВЫБОР ПРОВОДОВ ПО УСЛОВИЮ ДОПУСТИМОГО НАГРЕВА

5-1. Нагрев проводников электрическим током

Как известно, прохождение электрического тока по проводнику вызывает выделение тепловой энергии, которая, согласно закону Ленца — Джоуля, пропорциональна квадрату тока и сопротивлению проводника и времени прохождения тока:

$$W = 0,24I^2Rt.$$

Проводник при этом нагревается до определенной температуры, которая и является основным показателем допустимости нагрузки проводника током заданной величины. Если при нагреве током нагрузки температура провода не превышает предельно допустимой величины, то соответствующая нагрузка для такого провода является приемлемой.

Следует учитывать, что на температуру нагрева проводника влияют многие факторы, главными из которых являются: продолжительность и цикличность действия тока; температура окружающей среды; условия прокладки проводов, материал проводов, марка и характеристика изоляции.

При нагреве проводника током нагрузки его температура не сразу достигает своей максимальной величины. Если температура окружающей среды равняется ϑ_0 , а температура проводника ϑ , то вследствие разности температур $\vartheta - \vartheta_0$ энергия электрического тока отдается в окружающую среду в виде тепловой энергии. Как известно из физики, закон изменения температуры проводника при

прохождении тока может быть представлен показательной функцией (кривая 1 на рис. 5-1):

$$\vartheta - \vartheta_0 = (\vartheta_{\text{макс}} - \vartheta_0) \left(1 - e^{-\frac{t}{T}}\right),$$

где ϑ — температура проводника через t секунд после начала включения тока; $\vartheta_{\text{макс}}$ — предельная максимальная установившаяся температура проводника; e — основание натуральных логарифмов; T — постоянная времени нагрева.

Как видно, температура проводника асимптотически стремится к предельной температуре $\vartheta_{\text{макс}}$. По прошествии времени $t = (3 \div 4) T$ температура достигает значения $\vartheta = (0,95 \div 0,98) \vartheta_{\text{макс}}$. Практически в этот момент наступает равновесие между теплом, выделяемым током в проводнике, и теплом, отдаваемым в окружающую среду. Температура проводника больше не повышается и со-

храняет постоянное значение, зависящее от тока нагрузки.

Таким образом, определенному, длительно проходящему по проводнику току при заданных условиях охлаждения соответствует вполне определенное превышение температуры провода над температурой окружающей среды.

Для обеспечения нормальных условий работы линии при нагрузке, в частности для обеспечения надежной

работы соединительных контактов и изоляции проводов, нагрев проводов не должен превышать предельно допустимых значений температуры, устанавливаемых для проводов и кабелей данной конструкции.

Максимальное значение тока, соответствующее предельной температуре, называется предельным допустимым током по нагреву.

Можно показать, что в случае, когда линия нагружается током с перерывами, предельно допустимый ток может быть повышен. Закон снижения температуры проводника после прекращения тока нагрузки представляется зависимостью:

$$\vartheta - \vartheta_0 = (\vartheta_{\text{макс}} - \vartheta_0) e^{-\frac{t}{T}},$$

которая иллюстрируется кривой 2 на рис. 5-1.

При прерывистой работе линии с интервалами $\Delta t_0, \Delta t_1, \Delta t_2, \Delta t_3$ и т. д. включения и $\Delta t'_1, \Delta t'_2, \Delta t'_3$ и т. д. отключения установки (ломаная линия 3 на рис. 5-1) повышенные температуры проводника будут характеризоваться кривой 4 рис. 5-1. Как видно, в этом случае температура нагрева проводника будет значительно меньше и,

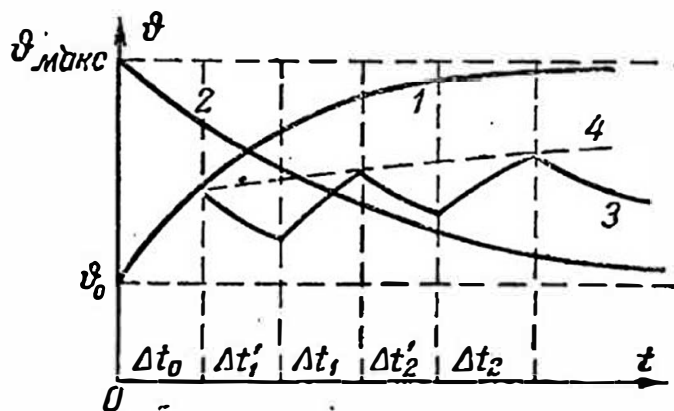


Рис. 5-1. Кривые нагрева и охлаждения проводов

следовательно, предельный допустимый ток будет больше, чем при непрерывной нагрузке.

При описанном режиме работы установки, носящем название повторного кратковременного, ПУЭ разрешают вместо действительного кратковременного тока $I_{кр}$ учитывать в расчете некоторый условный «приведенный длительный» ток $I_{пр. дл}$, определяемый по формуле:

$$I_{пр. дл} = I_{кр} \frac{\sqrt{t_{пв}}}{0,875}, \quad (5-1)$$

где $t_{пв}$ — продолжительность включенного состояния (рабочего периода) в относительных единицах, равная $t_{в}/t_{ц}$; $t_{в}$ — время, на которое включается установка; $t_{ц}$ — продолжительность всего цикла работы установки.

Рекомендуемая ПУЭ формула (5-1) годится для $t_{ц} = 10$ мин и $t_{в} < 4$ мин и для сечения проводов медных — выше 6 мм^2 и алюминиевых — выше 10 мм^2 . Если продолжительность включения превышает 4 мин и паузы между включениями малы, то указанной формулой пользоваться нельзя и расчет следует вести, как для установки с длительным режимом работы.

Для медных проводников сечением до 6 мм^2 и для алюминиевых сечением до 10 мм^2 токовые нагрузки при проверке по нагреву принимаются, как для установок с длительным режимом работ.

Таким образом, условие расчета сети по нагреву можно выразить формулой:

$$I_{дл} < I_{доп},$$

где $I_{дл}$ — длительный ток нагрузки, А; $I_{доп}$ — предельный допустимый ток для данного проводника, А.

5-2. Определение предельных допустимых токов по нагреву

Для определения размера предельно допустимой величины тока по нагреву проводника найдем количество тепла, выделяемого в единицу времени током в проводе:

$$P = I^2 R$$

и количество тепла, отдаваемого в единицу времени в окружающую среду:

$$P' = cs (\vartheta - \vartheta_0),$$

где c — коэффициент, учитывающий отдачу тепла в окружающую среду путем теплопроводности, лученспускания и конвекции (перемещение частиц воздуха), $\text{Вт}/(\text{см}^2 \cdot \text{К})$; s — поверхность проводника, см^2 . При этом P и P' получим в Вт.

С достижением предельной установившейся температуры для данного тока наступает тепловое равновесие между количеством тепла, выделенного током в проводнике, и количеством тепла, отведенного в окружающую среду, т. е. $P = P'$, следовательно:

$$I^2 R = cs (\vartheta - \vartheta_0),$$

откуда

$$I = \sqrt{\frac{cs}{R} (\vartheta - \vartheta_0)}.$$

Заменяя $s = \pi dl$ и $R = r_0 l$, получим:

$$I = \sqrt{\pi \frac{cd}{r_0} (\vartheta - \vartheta_0)}. \quad (5-2)$$

Зная допустимую для данного провода предельную температуру $\vartheta_{\text{доп}}$, можно определить и допустимый для него предельный ток по нагреву:

$$I_{\text{доп}} = \sqrt{\pi \frac{cd}{r_0} (\vartheta_{\text{доп}} - \vartheta_0)}. \quad (5-3)$$

Для практических расчетов формулой (5-3) не пользуются ввиду сложности определения исходных условий, особенно для кабельных линий и изолированных проводов. На основании теоретических расчетов и результатов испытаний составлены справочные таблицы предельно допустимых токов по нагреву для различных проводов и кабелей в зависимости от условий их прокладки. Этими таблицами и пользуются при выборе или проверке сечения проводов по нагреву (см. приложение 2).

Пользуясь формулами (5-2) и (5-3), можно получить выражение для определения значений предельного тока нагрузки на провод для любых температурных условий по табличным значениям $I_{\text{доп}}$, ϑ_0 и $\vartheta_{\text{доп}}$, а именно:

$$I = I_{\text{доп}} \sqrt{\frac{\vartheta' - \vartheta'_0}{\vartheta_{\text{доп}} - \vartheta_0}}, \quad (5-4)$$

где ϑ' и ϑ'_0 — новые заданные условия для искомого тока.

Из формулы (5-4) видно, что при снижении температуры окружающей среды или повышении расчетной температуры нагрева провода допускаемая нагрузка на провод повышается. Это обстоятельство довольно часто используется в зимний период максимальных нагрузок электрических сетей. При заданном же токе нагрузки по формуле (5-4) может быть найдена температура нагрева провода:

$$\vartheta' = (I/I_{\text{доп}})^2 (\vartheta_{\text{доп}} - \vartheta_0) + \vartheta'_0.$$

Приведенные выше формулы неприменимы к стальным проводам при переменном токе, активное сопротивление которых зависит от величины тока в проводе (см. § 3-2).

Сталеалюминиевые провода одинаковых номинальных сечений, но разной механической прочности имеют различные отношения сечений алюминиевой (проводящей) и стальной частей провода (F_a/F_c) и разные диаметры (d). В табл. П. 2-1 приведены предельно допустимые нагрузки только для основных марок проводов. Определение нагрузок проводов тех же номинальных сечений промежуточных марок выполняется пересчетом табличных данных.

Заменяя в формулах (5-2) и (5-3) $r_0 = \rho/F$ и разделив одну формулу на другую, получим выражение для определения нагрузок при измененных диаметре и сечении провода:

$$I' = I_{\text{доп}} \sqrt{(d'/d) (F'/F)},$$

или в применении к сталеалюминиевым проводам

$$I' = I_{\text{доп}} \sqrt{(d'/d) (F'_a/F_a)} \approx I_{\text{доп}} \sqrt{d'/d}. \quad (5-5)$$

5-3. Выбор и проверка проводов и кабелей по нагреву

Как указывалось в § 5-2, для выбора сечений и проверки проводов и кабелей по нагреву токами нагрузки пользуются справочными таблицами предельно допустимых токов, составленными для различных марок проводов и условий прокладки. Эти таблицы помещены в ПУЭ и являются общегосударственными нормативами.

Нагрузки, приведенные в этих таблицах, определены исходя из средних значений температуры окружающей среды и предельно допустимых температур проводов и кабелей.

Температура окружающего воздуха ϑ_0 для голых проводов воздушных линий передачи принята равной в среднем $+25^\circ\text{C}$. В зависимости от районов сооружения линий средние значения температур могут колебаться от $+15^\circ\text{C}$ в северных районах СССР до $+35^\circ\text{C}$ в южных. При наличии длительных наблюдений по данному району следует в качестве расчетной температуры принимать среднемесячную температуру в 13 ч за наиболее жаркий месяц. В этих случаях данные нагрузок по таблицам (принятым для $\vartheta_0 = +25^\circ\text{C}$) следует пересчитывать по формуле (5-4) или пользоваться приведенной в приложении 2 табл. П.2-10 поправочных коэффициентов, определенных по этой формуле.

Температуру окружающего воздуха для голых и изолированных проводов и кабелей, прокладываемых внутри зданий, и для кабелей, прокладываемых в каналах и блоках, принимают также равной в среднем $+25^\circ\text{C}$. При необходимости ее можно уточнить соответствующим пересчетом по фактическим максимальным среднемесячным температурам для данных помещений или по среднесуточной температуре за наиболее жаркий день (при прокладке кабелей на воздухе).

Для кабелей, прокладываемых в земле или воде, среднюю температуру следует принимать равной среднесуточной для данной местности за наиболее жаркий месяц. Заметим, что таблицы составлены исходя из средней температуры $\vartheta_0 = +15^\circ\text{C}$.

Предельно допустимые температуры нагрева установлены в зависимости от марки проводов и кабелей и материала изоляции. Так, для голых проводов воздушных линий и голых проводов, прокладываемых внутри зданий, установлена допустимая температура не выше 70°C . Для воздушных линий эта температура обус-

ловлена свойствами соединительных контактов, нагрев которых выше этой температуры приводит к интенсивной коррозии и возрастанию их переходных сопротивлений. Кроме того, нагрев контакта до более высокой температуры вызывает его ослабление при последующем охлаждении, что приводит к дополнительному увеличению его сопротивления и к дальнейшему перегреву, грозящему в конце концов нарушить работу линии. Данными эксплуатационных наблюдений установлено, что указанная предельная температура провода гарантирует нормальную работу соединительных контактов.

Названная выше предельно допустимая температура для голых проводов, прокладываемых внутри помещений, определяется, помимо указанных выше соображений, еще и требованиями пожарной безопасности и гигиеническими требованиями. Необходимо, чтобы легко воспламеняющиеся материалы, случайно попадающие на нагретый провод, не приводили к пожару, а также чтобы не выделялись вредные газы, вызывающие раздражение слизистых оболочек. Эти газы могут выделяться от пыли, оседающей на горячем проводе и подвергающейся сухой перегонке при высоких температурах.

Для изолированных проводов и кабелей установлена предельно допустимая по условиям устойчивости применяемой в них изоляции температура нагрева $50\text{--}80^\circ\text{C}$. Она зависит от рабочего напряжения кабелей и типа применяемой изоляции: бумажная, полихлорвиниловая, полиэфирная и состава пропиточной массы, изоляционного масла (для маслонаполненных кабелей 110—220 кВ) и т. п. Нагрев и охлаждение кабеля при переменных нагрузках приводит также к тому, что различные составные части его (оболочка, изоляция, пропиточная масса и пр.), обладающие неодинаковыми коэффициентами расширения, деформируются. Этот процесс может оказаться необратимым и привести к образованию в изоляции кабеля газовых включений. При высоких напряжениях в этих местах кабеля возникают градиенты потенциалов значительной величины, что может привести к ионизации газов и пробою кабеля.

В приложении 2 помещены таблицы, в которых указаны предельные температуры и допустимые значения токов нагрузки по нагреву для различных марок проводов и кабелей и для различных условий их прокладки. Пользование этими таблицами для выбора допустимых нагрузок на провода, шнуры и кабели, прокладываемые в воздухе, а также на кабели, прокладываемые в воде, не представляет каких-либо затруднений. Среда, окружающая в этих случаях проводники тока, обладает подвижностью, что благоприятствует их охлаждению и позволяет при выборе допустимых нагрузок по табл. П.2-4 — П.2-8 не считаться с числом рядом прокладываемых кабелей. Несколько сложнее установление допустимых нагрузок на кабели, прокладываемые в земляных траншеях, так как отдача тепла от них определяется многими факторами, в том числе и такими, как теплопроводность грунта, число кабелей в

траншее, их расстояние друг от друга, а также наличие защитных труб, в которых обычно прокладываются кабели на пересечении улиц и подземных сооружений.

В приложении 2 допустимые длительные токовые нагрузки на кабели приняты из расчета прокладки одного кабеля в траншее на глубине 0,7—1,0 м при температуре земли 15° С и удельном тепловом сопротивлении ее 120 Ом·К/Вт (тепловых Ом·см). При прокладке кабелей в сухих песчаных и каменистых грунтах их допустимые нагрузки значительно меньше и определяются специальным расчетом или же устанавливаются опытным путем.

Прокладка рядом нескольких кабелей в земляной траншее ухудшает условия теплоотдачи в грунт из-за теплового влияния кабелей друг на друга. В этих случаях нагрузки, указанные в упомянутых таблицах, должны быть уменьшены введением поправочного коэффициента на число кабелей (без учета резервных). Этот коэффициент указан в табл. П.2-9.

Допустимые длительные токовые нагрузки на одиночные кабели, прокладываемые в земле, в трубах длиной более 10 м без искусственной вентиляции в них, должны приниматься по таблицам нагрузок для кабелей, прокладываемых в воздухе. Поскольку, однако, температура воздуха в трубах равна температуре земли, необходимо сделать пересчет нагрузок в сторону их увеличения путем введения поправочного коэффициента на температуру окружающей среды из табл. П.2-10. Искомую нагрузку можно определить также по формуле:

$$I_{\text{доп. тр}} = I_{\text{доп. в}} \sqrt{\frac{\vartheta_{\text{ж}} - \vartheta_{\text{з}}}{\vartheta_{\text{ж}} - 25}},$$

где $I_{\text{доп. в}}$ — допустимая исходная нагрузка, взятая из таблиц, для кабелей, проложенных в воздухе; $\vartheta_{\text{ж}}$ — предельно допустимая температура жил кабелей; $\vartheta_{\text{з}}$ — расчетная температура земли на глубине прокладки кабеля; при отсутствии данных $\vartheta_{\text{з}} = +15^\circ \text{С}$.

Если несколько кабелей проложено рядом в трубах, то допустимая на каждый кабель нагрузка уменьшается, что учитывается поправочным коэффициентом из табл. П.2-9, зависящим от числа кабелей и расстояния в свету между трубами.

На практике часто встречаются смешанные прокладки кабельных линий по трассе. Так, например, от ячейки распределительного устройства кабельную линию сначала прокладывают по подвалу или по кабельному каналу станции, потом — по земляной траншее в одиночку или совместно с другими кабельными линиями, а на пересечениях улиц — в трубах. В этом случае допустимую длительную нагрузку кабельной линии надо определять, исходя из допустимых нагрузок для участка с наилучшими условиями, если этот участок имеет длину более 10 м.

Некоторые кабельные линии смешанной прокладки имеют участки большой протяженности с лучшей теплопроводностью. В целях снижения капитальных затрат для таких линий иногда берут кабели с разными сечениями на различных участках, причем каждое

из этих сечений должно отвечать требованиям предельной нагрузки по нагреву, если это допустимо по экономической плотности тока.

Допустимые длительные нагрузки на кабели, прокладываемые в блоках, зависят от конфигурации блоков, конструкции кабелей (сечения жил и толщины изоляции), места расположения кабелей в ячейках блока и среднесуточной нагрузки блока в целом. Ввиду сложности учета всех этих факторов допустимые нагрузки определяются эмпирически — методом, приведенным в ПУЭ. Следует отметить, что допустимые нагрузки на кабели в блоках значительно ниже, чем при других условиях прокладки.

В табл. П.2-11 даны допустимые нагрузки для одиночных кабельных линий напряжением 110 и 220 кВ при прокладке их в земле и на воздухе. Как видно из таблицы, нагрузки на маслонаполненные кабели, проложенные в земле, в отличие от кабелей с вязкой пропиткой напряжением до 35 кВ включительно, значительно ниже, чем при прокладке их в воздухе. Это объясняется тем, что внешнее тепловое сопротивление кабеля при прокладке его в воздухе резко падает с увеличением диаметра кабеля, тогда как при прокладке в земле оно практически неизменно и при диаметрах кабелей 140—200 мм почти в два раза выше, чем внешнее тепловое сопротивление тех же кабелей в воздухе.

При прокладке в земле двух параллельных кабельных линий среднего давления, расстояние между которыми в свету составляет 500 мм, эти нагрузки снижаются на 10%. Для кабельных линий высокого давления, у которых расстояние в свету составляет 800—1000 мм, нагрузки снижаются на 5%.

Проверке по допустимому нагреву током нагрузки подлежат все без исключения проводники электрической сети. В качестве расчетных условий должны приниматься во внимание не только нормальные условия работы сети, но и аварийные или ремонтные режимы, во время которых возможно неравномерное распределение нормальных величин тока. При проверке на нагрев исходят из получасового максимума нагрузки, который представляет собой максимальную из средних получасовых нагрузок данного элемента сети.

При повторно-кратковременных нагрузках допустимо снижать расчетную нагрузку, заменяя действительную кратковременную нагрузку $I_{кр}$ приведенной длительной $I_{пр. дл}$ по формуле (5-1) в зависимости от продолжительности рабочего периода.

В процессе эксплуатации кабельных линий при переходе на ремонтный или аварийный режимы для кабелей напряжением до 10 кВ включительно могут допускаться нагрузки сверх установленных значений: на 25% — для кабелей, проложенных в траншее и на воздухе, и на 15% — для кабелей, проложенных в земле в трубах при длительности ежедневного максимума нагрузки не свыше трех часов и при условии, что предварительная нагрузка их перед этими режимами была не выше 80% от номинальной. Указанные

перегрузки допускаются на время ликвидации аварии в течение 5 суток.

Перегрузка кабельных линий 20—35 кВ не допускается, а перегрузка кабелей 110—220 кВ разрешается до достижения на жиле кабеля температуры 80°C при непрерывной их работе с перегрузкой не свыше 100 ч.

Следует отметить, что в проводах и кабелях больших сечений допустимая по нагреву плотность тока меньше, чем в проводниках малого сечения. Это объясняется тем, что чем больше сечение провода или кабеля, тем меньше охлаждаемая поверхность, приходящаяся на единицу поперечного сечения и тем, следовательно, меньше допустимая плотность тока, так как поверхность проводника зависит от первой степени диаметра, а сечение — от квадрата его.

Пример 5-1. Выбрать сечение кабелей и их число для соединения трехфазного генератора мощностью 30 000 кВт при $\cos \varphi = 0,8$ и напряжением 10,5 кВ с повысительным трансформатором. Время использования максимальной нагрузки $T = 5200$ ч. Прокладка кабеля намечается в пределах машинного зала в бетонных каналах при температуре окружающего воздуха $+30^{\circ}\text{C}$, а по территории станции — в траншее при средней температуре почвы $+10^{\circ}\text{C}$.

Определяем максимальный ток генератора

$$I_{\text{макс}} = \frac{30\,000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,8} = 2060 \text{ А.}$$

Так как на такой ток подобрать один кабель невозможно, принимаем пучок кабелей марки АСБ 10 кВ $3 \times 240 \text{ мм}^2$. Допустимый ток нагрузки для этого кабеля при прокладке в канале и температуре окружающего воздуха $+25^{\circ}\text{C}$ по приложению 2 (табл. П.2-6) равен 270 А. Но, поскольку заданная температура воздуха составляет $+30^{\circ}\text{C}$, надо применить поправочный коэффициент по приложению 2 (табл. П. 2-10) для кабелей напряжением 10 кВ (с допустимой температурой жилы $+60^{\circ}\text{C}$). В результате допустимый ток нагрузки составит:

$$I_{\text{доп}} = 270 \cdot 0,93 = 251 \text{ А.}$$

Необходимое число кабелей

$$n = \frac{I_{\text{макс}}}{I_{\text{доп}}} = \frac{2060}{251} \approx 8.$$

Проверим по нагреву, можно ли прокладывать эти кабели в траншее. По табл. П. 2-6 допустимый ток для одного кабеля при температуре почвы $+15^{\circ}\text{C}$ составляет 355 А. Учитывая поправки на действительную температуру почвы $+10^{\circ}\text{C}$ по табл. П.2-10 (1,06) и число рядом проложенных кабелей при расстоянии между ними 100 мм табл. П.2-9 (0,75), получим допустимый ток для пучка из восьми кабелей:

$$I_{\text{доп}} = 355 \cdot 8 \cdot 1,06 \cdot 0,75 = 2360 \text{ А,}$$

что больше максимального расчетного 2060 А.

Проверим с помощью табл. 4-2, соответствует ли выбранное сечение кабелей требованиям соблюдения экономической плотности тока при $T = 5200$ ч:

$$F_9 = \frac{2060}{1,2} = 1720 \text{ мм}^2,$$

что не превышает выбранное сечение кабелей, так как

$$8 \cdot 240 = 1920 \text{ мм}^2.$$

Таким образом, окончательно принимаем 8 кабелей АСБ 10 кВ $3 \times 240 \text{ мм}^2$, выбор которых определен расчетом по нагреву в условиях их прокладки в канале.

Пример 5-2. Проверить по нагреву провода, выбранные для воздушной двухцепной линии электропередачи напряжением 35 кВ в примере 4-3, и определить действительную температуру провода при нормальной и аварийной нагрузках, учитывая, что среднемесячная максимальная температура воздуха в 13 ч в наиболее жарком месяце в данном районе составляет $+35^\circ \text{C}$.

В аварийном режиме (когда одна из линий не работает) ток в работающей линии составляет 295 А (см. пример 4-3); в нормальном режиме он составляет $295/2 \approx 147 \text{ А}$.

Допустимый ток для выбранного провода линии АС-150 по табл. П.2-1 при температуре окружающего воздуха $+25^\circ \text{C}$ составляет 445 А, а при заданной температуре воздуха $+35^\circ \text{C}$ по формуле (5-4) он равен:

$$I_{\text{доп } 35} = 445 \sqrt{\frac{70 - 35}{70 - 25}} = 392 \text{ А},$$

что больше расчетных токов в нормальном и аварийном режимах.

Определяем температуру провода при нормальном и аварийном режимах по формуле (5-5):

$$t_{\text{норм}} = \frac{147^2}{392^2} (70 - 35) + 35 = 39,9^\circ \text{C};$$

$$t_{\text{ав}} = \frac{295^2}{392^2} (70 - 35) + 35 = 54,8^\circ \text{C}.$$

Пример 5-3. Выбрать сечение провода марки АПРВ для присоединения электродвигателя станка с повторно-кратковременным режимом работы. Максимальная мощность, потребляемая двигателем от трехфазной сети напряжением 380 В, составляет 200 кВт при $\cos \varphi = 0,85$. Провод надо проложить в цехе, где температура окружающего воздуха равна $+25^\circ \text{C}$. Время работы электродвигателя под током 3 мин, время полного цикла 9 мин.

Ток нагрузки электродвигателя

$$I = \frac{200\,000}{0,85 \sqrt{3} \cdot 380} = 356 \text{ А}.$$

Продолжительность включения в относительных единицах

$$\text{ПВ} = \frac{3}{9} = 0,33.$$

Ток нагрузки, приведенный к длительному режиму по формуле (5-1),

$$I_{\text{пр. дл}} = 356 \cdot \frac{\sqrt{0,33}}{0,875} = 234 \text{ А}.$$

По табл. П. 2-2 выбираем одножильный провод марки АПРВ сечением 95 мм^2 , имеющий допустимый ток 255 А при прокладке на воздухе.

5-4. Выбор сечения проводников в сетях напряжением до 1000 В с учетом защитных аппаратов

Каждый участок электрической сети должен быть снабжен защитными устройствами, назначение которых — автоматически отключать этот участок, если по нему начнет протекать ток, превосходящий допустимый по нагреву. Защиту сетей рассматривают в особых курсах. Но здесь нам придется затронуть этот вопрос, так

как для сетей напряжением до 1000 В выбор сечения проводника по нагреву должен быть увязан с выбором характеристик защитных устройств.

Для защиты сетей напряжением до 1000 В применяют:

- а) плавкие предохранители;
- б) автоматические выключатели с расцепителями;
- в) тепловые реле, действующие на магнитные пускатели или контакторы.

Плавкие предохранители

Принцип действия плавкого предохранителя состоит в том, что его металлическая вставка перегорает, если через предохранитель протекает ток выше определенного значения, например при перегрузке или коротком замыкании в сети. Когда вставка перегорает, цепь тока разрывается, и поврежденный участок сети отделяется от источника тока. Чем больше ток, проходящий через предохранитель, тем быстрее перегорает его вставка и, следовательно, быстрее отключается поврежденная линия. Это иллюстрируется рис. 5-2, где показана примерная зависимость времени срабатывания предохранителя от отношения тока короткого замыкания I_k к номинальному току I_n .

Наибольший ток, при котором плавкая вставка предохранителя может длительно работать, не перегорая, носит название номинального тока вставки I_n . Эту величину устанавливает завод-изготовитель в результате испытания отдельных образцов. При испытании плавкая вставка должна выдерживать в течение часа, не расплавляясь, испытательный ток, равный $(1,3—1,5) I_n$ и расплавляться при токах $(1,6—2,0) I_n$.

Применяют предохранители двух типов:

а) быстродействующие (или безынерционные) с малой тепловой инерцией; на вставки для этих предохранителей употребляют металл с высокой электропроводимостью и малой теплоемкостью, например, медь, серебро или цинк небольшого сечения;

б) инерционные — с большой тепловой инерцией; на вставки для этих предохранителей употребляют металл с большим удельным сопротивлением и большой теплоемкостью, например свинец и его сплавы.

К быстродействующим относятся предохранители типа Е-33 с серебряными вставками на номинальный ток 60 А, типа

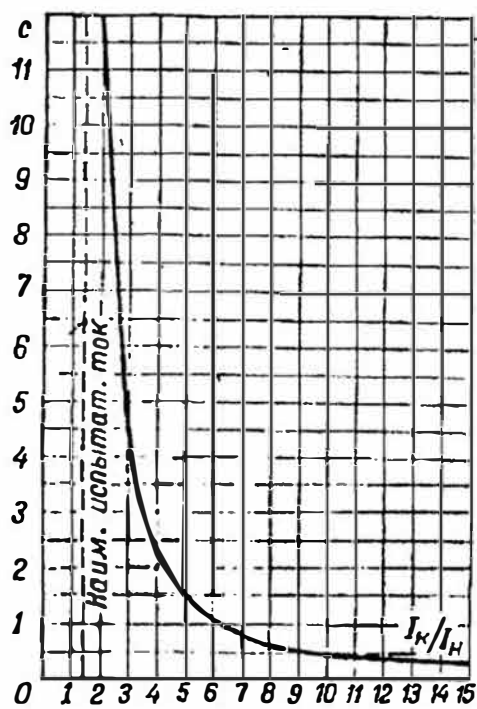


Рис. 5-2. Характеристика предохранителя

КП со съёмными трубчатыми патронами, заполненными кварцевым песком, и с медными плавкими проводниками (25—600 А), типов НПР и НПН до 60 А с разборными и неразборными патронами с наполнителем, типов ПН-2 1000 А, ПНБ-2 40—600 А, ПНБ-3 100—600 А также с наполнителем и, наконец, типа П — открытые, на номинальный ток до 35 А.

Предохранители с кварцевым заполнением обладают ценным свойством — ограничивать величину токов короткого замыкания.

В настоящее время быстродействующие предохранители применяются в сетях более высокого напряжения — на 3—35 кВ. Так, для защиты трансформаторов небольшой мощности и трансформаторов напряжения используются предохранители типов ПК и ПКТ с кварцевым заполнением, способные, как и предохранители типа КП, ограничивать величину токов короткого замыкания.

К и н е р ц и о н н ы м относятся предохранители типов Е-27 и Е-33 со свинцовыми плавкими вставками, рассчитанные на номинальный ток до 35 А, и трубчатые предохранители типа ПТ с фарфоровыми трубками без заполнения и с медными вставками.

Промежуточное положение между быстродействующими и инерционными предохранителями занимают м а л о и н е р ц и о н н ы е предохранители: типа П — открытые, на номинальный ток выше 35 А, и типа ПР-2 с трубчатыми фибровыми патронами без заполнения и с цинковыми плавкими проводниками, на номинальный ток от 15 до 1000 А.

Наиболее употребительными предохранителями для промышленных установок при напряжении до 1000 В являются предохранители типа НПН, ПН-2 и ПР-2.

Для номинальных токов плавких вставок установлена единая шкала в амперах, которой придерживаются заводы-изготовители: 4, 6, 10, 15, 20, 25, 35, 50, 60, 80, 100, 125, 160, 200, 225, 260, 300, 350, 430, 500, 600, 700, 850, 1000.

При выборе плавкой вставки предохранителя необходимо руководствоваться тем, что номинальный ток этой вставки $I_{\text{в}}$ должен равняться рабочему току $I_{\text{р}}$ или быть несколько больше его (практически ближайшее большее значение по шкале):

$$I_{\text{в}} \geq I_{\text{р}}. \quad (5-6)$$

Указанное условие действительно для приемников, нагрузка которых не имеет колебаний в сторону превышения нормального значения (осветительная нагрузка, электронагревательные приборы и т. п.).

Иначе обстоит дело с выбором плавких вставок для электродвигателей и в особенности для асинхронных короткозамкнутых электродвигателей, у которых, как известно, в момент пуска (или самозапуска) возникают токи $I_{\text{мвк}}$, значительно превосходящие по величине токи нормальной работы. Выбирать и в этом случае плавкие вставки, руководствуясь формулой (5-6) и принимая за рабочие токи те токи, которые возникают во время пуска электродвигателя,

значило бы сильно завышать номинальный ток вставок и, следовательно, сечение проводов. Поэтому величину максимального тока $I_{\text{макс}}$, равного в частном случае пусковому току $I_{\text{пуск}}$, условно уменьшают в α раз, т. е. принимают, что

$$I_{\text{в}} \geq I_{\text{пуск}}/\alpha. \quad (5-7)$$

Такое условное уменьшение величины пускового тока вполне допустимо, если принять во внимание его кратковременность и характеристики предохранителей. Так, из рис. 5-2 видно, например, что плавкая вставка не перегорает при токах кратностью 2,5 от номинального, длящихся до 8 с, и при токах кратностью 1,6 от номинального, длящихся до 10 с. Таким образом, коэффициент снижения для данного типа предохранителей при длительности пуска до 8 с, может быть принят $\alpha = 2,5$ и при более длительных пусках $\alpha = 1,6$.

Приведенные выше значения α относятся к быстродействующим (безынерционным) предохранителям (НПН, НПР и др.). Для малонерционных предохранителей (ПР-2) и легкого режима работы принимают $\alpha = 3$, для тяжелого режима $\alpha = 2$.

Под легким режимом понимаются редкие пуски с длительностью до 10 с или самозапуски электродвигателя при холостом ходе, а под тяжелым режимом — частые пуски с длительностью свыше 10 с или самозапуски при нагруженных механизмах. Поскольку инерционные предохранители, работающие в легком режиме, от пускового тока не перегорают, то их выбирают не по пусковому, а по рабочему току.

Если надо выбрать предохранитель для цепи, питающей несколько электродвигателей, то номинальный ток вставки берут равным:

$$I_{\text{в}} \geq I_{\text{макс}} = k_0 \sum_1^n I_{\text{р}(\text{п}-1)} + \frac{I_{\text{пуск}}}{\alpha}, \quad (5-8)$$

где k_0 — коэффициент одновременности работы электродвигателей; n — число электродвигателей; $\sum_1^n I_{\text{р}(\text{п}-1)}$ — сумма рабочих токов всех электродвигателей без одного, имеющего наибольший пусковой ток; $I_{\text{пуск}}$ — значение этого наибольшего пускового тока.

Если все электродвигатели, присоединенные к данному предохранителю, могут самозапускаться после кратковременных перерывов питания или понижений напряжения, то следует учитывать сумму их пусковых токов.

Как отмечалось выше, плавкая вставка, выбранная указанным выше способом для защиты линий, питающих электродвигатели, может не защитить от перегрева провод или кабель с сечением, взятым по рабочему току ($I_{\text{доп}} \geq I_{\text{р}}$). Такие случаи особенно вероятны при применении безынерционных предохранителей в тяжелых

пусковых режимах, когда ток плавкой вставки обуславливается размером величины пускового тока.

Поэтому ПУЭ рекомендуют выбирать сечение проводников таким образом, чтобы допустимый для них ток не был меньше $1/3$ номинального тока плавкой вставки, т. е.

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{1}{3} I_{\text{в}} \quad \text{или} \quad I_{\text{в}} \leq 3I_{\text{доп}} \quad (5-9)$$

Если обеспечено квалифицированное обслуживание установок и осуществляется постоянный надзор за состоянием их оборудования и электрической сети (как это делается, например, по отношению к сетям собственных нужд электростанций), то допустимо выбирать плавкие вставки с номинальным током, превышающим тот, который получается по формуле (5-9), но лишь при условии обязательной проверки их по току коротких замыканий.

К выбору вставок с повышенным значением тока прибегают для того, чтобы обеспечить надежную отстройку предохранителей от толчков тока при перегрузках электродвигателей и их самозапущке.

Что касается установок, надзор за которыми не столь систематичен и постоянен (осветительные сети жилых и общественных зданий, торговых и складских помещений и т. п.), то защита их от перегрузок обязательна, так как тут возможно неконтролируемое увеличение нагрузок сверх запроектированных. Сказанное относится также к сетям внутри помещений, выполненным открыто проложенными незащищенными изолированными проводниками с горючей изоляцией, и к сетям в пожаро- и взрывоопасных помещениях.

В этих случаях ПУЭ рекомендуют для защиты от перегрузки выбирать плавкие вставки так, чтобы их номинальный ток для проводников с резиновой и аналогичной ей по тепловым характеристикам изоляцией удовлетворял условиям:

а) для проводников, прокладываемых в пожаро- и взрывоопасных помещениях,

$$I_{\text{в}} \leq 0,8I_{\text{доп}} \quad (5-10)$$

б) для тех же проводников, но прокладываемых не во взрыво- и пожароопасных помещениях, а также для всех кабелей с бумажной изоляцией

$$I_{\text{в}} \leq I_{\text{доп}} \quad (5-11)$$

Силовые сети промышленных предприятий, жилых и общественных зданий и торговых помещений подлежат защите от перегрузки только в том случае, если эта перегрузка может возникнуть по условиям технологического процесса или режима работы сети.

В разветвленной сети приходится ставить несколько последовательно включенных предохранителей, например на главном щите — для защиты магистрального кабеля, на групповых щитках — для защиты групповых ответвлений и, наконец, у индивидуальных приемников. В этом случае вставки предохранителей должны быть подобраны так, чтобы первой перегорала та, которая находится

ближе к месту повреждения, т. е. должна быть соблюдена избирательность (селективность) работы предохранителей. Это достигается тем, что вставка каждого последующего предохранителя (по ходу от приемника к источнику питания) должна быть на две или в крайнем случае на одну ступень (по шкале вставок) выше по номинальному току. Избирательности можно достичь также соответствующим подбором характеристик предохранителей.

Автоматические выключатели и тепловые реле

Существенным недостатком плавких предохранителей является то, что они не всегда обеспечивают избирательную защиту сети и плохо защищают короткозамкнутые электродвигатели от перегрузок. Кроме того, нередко случается так, что предохранитель перегорает только на одной фазе, между тем длительная работа на двух остальных фазах может привести к перегреву электродвигателей и их выходу из строя.

При перегорании предохранителя затрудняется обратное восстановление питания, так как требуется замена перегоревшей вставки новой. Поэтому в современных установках для защиты линий и электродвигателей от коротких замыканий и перегрузок широко применяются автоматические выключатели, снабженные тепловыми или электромагнитными расцепителями, а также тепловые реле, действующие на отключение магнитных пускателей или контакторов.

Принцип действия этих устройств заключается в том, что тепловой элемент, состоящий из биметаллической пластинки с контактной системой, при нагревании его током деформируется и приводит в действие автомат, пускатель или контактор. В автоматах это достигается тем, что расцепитель освобождает удерживающий рычаг, и выключатель под действием пружины отключается. При применении магнитных пускателей или контакторов тепловое реле замыкает своим контактом цепь катушки, удерживающей главные контакты пускателя или контактора во включенном положении, и последние при этом отключаются. В обоих случаях происходит отключение одновременно всех трех фаз, и упомянутая выше опасность работы электродвигателя на двух фазах исключается.

Обладая большой инерцией, тепловые элементы не реагируют на пусковые токи электродвигателей и хорошо защищают их от перегрузки. Тепловые расцепители и реле имеют обратную зависимость от времени характеристику, аналогичную характеристике предохранителей (см. рис. 5-2), и при коротких замыканиях не успевают быстро отключить цепь, что приводит к развитию аварии и большим повреждениям при замыкании в электродвигателях. Поэтому в дополнение к магнитным пускателям, контакторам и автоматам применяют еще и предохранители, защищающие от токов короткого замыкания. Применяют также комбинированные автоматы, снабженные не только тепловыми, но и электромагнитными расцепителями. Последние отключают автоматические выключатели мгновенно

при прохождении через их катушки токов больше определенной величины. Надежно защищая оборудование от коротких замыканий, они заменяют, таким образом, предохранители.

В табл. 5-1 приведены основные каталожные данные некоторых автоматических выключателей.

Автоматические выключатели для электрических сетей напряжением до 1000 В выпускаются следующих серий:

1. АП50 до 50 А на напряжение 380 В переменного и 220 В постоянного тока.

2. А-3100 до 600 А на напряжение 500 В переменного и 220 В постоянного тока.

3. А-3700 на 160—630 А на напряжение 660 В переменного тока.

4. АВМ на 400—2000 А на напряжение 500 В переменного и 440 В постоянного тока.

5. Э («Электрон») 630—4000 А на напряжение 660 В.

Автоматы АП50 применяются в установках малой мощности. Автоматы серии А-3100 имеют большое распространение в промышленных установках. Они снабжаются регулируемым расцепителем трех типов: тепловым с обратозависимой характеристикой на токи до 50 А; электромагнитным с мгновенным отключением и комбинированным с тепловым и электромагнитным элементами. Автоматы серии А-3700 обладают зависимой характеристикой с мгновенным отключением при 10-кратном токе расцепителя.

Автоматические выключатели типа АВМ изготавливаются с регулируемым электромагнитным расцепителем трех типов: а) мгновенного действия; б) с часовым механизмом, с отключением токов перегрузки с зависимой выдержкой времени, а токов короткого замыкания (т. к. з.) мгновенно и в) с часовым механизмом и механическим замедлителем, который создает при отключении т. к. з. независимую выдержку времени. Автоматы серии Э имеют регулируемую зависимую часть характеристики и регулируемую кратность мгновенного срабатывания расцепителя.

Автоматы характеризуются номинальными напряжениями и токами, на которые они рассчитаны, номинальными токами расцепителей, а также кратностью токов срабатывания расцепителей.

Под т о к о м с р а б а т ы в а н и я понимают наименьший ток, при котором расцепитель (или тепловое реле) приходит в действие. Некоторые расцепители имеют неизменную величину тока срабатывания (уставку), другие обладают плавной или ступенчатой регулировкой тока срабатывания.

Выбор расцепителей и тепловых реле аналогичен выбору предохранителей. Номинальные токи для расцепителей и тепловых реле выбирают так же, как и для инерционных предохранителей, т. е. по рабочему току линии или электродвигателя из условия:

$$I_n \geq I_p.$$

Это относится как к тепловому, так и к электромагнитному расцепителю. Но последний во избежание ложного отключения ли-

Выдержка из каталогов на автоматические выключатели

Тип автомата	Номинальное напряжение, В	Номинальный ток, А	Тип расцепителя	Шкала номинальных токов расцепителей, А	Кратность токов срабатывания расцепителя		Выдержка времени, с	Уставка тока срабатывания	
					теплого	электромагнитного		мгновенного, А	замедленного, А
АП50-3МТ	380	50	—	1,6; 2,5; 4; 6,4; 10; 16; 25; 40; 50	—	—	0,7	—	—
А-3163	500	50	Тепловой	15; 20; 25; 30; 40; 50	1,2	—	—	—	—
А-3114/1	500	100	Комбинированный	15; 20; 25; 30; 40; 50; 60; 70; 85; 100	1,275	10	—	—	—
А-3134	500	200	»	120; 140; 170; 200	1,275	7	—	—	—
А-3144	500	600	»	250; 300; 350; 400; 500; 600	1,275	7	—	—	—
А-3710 Б1	660	160	Полупроводниковый максимальный	20—40; 40—80; 80—160	—	—	—	$(3 \div 10) I_H$	—
А-3720 БП	660	250	Электромагнитный максимальный	—	—	—	—	1600 ± 240 2000 ± 300 2500 ± 370	—
А-3730 СШ*	660	400	Полупроводниковый максимальный	250—400	—	—	—	$(3 \div 10) I_H$	—
АВМ-10Н	500	1000	Мгновенный	500; 600; 800; 1000	—	—	Мгновенно	600—2 000	—
АВМ-10С*	500	1000	Комбинированный	500; 600; 800; 1000	—	—	0,25—0,6	4000—10 000	625—2000
АВМ-15Н	500	1500	Мгновенный	1000; 1200; 1500	—	—	Мгновенно	1000—3 000	—
АВМ-15С*	500	1500	Комбинированный	1000; 1200; 1500	—	—	0,25—0,6	8000—10 000	1250—4000

* Селективный.

нии при пуске проверяют по кратковременному максимальному току. При этом ток срабатывания $I_{\text{ср}}$ электромагнитного расцепителя должен быть не менее 125% от $I_{\text{макс}}$, т. е.

$$I_{\text{ср}} \geq 1,25 I_{\text{макс}}, \quad (5-12)$$

что учитывает неточность в настройке расцепителя.

Сечения проводов и кабелей, защищаемых автоматами с расцепителями или тепловыми реле, надо выбирать и проверять тем же способом, что и для линий, защищаемых предохранителями. Но вместо формулы (5-9), приведенной выше для предохранителей, ПУЭ рекомендуют следующие соотношения:

а) для расцепителей с нерегулируемой уставкой тока срабатывания

$$I_{\text{н.ср}} \leq I_{\text{доп}}; \quad (5-13)$$

б) для расцепителей с регулируемой уставкой тока срабатывания

$$I_{\text{р.ср}} \leq 1,5 I_{\text{доп}}; \quad (5-14)$$

в) в случае защиты линии автоматами, имеющими только электромагнитные расцепители мгновенного действия,

$$I_{\text{уст}} \leq 4,5 I_{\text{доп}}, \quad (5-15)$$

где $I_{\text{н.ср}}$ и $I_{\text{р.ср}}$ — ток срабатывания соответственно нерегулируемых и регулируемых расцепителей; $I_{\text{уст}}$ — ток уставки электромагнитного расцепителя.

При выборе расцепителей мгновенного действия, устанавливаемых в сетях, пугдающихся по ПУЭ в защите от перегрузки, должны соблюдаться условия, аналогичные формулам (5-10) и (5-11), приведенным выше для предохранителей.

В отношении расцепителей с нерегулируемой обратнозависимой от тока характеристикой при защите проводников всех марок должно соблюдаться условие (5-13), а в отношении расцепителей с регулируемой характеристикой действуют следующие условия:

а) при защите проводов с резиновой (или аналогичной) изоляцией

$$I_{\text{ср}} \leq I_{\text{доп}}; \quad (5-16)$$

б) при защите кабелей с бумажной изоляцией

$$I_{\text{ср}} \leq 1,25 I_{\text{доп}}. \quad (5-17)$$

При коротких замыканиях предохранители и автоматы будут надежно работать в том случае, если их ток срабатывания будет обладать определенным запасом по отношению к минимальному значению тока короткого замыкания:

а) для предохранителей

$$I_{\text{н}} < \frac{1}{5} \cdot I_{\text{к}};$$

б) для расцепителей и тепловых реле

$$I_{\text{ср}} \leq \frac{2}{3} \cdot I_{\text{к}}.$$

Пример 5-4. Выбрать для сети, изображенной на рис. 5-3, сечения и марки проводников, плавких вставок предохранителей, расцепителей автоматов и тепловых реле пускателей. Характеристика электроприемников, присоединенных к сети, приведена в табл. 5-2. Все электродвигатели — асинхронные, короткозамкнутые, условия пуска — легкие, режим работы — длительный.

Проводку к электродвигателям 1, 2 и 3 выполняют по стенам производственного помещения кабелем при температуре $+25^{\circ}\text{C}$; проводку к щитку № 2 — кабелем в земле с температурой почвы $+15^{\circ}\text{C}$; проводку к электродвигателям 4, 5, 6 и 7 — проводом в трубах и, наконец, осветительную проводку — проводом ВРГ в производственном помещении и шнуром на роликах — в служебно-бытовых. Коэффициент одновременности осветительной нагрузки принят равным 0,9.

Определяем рабочие токи электродвигателей, для чего номинальный ток умножаем на коэффициент загрузки. Для электродвигателя 1

$$I_p = I_n k_z = 141 \cdot 0,8 = 113 \text{ А.}$$

Полученный результат заносим в табл. 5-3, после чего тем же способом определяем рабочие токи и для остальных электродвигателей. Пусковой ток для двигателя 1 получаем равным:

$$I_{\text{пуск}} = 141 \cdot 5 = 705 \text{ А}$$

и аналогично для остальных (см. табл. 5-3).

Так как электродвигатели 1, 2 и 3 имеют значительную мощность и токи свыше 50 А, то для них выбираем автоматические выключатели с комбинированными расцепителями серии А-3134 на 220 А. Номинальные токи для электромагнитных и тепловых расцепителей из условия $I_n \geq I_p$ (выбираем по табл. 5-2); для электродвигателей 1 и 2 они будут равны 120 А. Электромагнитный расцепитель проверяем по току срабатывания. По табл. 5-2 ток срабатывания $I_{\text{ср}} = 7 \cdot 120 = 840 \text{ А}$, а по формуле (5-12) он должен быть больше $1,25 I_{\text{макс}} = 1,25 \cdot 705 = 880 \text{ А}$; так как это условие не выдерживается, то окончательно принимаем номинальный ток комбинированного расцепителя равным 140 А (тогда $7 \cdot 140 = 980 > 880 \text{ А}$). Аналогично найденные результаты для электродвигателя 3 приведены в табл. 5-3.

На линии, питающей щиток № 2, устанавливаем автомат типа А-3114/1 на 100 А. Определяем рабочий ток линии при коэффициенте одновременности осветительной нагрузки, равном 0,9:

$$I_p = 3 \cdot 22 + 2 + 0,9 \cdot \frac{2,2 + 2,2 + 3,3 + 1,34 + 1,1}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 81,9 \text{ А,}$$

а максимальный ток при пуске наиболее мощного из электродвигателей, присоединенных к щитку,

$$I_{\text{макс}} = 2 \cdot 22 + 151 + 2 + 0,9 \cdot \frac{2,2 + 2,2 + 3,3 + 1,34 + 1,1}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 210,9 \text{ А.}$$

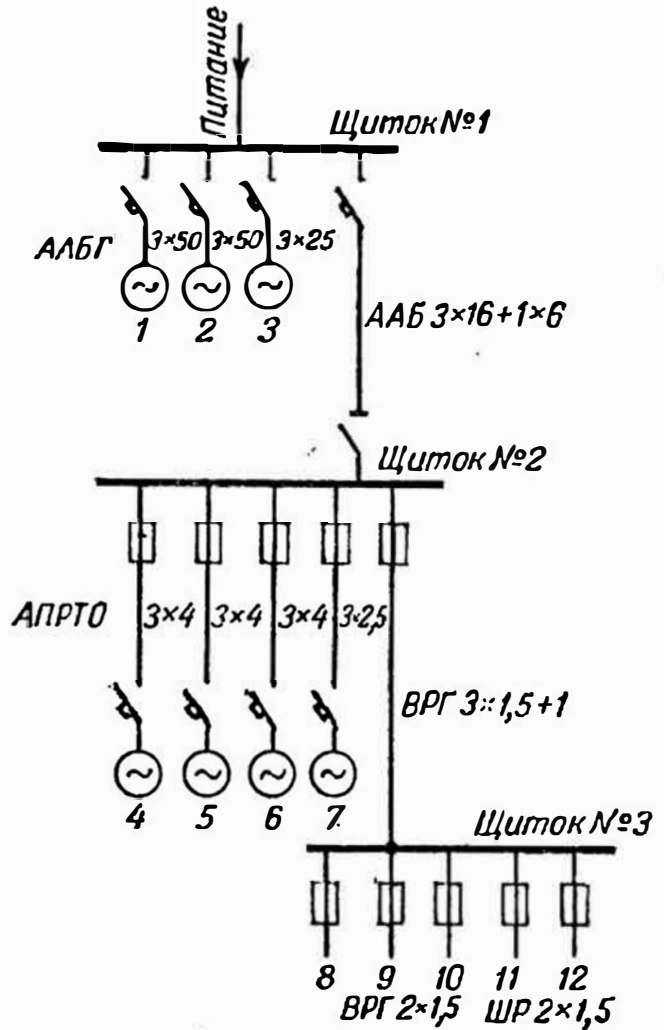


Рис. 5-3. Схема к примеру 5-4

Характеристика электроприемников

Присоединение	Номер присоединения	Номинальное напряжение, В	Номинальная мощность, кВт	Номинальный ток, А	Кратность пускового тока	Коэффициент загрузки
Короткозамкнутые электродвигатели:						
А92-6	1 и 2	380	75	141	5	0,8
А81-4	3	380	40	76	6	0,9
А62-4	4, 5 и 6	380	14	27,5	5,5	0,8
А41-6	7	380	1	2,1	4	0,95
Освещение производственных помещений	8 и 9	220	2,2	10	—	1
То же	10	220	3,3	15	—	1
Освещение служебно-бытовых помещений	11	220	1,34	6	—	1
То же	12	220	1,1	5	—	1

Выбираем номинальный ток расцепителя равным $85 > 81,9$ А; ток установки при этом получается $10 \cdot 85 = 850$ А, что больше, чем $1,25 \cdot 210,9 = 263$ А.

Электродвигатели 4, 5 и 6 защищаем от перегрузки тепловыми реле магнитных пускателей, а от короткого замыкания — предохранителями. Магнитный пускатель выбираем по рабочему току электродвигателя $I_p = 22$ А. Этому току соответствует нагревательный элемент № 35 (табл. 5-4). Тип пускателя П-322М на 50 А.

Ток плавкой вставки предохранителя типа Е-33 ($\alpha = 2,5$) составляет:

$$I_{II} \geq \frac{I_{\text{макс}}}{\alpha} = \frac{151}{2,5} = 60,2 \text{ А};$$

принимаем ближайшую стандартную величину: $I_B = 60$ А.

Для электродвигателя 7 защиты от перегрузки не предусматриваем. Ток плавкой вставки предохранителя Е-27 со свинцовой вставкой выбираем по $I_p = 2,0$; ближайшая стандартная величина равна 4 А. Плавкие вставки предохранителей для осветительных потребителей выбираем по рабочим токам, указанным в табл. 5-4.

Определяем сечение проводов и кабелей.

Для электродвигателя 1 по рабочему току $I_p = 113$ А выбираем (см. приложение 2, табл. П. 2-6) кабель марки ААБГ 3×50 , допустимая нагрузка которого $I_{\text{доп}} = 120$ А. Проверяем, обеспечивается ли защита выбранного кабеля от перегрузки принятыми тепловыми расцепителями, для чего пользуемся формулой (5-14)

$$1,5 I_{\text{доп}} \geq I_{\text{ср}},$$

т. е.

$$1,5 \cdot 120 = 180 > 140;$$

условие выдерживается.

Аналогично определяем сечение кабеля для электродвигателей 2 и 3 для кабеля ААБ, питающего щиток № 2. Результаты сводим в табл. 5-4.

Для электродвигателей 4, 5 и 6 принимаем провод сечением 4 мм^2 , марки АПРТО для прокладки в трубах. По приложению 2 (табл. П. 2-2) допустимая нагрузка $I_{\text{доп}} = 28$ А.

Защита провода от перегрузки обеспечивается тепловым реле пускателя с $I_{\text{ср}} = 23$ А с соблюдением условия (5-13):

$$23 < I_{\text{доп}} = 28 \text{ А.}$$

Результаты расчета к примеру 5-4

Параметр	Номера присоединений									
	1 и 2	3	4, 5 и 6	7	8 и 9	10	11	12	Щиток № 2	Щиток № 3
Рабочий ток I_p , А	113	68,4	22	2	10	15	7	5	81,9	13,9
Максимальный (пусковой) ток, I_{\max} , А	705	456	151	8,4	10	15	7	5	210,9	13,9
Тип автомата (пускателя)	А-3134	А-3114/1	П-322-М	—	—	—	—	—	А-3114/1	—
Номинальный ток I_n , А	200	100	50	—	—	—	—	—	100	—
Номинальный ток расцепителя или теплового реле $I_{н.р}$, А	140	70	23	—	—	—	—	—	85	—
Ток срабатывания расцепителя $I_{ср}$, А	980	700	—	—	—	—	—	—	850	—
$1,25 I_{\max}$, А	880	570	—	—	—	—	—	—	263	—
Тип предохранителя . . .	—	—	Е-33	Е-27	Е-27	Е-33	Е-27	Е-27	—	Е-33
Ток вставки $I_B > I_p$, А	—	—	—	4	10	15	10	6	—	15
То же, $I_B \geq \frac{I_{\max}}{\alpha}$, А . .	—	—	$\frac{48,2}{60}$	—	—	—	—	—	—	—
Марка провода (кабеля)	ААБГ	ААБГ	АПРТО	АПРТО	ВРГ	ВРГ	ШР	ШР	ААБ	ВРГ
Сечение провода (кабеля), мм ²	3×50	3×25	3×4	3×2,5	2×1,5	2×1,5	2×1,5	2×1,5	3×16+6	3×1,5+1
$I_{доп}$, А	120	80	28	19	23	23	23	23	90	23
$1,5 I_{доп}$, А	180	120	—	—	—	—	—	—	135	—
$3 I_{доп}$, А	—	—	84	57	69	69	—	—	—	69

Выдержка из каталога на магнитные пускатели

Тип пускателя	Номинальный ток, А	Рабочий ток электродвигателя, А	Номер нагревательного элемента
П-322М	50	14,51—16,2	32
		16,21—18,0	33
		18,1—20	34
		20,1—22	35
		22,1—24	36
П-422	90	45—50	47
		50—55	48
		55—60	49
		60—65	50
		65—70	51

Защита провода от тока короткого замыкания обеспечивается предохранителем с $I_{\text{в}} = 60$ А по формуле (5-9):

$$60 < 3 \cdot 28 = 84 \text{ А.}$$

Аналогично выбираем сечения проводов для электродвигателя 7, для питания щитка № 3 и для освещения производственных помещений 8, 9 и 10; результаты заносим в табл. 5-3.

Для осветительной проводки, идущей в служебно-бытовые помещения (присоединения 11 и 12), выбираем шнур по роликам марки ШР $2 \times 1,5$ мм², у которого $I_{\text{доп}} = 23$ А. У наибольшей вставки присоединения 11 ток $I_{\text{в}} = 10$ А.

Проверяем предохранитель на защиту от перегрузки по формуле (5-11):

$$10 < 23 \text{ А.}$$

Для присоединения 12 с $I_{\text{в}} = 6$ А условие и подавно соблюдается. Результаты выбора проводов и кабелей наносим на схему рис. 5-3.

ГЛАВА ШЕСТАЯ

РАСЧЕТ РАЗОМКНУТЫХ СЕТЕЙ ПО ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ

6-1. Допустимые потери напряжения в линиях местных сетей

Источником питания местных сетей являются либо шины генераторного напряжения электрических станций, либо шины вторичного напряжения (6—10—35 кВ) районных подстанций и станций. Передача электрической энергии от источников питания к электроприемникам сопровождается потерей напряжения в линиях и трансформаторах, поэтому у потребителей напряжение не сохраняет своего постоянного значения.

Различают отклонения напряжения, обусловленные медленно протекающими процессами изменения нагрузок в отдельных звеньях сети, изменениями режимов на источниках питания, изменениями нагрузок потребителей, в результате чего на протяжении года и даже суток в отдельных точках сети напряже-

ше меняется по величине, отклоняясь от номинального значения; колебания напряжения — быстро протекающие (со скоростью не меньше 1% в секунду) кратковременные изменения напряжения, возникающие при резких нарушениях нормального режима сети, например при включении мощных электроприемников, при перемещенном режиме их работы, при коротких замыканиях в сети и т. д.

Чтобы обеспечить нормальную работу электроприемников, к ним надо подводить напряжение, близкое по величине к их номинальному напряжению. Если же действительное напряжение значительно отклоняется от номинального, то работа электроприемников может нарушиться. Например, для ламп накаливания понижение напряжения на 10% вызывает снижение светового потока примерно на 30%, а превышение номинального напряжения на 5% приводит к сокращению срока службы ламп приблизительно вдвое. У люминесцентных ламп зависимость светоотдачи от напряжения выражена не столь резко, как у ламп накаливания (так, снижение напряжения на 1% уменьшает световой поток люминесцентных ламп только на 1,25%), однако зажигание их сильно зависит от стабильности напряжения в сети. У электродвигателей, как известно, вращающий момент зависит от квадрата напряжения, поэтому при пониженном уровне напряжения существенно снижается производительность механизмов, а при постоянном моменте сопротивления происходит перегрузка двигателя по току. Одновременно снижается коэффициент мощности установки.

Отклонения напряжения выражаются в процентах номинального напряжения:

$$m = \frac{U - U_{\text{н}}}{U_{\text{н}}} \cdot 100$$

и колебания напряжения

$$V_t = \frac{U_{\text{макс}} - U_{\text{мин}}}{U_{\text{н}}} \cdot 100.$$

ГОСТ 13109-67 установлены следующие допустимые отклонения напряжения:

а) на зажимах электродвигателей и аппаратов их пуска и управления в пределах от минус 5 до плюс 10% от номинального напряжения;

б) на зажимах приборов рабочего освещения, установленных в производственных помещениях и общественных зданиях, а также в прожекторных установках наружного освещения в пределах от минус 2,5 до плюс 5% от номинального напряжения;

в) на зажимах остальных приемников электрической энергии в пределах $\pm 5\%$ от номинального напряжения.

В послеаварийных режимах допускается дополнительное понижение напряжения на 5% к указанным выше по ГОСТ 13109-67.

В электрических сетях сельскохозяйственного назначения и в сетях, питающихся от шин тяговых подстанций, допускаются

большие значения отклонения напряжения (например, при сечении проводов сети, выбранных по экономической плотности тока, должно обеспечиваться отклонение напряжения у потребителей в пределах от +7,5 до —10% от номинального).

Допустимые колебания напряжения на зажимах осветительных ламп и радиоприборов зависит от частоты колебаний. Выраженная в процентах сверх допускаемых отклонений напряжений допустимая величина колебаний определяется формулой:

$$V_t = 1 + \frac{6}{n},$$

где n — число колебаний в час.

Чтобы обеспечить подачу к приемникам напряжения надлежащей величины, т. е. не превышающей указанных выше пределов, в сети проводят следующие мероприятия:

а) применяют трансформаторы с коэффициентами трансформации, учитывающими потерю напряжения как в обмотках трансформаторов, так и в питаемой ими сети; кроме того, обмотки высшего напряжения трансформаторов снабжают ответвлениями, позволяющими менять коэффициент трансформации в некоторых пределах;

б) устанавливают трансформаторы с приспособлениями для регулирования напряжения под нагрузкой, а также другие устройства для компенсации потери напряжения в сети (подробнее см. гл. 7 и 13);

в) схему, номинальное напряжение сети и сечение проводников линий, питающих потребителей, выбирают таким образом, чтобы потеря напряжения в них не превышала допустимой величины.

Задача расчета сетей по потере напряжения заключается в определении уровней напряжения у потребителей с учетом всех указанных выше факторов и суточных колебаний нагрузки в линиях и напряжения на источниках питания.

Под потерей напряжения понимают алгебраическую разность между абсолютными значениями напряжения в рассматриваемых точках сети (линии).

Критерием правильности выбора сечения проводов на отдельных участках сети является обеспечение допустимых значений напряжений у потребителей в различных режимах.

Для проведения такого расчета надо определить потери напряжения в отдельности в питающей сети, в трансформаторах и в распределительной сети для различных режимов работы сети (например, при максимальной и минимальной нагрузках), а затем путем подбора коэффициентов трансформации и пределов их регулирования принять правильное решение.

Практика показывает, что расчеты местных сетей, проводимые с учетом всех указанных выше факторов — дело весьма трудоемкое и сложное и к тому же не всегда дающее точные результаты, особенно при наличии у потребителей разнородных графиков на-

грузки, влияние которых не всегда можно учесть. Поэтому отдают предпочтение расчетам местных сетей упрощенным способом, а именно по допустимой потере напряжения, установленной с некоторой степенью точности для различных категорий и видов сетей, исходя из нормированных значений отклонений напряжений на приемниках. Такой метод вполне оправдан для практических целей, так как между отклонениями напряжения и потерями напряжения существует тесная зависимость, которую можно определить для ряда конкретных случаев с учетом упомянутых выше мероприятий по подбору и регулированию коэффициентов трансформации трансформаторов.

При проведении расчетов данным способом применимы следующие допустимые величины потерь напряжения:

а) для сетей напряжением 220 и 380 В на всем их протяжении, начиная от шин ТП и до последнего приемника, — от 5 до 6,5%, из них во внутриквартирной сети и в групповой сети квартир — от 1 до 2,5%;

б) для питающей сети напряжением 6—35 кВ — от 6 до 8% в нормальных режимах и от 10 до 12% в аварийных;

в) для сельских сетей напряжением 6—35 кВ в целях их удешевления допускается иметь потерю напряжения в нормальных режимах до 10%.

Напряжение на участках линий, расположенных близко к источникам питания, получается выше, а на участках, удаленных от источников питания, — ниже номинального. Чтобы на вторичной стороне трансформаторов, включенных в этих местах в сеть, получить напряжение требуемого уровня, надо соответствующим образом подобрать отщепления на обмотках трансформаторов. В местах с повышенным уровнем напряжения устанавливают больший коэффициент трансформации (+2,5% или 5%), а в местах с пониженным напряжением — меньший (—2,5% или —5%).

Приведенные выше допустимые потери напряжения в линиях подобраны так, чтобы при надлежащем регулировании напряжения на источниках питания и при правильном выборе ответвлений на обмотках сетевых трансформаторов удовлетворялись требования ПУЭ в отношении отклонений напряжения на приемниках электрической энергии.

В целях устранения погрешностей, связанных с применением метода расчета по допустимой потере напряжения, рекомендуется во всех возможных случаях вести расчет совместно для распределительных сетей среднего (6—10 кВ) и низкого (0,38 кВ) напряжения. Потерю напряжения в сопротивлении сетевых трансформаторов при этом можно принять равной 2,5—3%, что соответствует полной нагрузке трансформатора при коэффициенте мощности нагрузки потребителей 0,92—0,87.

К сказанному следует добавить, наконец, что выбор сечения проводов должен быть обоснован сопоставлением технико-экономических показателей (см. § 4-4).

6-2. Определение потери напряжения и сечений проводов в линиях постоянного тока и в осветительных двухпроводных линиях переменного тока

Примером простейшего расчета сети по условиям допустимых потерь напряжения может служить двухпроводная линия постоянного тока.

На рис. 6-1, а приведена схема для общего случая такой линии. От точек А и А' источника тока с напряжением U питается линия с нагрузками i_1, i_2, \dots, i_n . Расстояния между нагрузками обозначены через l_1, l_2, \dots, l_n , а токи в проводах — через I_1, I_2, \dots, I_n .

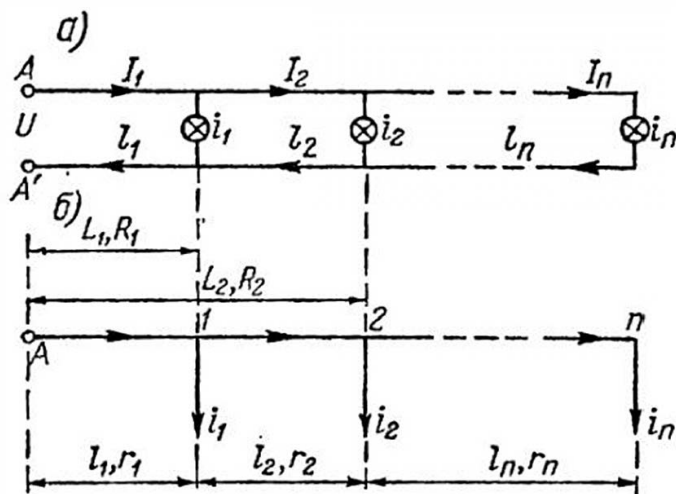


Рис. 6-1. Схема двухпроводной линии

На рис. 6-1, б эта же схема представлена в упрощенном виде в однолинейном изображении. Здесь токи в проводах показаны по направлению от источника тока к нагрузкам, обратные провода и соответственно токи в них не показаны.

Определим, пользуясь законом Ома, падение напряжения между точками А и n

линии как сумму падений напряжения на всех участках линии в прямом и обратном проводах:

$$\Delta U = U_A - U_n = (I_1 r_1 + I_2 r_2 + \dots + I_n r_n) \cdot 2 \quad (6-1)$$

или

$$\Delta U = 2 \sum_1^n I_i r_i \quad (6-2)$$

Так как обычно заданы токи нагрузки i_1, i_2, \dots, i_n , а токи в линии I_1, I_2, \dots, I_n неизвестны, то удобно выведенную формулу преобразовать, заменив линейные токи токами нагрузки и применив закон Кирхгофа для каждого узла:

$$I_n = i_n; \quad I_{n-1} = i_n + i_{n-1}; \quad I_{n-2} = i_n + i_{n-1} + i_{n-2} + \dots;$$

$$I_2 = i_2 + i_3 + \dots + i_n; \quad I_1 = i_1 + i_2 + \dots + i_n.$$

Подставив эти значения в формулу (6-1):

$$\begin{aligned} \Delta U &= 2[(i_1 + i_2 + \dots + i_n) r_1 + (i_2 + i_3 + \dots + i_n) r_2 + \dots + i_n r_n] = \\ &= 2[i_1 r_1 + i_2 (r_1 + r_2) + i_3 (r_1 + r_2 + r_3) + \dots + \\ &\quad + i_n (r_1 + r_2 + r_3 + \dots + r_n)] \end{aligned}$$

и заменив, согласно обозначениям на рис. 6-1,

$$R_1 = r_1; R_2 = r_1 + r_2; R_3 = r_1 + r_2 + r_3; \dots;$$

$$R_n = r_1 + r_2 + r_3 + \dots + r_n,$$

получим

$$\Delta U = 2 (i_1 R_1 + i_2 R_2 + \dots + i_n R_n), \quad (6-3)$$

или

$$\Delta U = 2 \sum_1^n i_i R_i. \quad (6-4)$$

Вычисленную по формулам (6-2) и (6-4) потерю напряжения надо сравнить с предельно допустимой ($\Delta U_{\text{доп}}$) в вольтах или в процентах от U_n :

$$\Delta U_{\text{доп}} = \frac{\Delta U_{\text{доп}}}{U_n} \cdot 100\%.$$

Следует отметить, что формула (6-2) является наиболее удобной для расчета сетей, сечение проводов которых выбирается по экономической плотности тока и особенно в том случае, когда оно является переменным вдоль линии по участкам.

Для определения зависимости между потерей напряжения и сечением линии F заменим в формулах (6-2) и (6-4):

$$r_i = \frac{l_i \rho}{F} \text{ и } R_i = \frac{L_i \rho}{F},$$

где l_i — длины линий между нагрузками; L_i — расстояния от источника питания до каждой нагрузки (см. рис. 6-1, б); ρ — удельное сопротивление провода.

В результате указанной замены напишем:

$$\Delta U = \frac{2\rho}{F} \sum_1^n I_i l_i, \quad (6-5)$$

$$\Delta U = \frac{2\rho}{F} \sum_1^n i_i L_i. \quad (6-6)$$

Эти формулы удобны для расчета сети с проводами одинакового сечения по их длине. По ним можно определить потерю напряжения при заданном сечении линии F и сравнить найденную величину с допустимой.

Если заданная допустимая потеря напряжения выражена в процентах к номинальному напряжению U_n , то задачу выбора необходимого сечения провода можно решить с помощью следующих формул, полученных из выражений (6-5) и (6-6) подстановкой $\Delta U_{\text{доп}}$ в процентах и решением их относительно F :

$$F = \frac{2 \cdot 100\rho}{\Delta U_{\text{доп}} \cdot U_n} \sum_1^n I_i l_i \quad (6-7)$$

$$F = \frac{2 \cdot 100\rho}{\Delta U_{\text{доп}} * U_{\text{н}}} \sum_1^n i_i L_i. \quad (6-8)$$

При расчетах бывает удобно пользоваться не токами, а мощностями: пусть нагрузки заданы в виде $p_1 = i_1 U_{\text{н}}$; $p_2 = i_2 U_{\text{н}}$; ... , $p_n = i_n U_{\text{н}}$, а мощности в линии соответственно $P_1 = I_1 U_{\text{н}}$; $P_2 = I_2 U_{\text{н}}$; ... ; $P_n = I_n U_{\text{н}}$ тогда указанные выше формулы после подстановки $i = p/U_{\text{н}}$ и $I = P/U_{\text{н}}$ примут вид:

а) для определения потери напряжения

$$\Delta U = \frac{2\rho}{FU_{\text{н}}} \sum_1^n P_i i_i \quad \text{и} \quad \Delta U = \frac{2\rho}{FU_{\text{н}}} \sum_1^n p_i L_i; \quad (6-9)$$

б) для определения сечения проводов

$$F \approx \frac{2 \cdot 100\rho}{\Delta U_{\text{доп}} * U_{\text{н}}^2} \sum_1^n P_i i_i \quad \text{и} \quad F = \frac{2 \cdot 100\rho}{\Delta U_{\text{доп}} * U_{\text{н}}^2} \sum_1^n p_i L_i. \quad (6-10)$$

Во всех приведенных выше формулах принимают следующие размерности: токи — А, нагрузки — Вт, напряжения — В, длины — км, удельные сопротивления — Ом·мм²/км и сечения проводов — мм². Если удельное сопротивление выражено через Ом·мм²/м, то длина должна учитываться в метрах.

Выведенные формулы для определения потерь напряжения и сечений проводников справедливы не только для линий постоянного тока, но и для двухпроводных линий переменного тока с активной нагрузкой; поэтому они имеют практическое применение, например

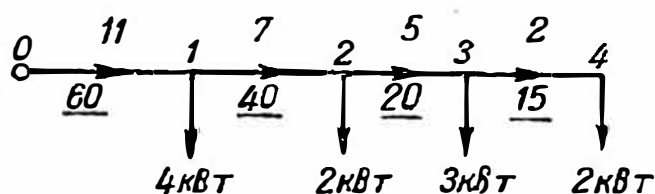


Рис. 6-2. Схема к примеру 6-1

(в метрах)¹ и нагрузки (в киловаттах) указаны на рис. 6-2. Провода — медные, марки ВРГ.

Определяем мощности на участках линии: $P_4 = 2$ кВт, $P_3 = 2 + 3 = 5$ кВт, $P_2 = 5 + 2 = 7$ кВт и $P_1 = 4 + 7 = 11$ кВт.

¹ На рис. 6-2 и далее цифры, означающие длину линий, подчеркнуты, чтобы отличить их от цифр, показывающих нагрузку.

Сечение провода при удельном сопротивлении меди $\rho = 18,0 \cdot 10^{-3} \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ определяем по формуле (6-10):

$$F = \frac{2 \cdot 100 \cdot 18,0 \cdot 10^{-3}}{6 \cdot 220^2} \cdot (11 \cdot 60 + 7 \cdot 40 + 5 \cdot 20 + 2 \cdot 15) \cdot 10^3 = 13,3 \text{ мм}^2$$

или

$$F = \frac{2 \cdot 100 \cdot 18,0 \cdot 10^{-3}}{6 \cdot 220^2} \cdot (4 \cdot 60 + 100 \cdot 2 + 120 \cdot 3 + 135 \cdot 2) \cdot 10^3 = 13,3 \text{ мм}^2;$$

принимая сечение провода ВРГ $2 \times 16 \text{ мм}^2$.

Допустимый ток для этого провода $I_{\text{доп}} = 100 \text{ А}$ (табл. П.2-2). Фактический ток на первом участке

$$I = \frac{11000}{220} = 50 \text{ А},$$

что значительно меньше допустимого.

6-3. Расчет линий трехфазного тока с нагрузкой на конце по потере напряжения

Рассмотрим простейшую схему линии трехфазного тока с симметричной нагрузкой на конце (рис. 6-3). Длина линии l , активное сопротивление R , индуктивное X . Нагрузка задана либо током I и коэффициентом мощности $\cos \varphi$ при фазном напряжении $U_{\text{ф}}$ на конце линии, либо трехфазной мощностью в комплексном виде:

$$\dot{S} = P + jQ,$$

где $P = \sqrt{3} UI \cos \varphi$ — активная мощность нагрузки; $Q = \sqrt{3} UI \sin \varphi$ — реактивная мощность; U — линейное напряжение.

Полная мощность

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{(\sqrt{3} UI \cos \varphi)^2 + (\sqrt{3} UI \sin \varphi)^2}$$

и

$$\varphi = \arctg \frac{Q}{P}.$$

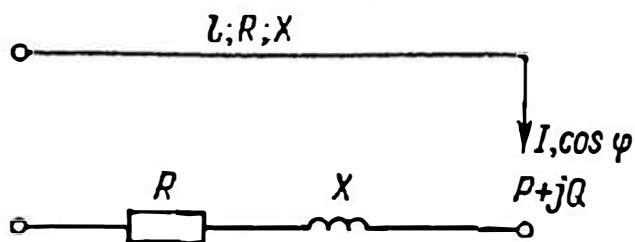


Рис. 6-3. Схема замещения линии трехфазного тока с нагрузкой на конце

Здесь и далее при изображении мощности в комплексном виде $\dot{S} = P + jQ$, будем принимать, что знак плюс у мнимой части выражения характеризует *потребление реактивной индуктивной мощности электроприемником* (отстающая реактивная мощность нагрузки). Положительный знак у активной и реактивной составляющих полной мощности символизируют их одинаковое направление от генератора к потребителю. Подстановка в это же выражение реактивной мощности со знаком минус ($\dot{S} = P - jQ$) будет означать направление реактивной мощности, обратное по отношению к направлению активной составляющей полной мощности, что соответствует *потреблению электроприемником емкостной реактив-*

ной мощности (опережающая реактивная мощность нагрузки) или, что то же, *выдаче им реактивной индуктивной мощности в сеть.*

Расчет линии начнем с рассмотрения векторной диаграммы токов и напряжений (рис. 6-4) для одной фазы линии, что допустимо, так как нагрузка во всех фазах симметрична. Предположим, что ток нагрузки I , $\cos \varphi$ и напряжение U_{ϕ} в конце линии известны, а необходимо определить напряжение U'_{ϕ} и $\cos \varphi'$ в начале линии. По положительному направлению вещественной оси системы координат ориентируем вектор заданного напряжения на конце линии U_{ϕ} (OA); тогда вектор тока I будет находиться в другом квадранте под заданным углом φ к напряжению в сторону отставания, что соответствует индуктивной нагрузке потребителя. При изображении тока в комплексном виде его составляющая I_a (активная) направлена по оси вещественных значений в положительном направлении, а составляющая $-jI_r$ (реактивная) по оси мнимых значений в отрицательном направлении, т. е.

$$\dot{I} = I_a - jI_r.$$

Таким образом при принятом расположении вектора напряжения и тока на векторной диаграмме знак минус у мнимой части комплекса тока характеризует индуктивный (отстающий) ток нагрузки электроприемника.

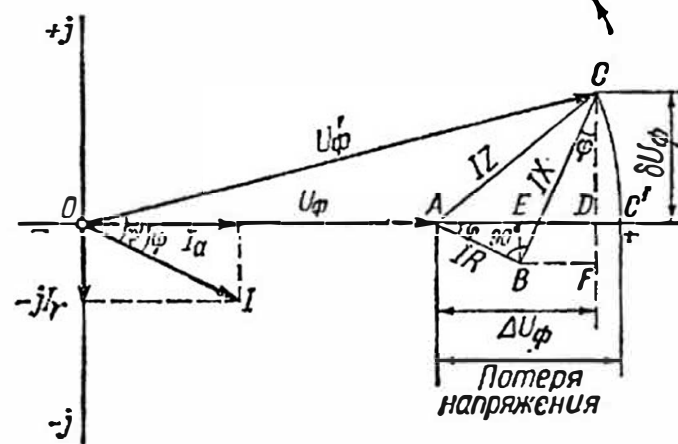


Рис. 6-4. Векторная диаграмма линии с нагрузкой на конце

Для емкостного тока нагрузки (опережающего) мнимая часть его должна быть направлена по положительному направлению оси мнимых значений и в этом случае ей присваивается знак плюс ($+jI_r$).

Значения составляющих тока, очевидно, равны:

$$I_a = I \cos \varphi; \quad I_r = I \sin \varphi.$$

Чтобы определить напряжение в начале линии, надо от конца вектора U_{ϕ} отложить параллельно вектору тока I вектор падения напряжения в активном сопротивлении линии IR и под углом 90° к нему в сторону опережения — вектор падения напряжения в реактивном сопротивлении IX (см. треугольник ABC на рис. 6-4). Соединив полученную точку C с началом координат O , получим искомый вектор фазного напряжения в начале линии U'_{ϕ} , ориентированный по отношению к току под углом φ' .

Вектор AC , численно равный

$$IZ = \sqrt{(IR)^2 + (IX)^2},$$

представляет собой величину полного падения напряжения в одной фазе рассматриваемой линии. Падение напряжения в линии может быть разложено на составляющие:

а) продольную $\Delta U_{\phi} = AD$ (направленную вдоль вектора U_{ϕ});

б) поперечную $\delta U_{\phi} = DC$, т. е.

$$IZ = \Delta U_{\phi} + j\delta U_{\phi}.$$

Определим эти составляющие. Для этого спроектируем векторы $AB = IR$ и $BC = IX$ на направления вещественной и мнимой осей, в результате чего (см. рис. 6-4) получим следующие отрезки:

$$AE = IR \cos \varphi; \quad ED = BF = IX \sin \varphi;$$

$$CF = IX \cos \varphi; \quad BE = DF = IR \sin \varphi.$$

Отсюда продольная составляющая

$$\Delta U_{\phi} = AD = AE + ED = IR \cos \varphi + IX \sin \varphi = I_a R + I_r X, \quad (6-11)$$

поперечная составляющая

$$\delta U_{\phi} = DC = CF - DF = IX \cos \varphi - IR \sin \varphi = I_a X - I_r R \quad (6-12)$$

и, следовательно, напряжение в начале линии будет:

$$U'_{\phi} = U_{\phi} + \Delta U_{\phi} + j\delta U_{\phi} = U'_{\phi} + I_a R + I_r X + j(I_a X - I_r R),$$

а модуль напряжения

$$U'_{\phi} = \sqrt{(U_{\phi} + I_a R + I_r X)^2 + (I_a X - I_r R)^2}. \quad (6-13)$$

При расчете сетей местного значения обычно вводят упрощения, заключающиеся в том, что напряжения в начале линии определяют не по падению напряжения, а по потере напряжения.

Как уже указывалось в § 6-1, под потерей напряжения понимают алгебраическую разность абсолютных значений напряжений в начале и в конце линии, т. е. $U' - U$. Практически она может быть получена как разность показаний вольтметров, включенных в начале и в конце линии. Не следует это понятие смешивать с понятием падения напряжения, являющимся геометрической разностью потенциалов между этими точками.

Для определения потери напряжения на диаграмме засекаем вектором OC отрезок OC' на вещественной оси. Очевидно, что отрезок

$$AC' = OC' - OA = U'_{\phi} - U_{\phi}$$

и будет представлять собой потерю напряжения. Но так как для местных сетей углы между U'_{ϕ} и U_{ϕ} весьма малы, а следовательно, весьма мал и отрезок DC , то с достаточной точностью можно считать, что *потеря напряжения приблизительно равна продольной составляющей падения напряжения*, т. е.

$$AD \approx AC' \approx \Delta U_{\phi} = IR \cos \varphi + IX \sin \varphi. \quad (6-14)$$

Ошибка от принятого допущения в самом худшем случае, когда $\cos \varphi = 1$, не превышает 0,55%, а при $\cos \varphi < 1$ имеет еще меньшее значение.

Таким образом, расчет сетей на потерю напряжения сводится к определению продольной составляющей падения напряжения по формуле (6-11).

Потерю линейного напряжения определяют по формуле:

$$\Delta U = \sqrt{3} \Delta U_{\phi} = \sqrt{3} I (R \cos \varphi + X \sin \varphi), \quad (6-15)$$

причем векторная диаграмма линейных напряжений будет выглядеть аналогично диаграмме фазных напряжений (рис. 6-4).

При расчете сетей на потерю напряжения пользование формулами (6-14) и (6-15) представляет некоторые трудности, так как приходится определять токи нагрузки, $\cos \varphi$ и $\sin \varphi$ в линиях. Поэтому чаще предпочитают пользоваться в качестве исходных данных значениями мощности, выраженной в комплексной форме:

$$\dot{S} = P + jQ.$$

Так как

$$I_a = I \cos \varphi = \frac{P}{\sqrt{3} U} \quad \text{и} \quad I_r = I \sin \varphi = \frac{Q}{\sqrt{3} U}$$

(где U — напряжение в конце линии), то, подставив эти выражения в формулу (6-15), потерю напряжения определим в виде:

$$\Delta U = \sqrt{3} (IR \cos \varphi + IX \sin \varphi) = \sqrt{3} \left(\frac{P}{\sqrt{3} U} R + \frac{Q}{\sqrt{3} U} X \right)$$

или

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U}. \quad (6-16)$$

При расчетах часто напряжение у приемников бывает неизвестно, поэтому с достаточной точностью в формуле (6-16) вместо истинного напряжения U в конце линии можно принимать номинальное напряжение сети U_n ; тогда

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U_n}. \quad (6-17)$$

Так как для однородных линий при $r_0/x_0 = \text{const}$, $R = r_0 l$, а $X = x_0 l$ [см. формулы (3-1) и (3-9)], то выражение (6-17) можно переписать следующим образом:

$$\Delta U = \frac{Pr_0 + Qx_0}{U_n} l. \quad (6-18)$$

В выведенных формулах для получения ΔU в вольтах величину P подставляют в ваттах или киловаттах, Q — в вольт-амперах реактивных или киловольт-амперах реактивных, и тогда напряжение должно быть подставлено в вольтах или киловольтах соответственно. Сопротивления принимаются в омах.

Для определения потери напряжения в процентах пользуются формулой:

$$\Delta U_* = \frac{\Delta U}{U_{\text{н}}} \cdot 100 = \frac{PR + QX}{U_{\text{н}}^2} \cdot 100. \quad (6-19)$$

В этом случае размерность величины, входящих в формулу, должна быть принята такой: $(\text{Вт} \cdot \text{Ом} + \text{вар} \cdot \text{Ом}) / \text{В}^2$.

6-4. Расчет линий трехфазного тока с несколькими нагрузками

Распространим выводы, сделанные в § 6-3, на линию с несколькими нагрузками. Для этого рассмотрим линию с двумя нагрузками, схема которой со всеми принятыми обозначениями изображена на рис. 6-5, и построим для нее векторную диаграмму (рис. 6-6). Как и в предыдущем случае, за основу принимаем напряжение на конце линии $U_{\phi 2}$, которое и направляем по вещественной оси системы координат. Откладываем вектор тока второй нагрузки $i_2 = I_2$ под

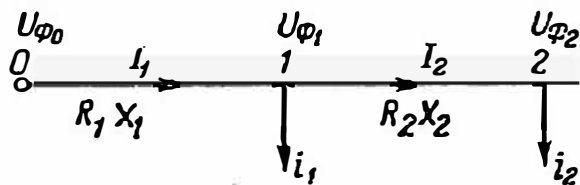


Рис. 6-5. Схема линии трехфазного тока с несколькими нагрузками

углом φ_2 к напряжению и строим треугольник падений напряжений ABC , откладывая векторы $I_2 R_2 = AB$ и $I_2 X_2 = BC$. В результате получаем напряжение в точке 1 — вектор $OC = U_{\phi 1}$. Далее откладываем вектор тока первой нагрузки i_1 под углом φ_1 к полученному

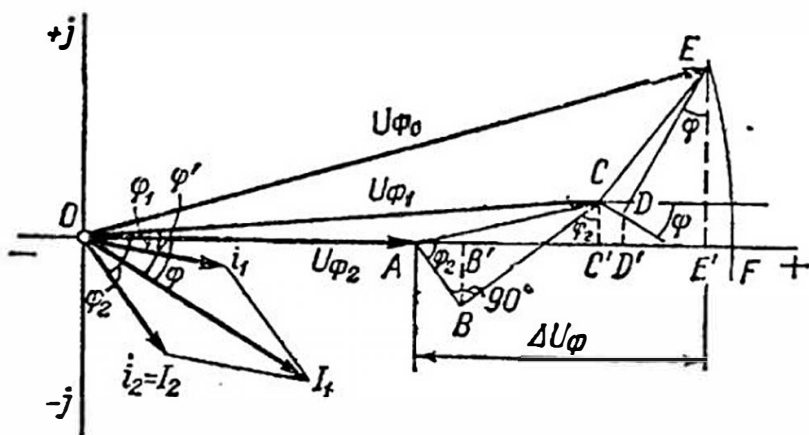


Рис. 6-6. Векторная диаграмма линии с двумя нагрузками

напряжению $U_{\phi 1}$ и производим геометрическое сложение токов i_1 и $i_2 = I_2$. Ток I_1 , представляющий собой геометрическую сумму указанных токов, протекает по первому участку линии и вызывает в нем падение напряжения, изображенное на диаграмме треугольником CDE , у которого катеты равны: $CD = I_1 R_1$ и $DE = I_1 X_1$. Вектор $OE = U_{\phi 0}$ представляет искомое напряжение в начале линии.

Проекция векторов падений напряжения AE' на вещественную ось дает продольную составляющую падений напряжения, а отрезок AF — потерю напряжения.

Полагая приближенно $AE' \approx AF = \Delta U_{\phi}$, получаем фазное значение потери напряжения от начала линии до последней нагрузки:

$$\begin{aligned} \Delta U_{\phi} &= AB' + B'C' + C'D' + D'E' = \\ &= I_2 R_2 \cos \varphi_2 + I_2 X_2 \sin \varphi_2 + I_1 R_1 \cos \varphi + I_1 X_1 \sin \varphi. \end{aligned}$$

Здесь φ_2 — угол между током $i_2 = I_2$ и напряжением $U_{\phi 2}$ а φ — угол между током I_1 и тем же напряжением.

Заменяя $I \cos \varphi$ и $I \sin \varphi$ соответственно через активную и реактивную составляющие тока I_a и I_r , получаем:

$$\Delta U_{\phi} = I_{a2} R_2 + I_{r2} X_2 + I_{a1} R_1 + I_{r1} X_1,$$

или для общего случая n нагрузок:

а) для фазного значения потери напряжения

$$\Delta U_{\phi} = \sum_1^n (I_{a_i} R_i + I_{r_i} X_i);$$

б) для линейного значения потери напряжения

$$\Delta U = \sqrt{3} \sum_1^n (I_{a_i} R_i + I_{r_i} X_i).$$

} (6-20)

Следует отметить, что при определении активной и реактивной составляющих на первом участке (и аналогично для всех промежуточных участков — в общем случае) угол сдвига этого тока φ принимался относительно напряжения $U_{\phi 2}$ в конце линии, тогда как исходным при расчетах является угол φ' — относительно напряжения $U_{\phi 1}$ для конца рассматриваемого участка. Практически можно допустить, что $\varphi \approx \varphi'$, что вносит погрешность малого порядка, так как разница между φ и φ' ничтожна.

Полученную формулу (6-20) можно преобразовать для случая, когда нагрузки заданы мощностями. Подставляя значения $I_a = P_i / (\sqrt{3}U)$ и $I_r = Q_i / (\sqrt{3}U)$ для каждого участка рассматриваемой линии и принимая U (напряжение в конце участка) приблизительно равным U_n , получаем:

$$\Delta U = \sum_1^n \frac{P_i R_i + Q_i X_i}{U_n} = \sum_1^n \frac{P_i r_0 + Q_i x_0}{U_n} l_i. \quad (6-21)$$

Значения мощностей P_i и Q_i для каждого участка сети получаем последовательным суммированием соответственно активных и реактивных нагрузок, присоединенных к линии, начиная от наиболее удаленной точки и до источника питания.

В случае простой разветвленной сети трехфазного тока для определения потерь до различных точек этой сети также пользуемся

формулой (6-21), суммируя потери напряжения последовательно для каждого участка сети, учитывая их нагрузки.

Так, например, для разветвленной сети трехфазного тока с несколькими нагрузками (рис. 6-7) распределение нагрузок находим следующим образом:

$$P_1 + jQ_1 = p_1 + jq_1;$$

$$P_3 + jQ_3 = (p_1 + p'_1 + p_3) + j(q_1 + q'_1 + q_3);$$

$$P_2 + jQ_2 = (P_3 + p'_2 + p_2) + j(Q_3 + q'_2 + q_2);$$

$$P_1 + jQ_1 = (P_2 + p_1) + j(Q_2 + q_1),$$

а потерю напряжения до наиболее удаленной точки 4 определяем

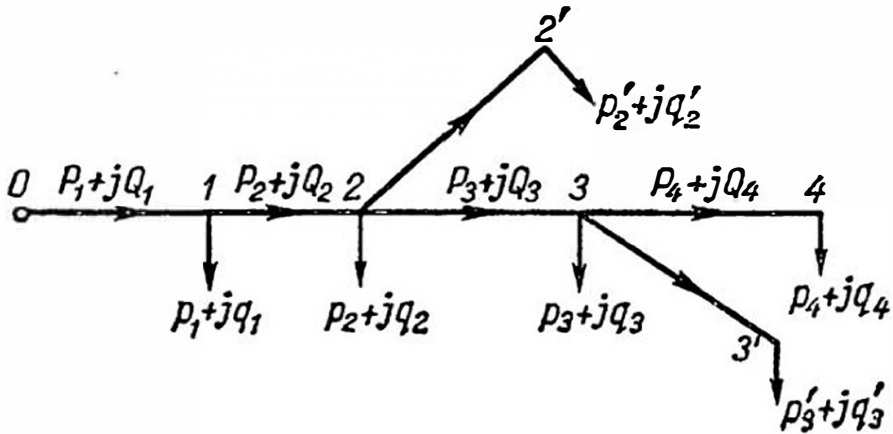


Рис. 6-7. Схема разветвленной сети

как

$$\Delta U_{0-4} = \Delta U_{0-1} + \Delta U_{1-2} + \Delta U_{2-3} + \Delta U_{3-4},$$

а до точки 2' — как

$$\Delta U_{0-2'} = \Delta U_{0-1} + \Delta U_{1-2} + \Delta U_{2-2'},$$

где ΔU_{0-1} , ΔU_{1-2} , ... — потери напряжения на соответствующих участках, определенные по формуле (6-21).

Опишем порядок расчета простых разомкнутых сетей. Все нагрузки выражают в виде мощностей в комплексном виде. Указанным выше способом находят нагрузки на участках сети. Определяют рабочие токи в каждом участке по формуле:

$$I = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3}U_{\text{н}}}.$$

Зная время использования максимума нагрузок или определяя его по формуле (4-10), находят экономическое сечение проводов, которое проверяют по нагреву. Далее определяют сопротивление $R_1 = r_0 l_1$ и $X = x_0 l_1$ для каждого участка.

Затем, пользуясь формулой (6-21), находят потерю напряжения до наиболее удаленной точки сети. Если окажется, что оно превышает допустимую величину, то сечение проводов необходимо увеличить и расчет повторить.

Рассмотрим частные случаи расчета трехфазных сетей. Для сети только с активной нагрузкой ($\cos \varphi = 1$; $Q = 0$), например для осветительной сети,

$$\Delta U = \sqrt{3} \sum_1^n I_i R_i = \frac{\sum_1^n P_i R_i}{U_{\text{н}}} \quad (6-22)$$

Если сечение проводов по всей линии одинаково, то

$$\Delta U = \sqrt{3} r_0 \sum_1^n I_i l_i = r_0 \frac{\sum_1^n P_i l_i}{U_{\text{н}}} \quad (6-23)$$

или

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \rho}{F} \sum_1^n I_i l_i = \frac{\rho \sum_1^n P_i l_i}{F U_{\text{н}}}.$$

Для тех линий переменного тока, расчет которых можно вести без учета индуктивного сопротивления ввиду его незначительности ($X \approx 0$), например: кабельные линии напряжением до 10 кВ, внутридомовая проводка и др.,

$$\Delta U = \sqrt{3} \sum_1^n I_{a_i} R_i \quad \text{или} \quad \Delta U = \frac{\sum_1^n P_i R_i}{U_{\text{н}}} \quad (6-24)$$

Если линия по всей длине имеет одинаковое сечение ($r_0 = \text{const}$) и одинаковое расположение проводов ($x_0 = \text{const}$), общая формула для определения потери напряжения приобретает следующий вид:

$$\Delta U = \sqrt{3} \left(r_0 \sum_1^n I_{a_i} l_i + x_0 \sum_1^n I_{r_i} l_i \right),$$

$$\Delta U = \frac{r_0 \sum_1^n P_i l_i + x_0 \sum_1^n Q_i l_i}{U_{\text{н}}} \quad (6-25)$$

Пример 6-2. Определить сечение проводов и потерю напряжения для линии электропередачи напряжением 35 кВ длиной 18 км с нагрузкой на конце $P = 12\,000$ кВт и $\cos \varphi = 0,8$ при времени использования максимальной нагрузки $T = 4500$ ч. Расположены провода на линии в одной плоскости, расстояние между проводами $D = 3500$ мм.

Для заданного $T = 4500$ ч экономическая плотность тока $j = 1,1$ А/мм² для алюминия.

Ток нагрузки

$$I = \frac{12\,000}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 0,8} = 248 \text{ А.}$$

Экономическое сечение проводов

$$F_3 = \frac{248}{1,1} = 225 \text{ мм}^2.$$

Принимаем провод марки АС-240. По табл. П.1-1 он имеет паружный диаметр $d = 21,6$ мм, $r_0 = 0,122$ Ом/км, а по табл. П.2-1 допустимый ток $I_{\text{доп}} = 610 \text{ А} > 248 \text{ А}$. Определяем по формуле (3-4) реактивное сопротивление провода при среднем геометрическом расстоянии между проводами $D_{\text{ср}} = 1,26 D = 1,26 \cdot 3500 = 4410$ мм:

$$x_0 = 314 \left(4,61 \lg \frac{2 \cdot 4410}{21,6} + 0,5 \right) \cdot 10^{-4} = 0,393 \text{ Ом/км.}$$

Для всей линии получаем:

$$R = 0,122 \cdot 18 = 2,20 \text{ Ом; } X = 0,393 \cdot 18 = 7,06 \text{ Ом.}$$

По формуле (6-15) определяем потерю напряжения:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 248 (2,20 \cdot 0,8 + 7,06 \cdot 0,6) = 2580 \text{ В}$$

или в процентах:

$$\Delta U_* = \frac{2580}{35000} 100 \approx 7,4\% < 8\%,$$

что допустимо.

Пример 6-3. Рассчитать линию передачи напряжением 10 кВ, схема, нагрузка в кВт и в кВ·А и длины в км которой указаны на рис. 6-8. Время использования максимальной нагрузки для потребителей 2 и 3 равно $T = 3200$ ч, а для потребителя 1 равно $T'' = 7500$ ч. Линия проектируется с алюминиевыми проводами, расположенными по вершинам равностороннего треугольника с расстоянием $D = 1500$ мм.

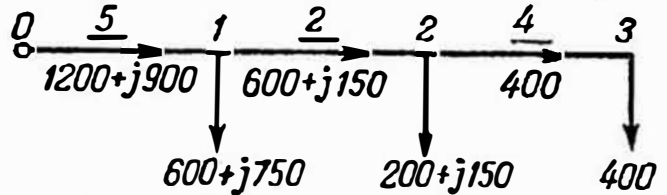


Рис. 6-8. Схема к примеру 6-3

Определяем нагрузки по участкам:

Участок	2—3	1—2	0—1
Нагрузка	400 кВт	$600 + j \cdot 150$ кВ·А	$1200 + j \cdot 900$ кВ·А

Для определения экономических сечений находим токи:

$$I_{2-3} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10} = 23 \text{ А;}$$

$$I_{1-2} = \frac{\sqrt{600^2 + 150^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 61,8 \text{ А;}$$

$$I_{0-1} = \frac{\sqrt{1200^2 + 900^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 87 \text{ А.}$$

При $T' = 3200$ ч имеем $j = 1,1$ и, следовательно, для участков 2—3 и 1—2 получаем сечения:

$$F_{2-3} = \frac{23}{1,1} = 20,9 \text{ мм}^2 \text{ принимаем провод А-25;}$$

$$F_{1-2} = \frac{61,8}{1,1} = 56 \text{ мм}^2 \text{ принимаем провод А-50.}$$

Определяем для участка 0—1 время использования максимальной нагрузки по формуле (4-10), исходя из того, что нагрузка 1 имеет $T'' = 7500$ ч:

$$T_{0-1} = \frac{P_1 T'' + P_2 T' + P_3 T'}{P_1 + P_2 + P_3} = \frac{1200 \cdot 7500 + 600 \cdot 3200 + 400 \cdot 3200}{1200 + 600 + 400} = 5500 \text{ ч}$$

Экономическая плотность тока для T_{0-1} равна $j = 1 \text{ А/мм}^2$, а сечение провода

$$F_{0-1} = \frac{87}{1} = 87 \text{ мм}^2; \text{ принимаем провод А 95.}$$

Допустимые нагрузки для выбранных проводов по табл. П. 2-1:

$$I_{0-1 \text{ доп}} = 320 \text{ А}; \quad I_{1-2 \text{ доп}} = 215 \text{ А}; \quad I_{2-3 \text{ доп}} = 135 \text{ А},$$

что значительно больше расчетных.

По табл. П. 1-1 и П. 1-3 находим сопротивления линии на 1 км для выбранных сечений проводов:

$$r_{0(0-1)} = 0,308 \text{ Ом/км}; \quad x_{0(0-1)} = 0,358 \text{ Ом/км};$$

$$r_{0(1-2)} = 0,576 \text{ Ом/км}; \quad x_{0(1-2)} = 0,379 \text{ Ом/км};$$

$$r_{0(2-3)} = 1,14 \text{ Ом/км}.$$

Сопротивления участков линии получаем:

$$R_{0-1} = 0,308 \cdot 5 = 1,54 \text{ Ом}; \quad X_{0-1} = 0,358 \cdot 5 = 1,79 \text{ Ом};$$

$$R_{1-2} = 0,576 \cdot 2 = 1,16 \text{ Ом}; \quad X_{1-2} = 0,379 \cdot 2 = 0,76 \text{ Ом};$$

$$R_{2-3} = 1,14 \cdot 4 = 4,56 \text{ Ом}.$$

Потеря напряжения до нагрузки 3 по формуле (6-21) равна:

$$\Delta U = \frac{1200 \cdot 1,54 + 900 \cdot 1,79 + 600 \cdot 1,16 + 150 \cdot 0,76 + 400 \cdot 4,56}{10} \approx 586 \text{ В}$$

или в процентах

$$\Delta U_* = \frac{586}{10000} \cdot 100 = 5,86\% < 8\%.$$

что допустимо.

Пример 6-4. Произвести расчет разветвленной сети напряжением 35 кВ,

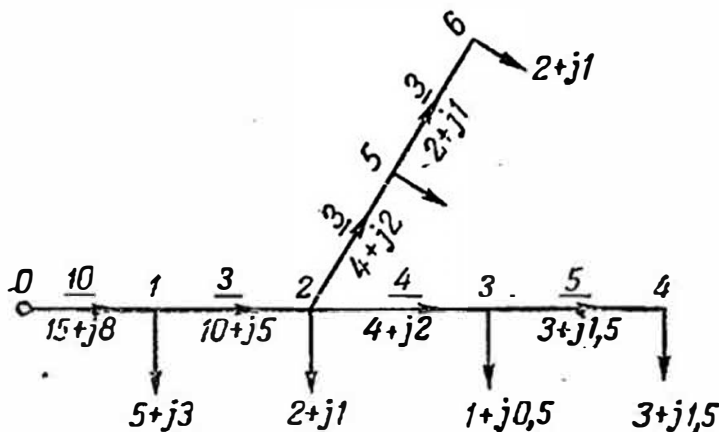


Рис. 6-9. Схема к примеру 6-4

изображенной на схеме рис. 6-9. Сеть выполняется сталеалюминевыми проводами. Нагрузки в МВ·А и длины в км указаны на схеме. Время использования максимальной нагрузки для всех потребителей находится в пределах от 3000 до 5000 ч. Расстояния между проводами 3,5 м. Расположение — треугольником.

Находим последовательным суммированием активной и реактивной нагрузок распределение нагрузок по участкам и результаты наносим на схе-

му рис. 6-9. Определяем токи на участках:

$$I_{0-1} = \frac{\sqrt{15^2 + 8^2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 280 \text{ А}; \quad I_{1-2} = \frac{\sqrt{10^2 + 5^2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 185 \text{ А};$$

$$I_{2-3} = I_{2-5} = \frac{\sqrt{4^2 + 2^2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 73,5 \text{ А};$$

$$I_{3-4} = \frac{\sqrt{3^2 + 1,5^2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 55 \text{ А}; \quad I_{5-6} = \frac{\sqrt{2^2 + 1^2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 37 \text{ А}.$$

При заданном T экономическая плотность тока $j = 1,1 \text{ А/мм}^2$, а экономическое сечение проводов по участкам:

$$F_{0-1} = \frac{280}{1,1} = 254 \text{ мм}^2; \text{ принимаем линию с проводом АС-240;}$$

$$F_{1-2} = \frac{185}{1,1} = 168 \text{ мм}^2; \text{ принимаем линию с проводом АС-185;}$$

$$F_{2-3} = F_{2-5} = \frac{73,5}{1,1} = 66,6 \text{ мм}^2; \text{ принимаем провод АС-70;}$$

$$F_{3-4} = \frac{55}{1,1} = 50 \text{ мм}^2; \text{ принимаем провод АС-50;}$$

$$F_{5-6} = \frac{37}{1,1} = 33,6 \text{ мм}^2; \text{ принимаем провод АС-35.}$$

Проверка выбранных сечений по допустимым токам (см. табл. П. 2-1) показывает, что все провода имеют большой запас.

Определяем сопротивления для выбранных проводов по табл. П. 1-1 и П. 1-3:
 АС-240: $r_0 = 0,122$, $x_0 = 0,378$; АС-185: $r_0 = 0,154$, $x_0 = 0,386$; АС-70: $r_0 = 0,42$, $x_0 = 0,417$; АС-50: $r_0 = 0,592$, $x_0 = 0,427$; АС-35: $r_0 = 0,773$, $x_0 = 0,438$.

Вычисляем потери напряжения по участкам:

$$\Delta U_{0-1} = \frac{15 \cdot 0,122 + 8 \cdot 0,378}{35} \cdot 10 = 1,39 \text{ кВ.}$$

$$\Delta U_{1-2} = \frac{10 \cdot 0,154 + 5 \cdot 0,386}{35} \cdot 3 = 0,301 \text{ кВ;}$$

$$\Delta U_{2-5} = \frac{4 \cdot 0,42 + 2 \cdot 0,417}{35} \cdot 3 = 0,215 \text{ кВ;}$$

$$\Delta U_{2-3} = \frac{4 \cdot 0,42 + 2 \cdot 0,417}{35} \cdot 4 = 0,287 \text{ кВ;}$$

$$\Delta U_{5-6} = \frac{2 \cdot 0,773 + 1 \cdot 0,438}{35} \cdot 3 = 0,170 \text{ кВ.}$$

$$\Delta U_{3-4} = \frac{3 \cdot 0,592 + 1,5 \cdot 0,427}{35} \cdot 5 = 2,346 \text{ кВ.}$$

Потеря напряжения до нагрузки 4:

$$\Delta U_{0-4} = 1,39 + 0,301 + 0,287 + 0,346 = 2,32 \text{ кВ}$$

или в процентах

$$\Delta U_{0-4} = \frac{2,32}{35} \cdot 100 = 0,64\%$$

а до нагрузки 6

$$\Delta U_{0-6} = 1,39 + 0,301 + 0,215 + 0,170 = 2,076 \text{ кВ}$$

или в процентах

$$\Delta U_{0-6} = \frac{2,076}{35} \cdot 100 = 5,13\%$$

Для обеих точек потеря напряжения получится меньше 8%, что допустимо.

6-5. Случай расчета сетей напряжением до 1000 В

Расчет сетей напряжением до 1000 В по допустимой потере напряжения в принципе не отличается от расчетов, описанных выше. Однако в ряде случаев могут быть применены более простые методы, учитывающие особенности таких сетей и характер нагрузок при этих напряжениях.

Расчет сетей без учета индуктивного сопротивления

Как указывалось в § 6-4 формула (6-22), при чисто активной нагрузке, когда $\cos \varphi = 1$, для сетей всех напряжений расчет ведут только по активному сопротивлению. Чаще всего чисто активной нагрузкой является осветительная нагрузка при напряжениях 380/220 и 220/127 В. При более высоких напряжениях обычно имеет место смешанная нагрузка с $\cos \varphi \neq 1$, и тогда индуктивное сопротивление линии следует учитывать.

Однако могут быть случаи, когда с допустимой погрешностью можно пренебрегать индуктивным сопротивлением. Так, из рассмотрения зависимостей r_0 и x_0 от сечения проводов воздушных и кабельных линий, приведенных на рис. 3-3, можно заключить, что при малых сечениях проводов воздушных линий активное сопротивление в несколько раз превосходит индуктивное. Особенно резко это сказывается на кабельных линиях, у которых абсолютные значения x_0 значительно ниже, чем у воздушных линий. Это обстоятельство дает возможность в некоторых случаях при расчетах пренебрегать индуктивным сопротивлением линий. Так, практикой подобных расчетов установлено, что погрешность не превысит 5% при пренебрежении индуктивным сопротивлением в случаях расчета:

- а) воздушных сетей при $\cos \varphi$, близком к единице;
- б) кабельных линий при $\cos \varphi$ не ниже 0,95 и при сечении жил не выше 35 мм² (по меди);
- в) внутренних сетей напряжением до 1000 В, выполненных шнуром или проводами в трубках, а также сетей сечением до 6 мм², выполненных проводом на роликах и предназначенных для питания мелких электродвигателей.

Расчет линий с равномерно распределенной нагрузкой

При расчетах уличных сетей, питающих коммунальную нагрузку, уличного освещения или линий в цехах с большим количеством одинаковых электродвигателей, часто встречаются случаи равномерно распределенной нагрузки, т. е. такой нагрузки, когда приемники одинаковой мощности расположены на одинаковых расстояниях друг от друга. В большинстве практических случаев приходится иметь дело с чисто активной равномерно распределенной нагрузкой (например, осветительной), поэтому рассмотрим метод расчета по потере напряжения трехфазной линии, имеющей одинаковое сечение проводов по всей длине с чисто активной нагрузкой (см. рис. 6-10).

Нагрузки линии на единицу длины в амперах обозначим через i . Нагрузка, питающаяся от линии на бесконечно малом отрезке dl , расположенном на переменном расстоянии l от начала линии, будет idl . Потеря напряжения, которая создается этим током на длине линии l при ее сопротивлении r_0 , будет

$$d(\Delta U) = \sqrt{3} (idl) r_0 l.$$

Потерю напряжения на всей длине L рассматриваемой линии найдем суммированием бесконечно малых значений $d(\Delta U)$ в пределах от 0 до L , т. е.

$$\Delta U = \sqrt{3} r_0 i \int_0^L l dl = \sqrt{3} r_0 i \frac{L^2}{2}. \quad (6-26)$$

Суммарная нагрузка на всей линии длиной L равна:

$$I = iL, \text{ откуда } i = \frac{I}{L},$$

следовательно,

$$\Delta U = \sqrt{3} r_0 I \frac{L}{2}. \quad (6-27)$$

Из этой формулы видно, что *равномерно распределенную нагрузку можно заменить суммарной сосредоточенной нагрузкой, приложенной в середине рассматриваемой линии.*

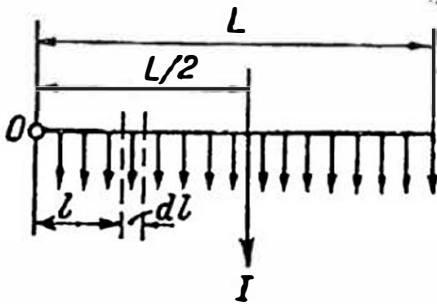


Рис. 6-10. Схема линии с равномерно распределенной нагрузкой

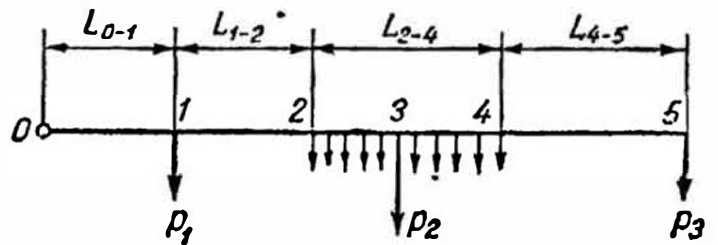


Рис. 6-11. Схема линии с равномерно распределенными и сосредоточенными нагрузками

Если расчет ведется в мощностях и ρ — активная нагрузка на единицу длины, $\rho = iU\sqrt{3}$, а $P = IU\sqrt{3}$, где полная нагрузка $P = \rho L$, то

$$\Delta U = r_0 \frac{\rho L^2}{U \cdot 2} = r_0 \frac{PL}{U \cdot 2}. \quad (6-28)$$

Полученным правилом замены равномерно распределенной нагрузки, суммарной можно пользоваться в более сложных случаях, когда например, равномерная нагрузка имеется только на каком-то ограниченном участке линии, а к остальным участкам присоединена сосредоточенная нагрузка. Например, у линии, изображенной на рис. 6-11 и имеющей две сосредоточенные нагрузки ρ_1 и ρ_3 в точках 1 и 3 и равномерно распределенную нагрузку ρ на участке 2—4, заменим последнюю нагрузку P сосредоточенной нагрузкой $\rho_2 = \rho L_{2-4}$, и приложенной в точке 3 в середине участка 2—4, и после этого расчет будем вести по формуле:

$$\Delta U = \frac{r_0}{U} \left[\rho_3 \left(L_{4-5} + \frac{L_{2-4}}{2} \right) + (\rho_2 + \rho_3) \left(L_{1-2} + \frac{L_{2-4}}{2} \right) + (\rho_1 + \rho_2 + \rho_3) L_{0-1} \right].$$

Расчет неполнофазных сетей

Сети трехфазного тока напряжением 380 и 220 В, используемые для присоединения осветительной нагрузки, обычно проектируются с нулевым проводом. Нулевой провод служит для присоединения осветительных электроприемников на фазное напряжение, а также в качестве уравнительного провода для токов несимметрии, возникающих при неодинаковой нагрузке фаз.

Проектирование трехфазных сетей для осветительной нагрузки все же ведут таким образом, чтобы нагрузка была распределена равномерно между всеми тремя фазами, и поэтому расчет такой сети с достаточной точностью можно вести, как для симметричной трехфазной системы, описанными выше методами.

Однако в практике часто случается, что от магистральной трехфазной линии с нулевым проводом необходимо сделать ответвления к потребителям небольшой мощности, для которых осуществлять линии тремя фазами с нулевым проводом нецелесообразно. Это встречается, например, когда сечения проводов, определенные по потере напряжения, получаются меньше минимальных сечений, разрешаемых для воздушных линий по механической прочности.

В таких случаях для экономии проводниковых материалов целесообразно ответвления выполнять двумя фазными проводами с нулевым проводом (двухфазное ответвление; рис. 6-12, а) или одним фазным и одним нулевым проводами (однофазное ответвление; рис. 6-12, б). Указанные линии на ответвлениях являются несимметричными и носят название неполнофазных.

Рассмотрим методы расчета таких линий. Предположим, что имеется двухфазное ответвление от трехфазной четырехпроводной линии с активной (осветительной) нагрузкой, присоединенной к фазам В и С и по размеру величины одинаковой:

$$I_B = I_C = I.$$

Векторная диаграмма напряжений, соответствующая этому случаю, изображена на рис. 6-13. Здесь $OA = OB = OC = U_A = U_B = U_C = U_\phi$ — фазные напряжения в начале ответвления. Обозначая сопротивления фазных проводов ответвления через $R_B = R_C = R$ (сечения их принимаем одинаковыми), а нулевого провода через R_0 , получаем падения напряжения в фазных проводах $\Delta U_\phi = IR$, а в нулевом $\Delta U_0 = I_0 R_0$, где I_0 — ток в нулевом проводе, равный геометрической сумме токов I_B и I_C с обратным знаком:

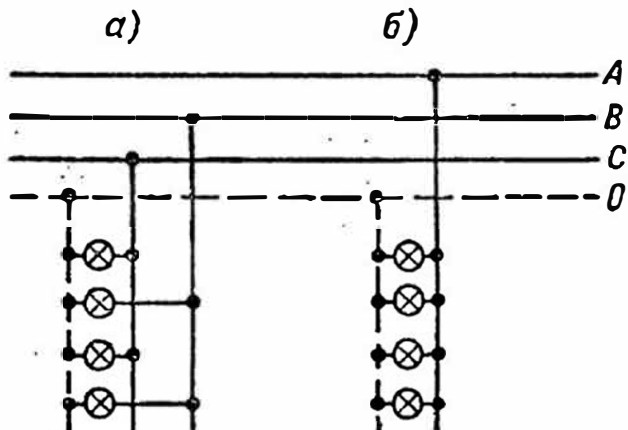


Рис. 6-12. Ответвления от четырехпроводной сети: а — двухфазное; б — однофазное

$\dot{I}_B + \dot{I}_C = -I_0$ (см. векторную диаграмму на рис. 6-14). Векторы падений напряжения BB' и CC' , по абсолютной величине равные между собой, направлены одинаково с соответствующими токами и, как видно из диаграммы, совпадают по направлению с соответствующими фазными напряжениями OB и OC . Ток в нулевом проводе I_0 (при токах в фазах I_B и I_C , равных друг другу по абсолютной величине и расположенных под углом около 120°) направлен по одной прямой с вектором напряжения $U_A = OA$, но в противоположную сторону, а соответствующее падение напряжения ΔU_0 изобразится вектором OO' , также совпадающим с вектором U_A по направлению. Таким образом, у точки присоединения нагрузки ответвления будем иметь диаграмму напряжений, изображаемую векторами $O'A$, $O'B'$ и $O'C'$, смещенными относительно векторов на-

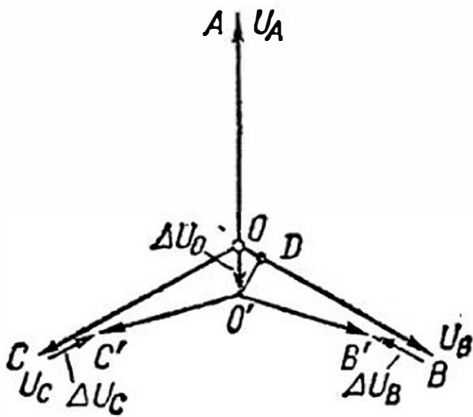


Рис. 6-13. Векторная диаграмма напряжений для двухфазного ответвления

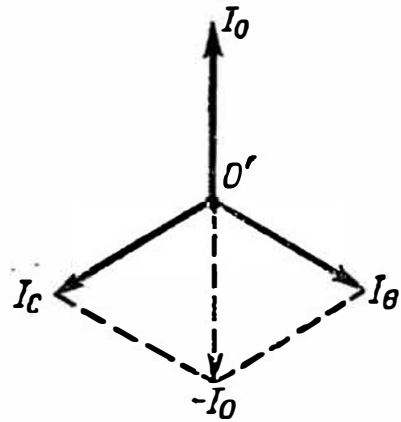


Рис. 6-14. Векторная диаграмма токов для двухфазного ответвления

пряжения в начале ответвления OA , OB и OC на соответствующие величины падений напряжения. При этом напряжения на фазах B и C уменьшались, а на фазе A (где нагрузка отсутствует) — увеличились. Нейтраль сети вследствие падения напряжения в нулевом проводе смещается из точки O в точку O' .

Как видно из диаграммы токов, ток в нулевом проводе по абсолютному значению равен току в фазе, так как треугольник векторов токов близок к равностороннему; поэтому сечение нулевого провода на ответвлении следует выбрать одинаковым с сечением фазного, т. е. $R_0 = R_B = R_C = R$.

Определим потерю напряжения в фазе B :

$$\Delta U_B = \overline{OB} - \overline{O'B'} \approx \overline{OB} - \overline{B'D} = \overline{OD} + \overline{BB'}.$$

Так как $\overline{BB'} \approx I_B R_B$, а $\overline{OD} \approx \overline{OO'} \cos 60^\circ = I_0 R_0 \cos 60^\circ$, то

$$\Delta U_B = I_B R_B + 0,5 I_0 R_0 = 1,5 I R.$$

В фазе C потеря напряжения будет такой же, поэтому окончательная формула для определения потери напряжения будет такова:

$$\Delta U_\phi = 1,5 I R = 1,5 I \frac{\rho l}{F}, \quad (6-29)$$

где l — длина ответвления.

Для нескольких нагрузок

$$\Delta U_{\phi} = \frac{1,5\rho}{F} \sum_1^n I_i l_i. \quad (6-30)$$

Если нагрузки заданы мощностью P (на две фазы)

$$I = \frac{P}{2U_{\phi}} = \frac{\sqrt{3}P}{2U},$$

то формула для расчета потери напряжения будет иметь следующий вид:

$$\Delta U_{\phi} = \frac{0,75 \sqrt{3} \rho}{FU} \sum_1^n P_i l_i. \quad (6-31)$$

Для однофазного ответвления (рис. 6-12, б) потерю напряжения определяют по формулам (6-5) и (6-9):

$$\Delta U_{\phi} = \frac{2\rho}{F} \sum_1^n I_i l_i \text{ и } \Delta U_{\phi} = \frac{2\rho}{FU_{\phi}} \sum_1^n P_i l_i.$$

Подставив линейное напряжение $U = \sqrt{3} U_{\phi}$, получим

$$\Delta U_{\phi} = \frac{2\rho \sqrt{3}}{FU} \sum_1^n P_i l_i. \quad (6-32)$$

Для оценки допустимости отклонения напряжения, полученного для последней точки ответвления, необходимо к найденной по приведенным выше формулам потере напряжения прибавить потери на предшествующих участках магистральной линии от источника питания до начала ответвления.

Пример 6-5. Рассчитать по потере напряжения осветительную сеть напряжением 380/220 В поселка. Схема сети с указанием длин в метрах и нагрузок

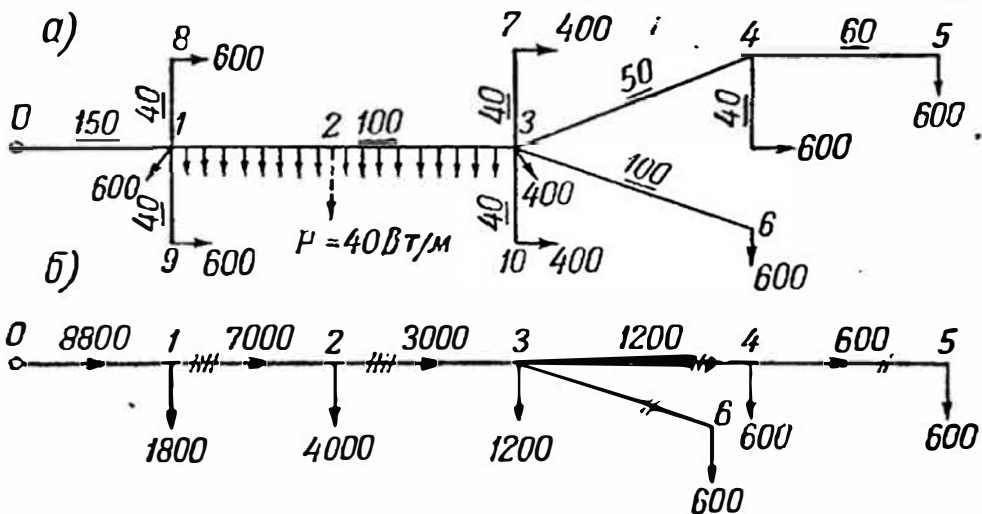


Рис. 6-15. Схема к примеру 6-5

зок в ваттах приведена на рис. 6-15, а. На участке 1—3 нагрузка от уличного освещения — равномерная трехфазная. Магистральная линия на участке 0—3 — четырехпроводная, выполнена проводом А-16; ответвление 3—4 — двухфазное, с нулевым проводом; остальные ответвления — однофазные, из медных

проводов М-6 (сечение проводов принято минимальным по механической прочности).

Распределяем нагрузку по фазам таким образом, чтобы на магистральной линии фазы были загружены одинаково (рис. 6-16). Равномерную нагрузку на участке 1—3 заменяем сосредоточенной, присоединенной в середине участка в точке 2; размер ее величины

$$P_2 = \rho l_{1-2} = 40 \cdot 100 = 4000 \text{ Вт.}$$

Находим распределение нагрузок по участкам сети и наносим на упрощенную расчетную схему рис. 6-15, б. Потеря напряжения на трехфазном участке 0—3 по формуле (6-23) составит:

$$\Delta U_{0-3} = \frac{\rho \sum_1^n P_i l_i}{FU} = \frac{28,8 \cdot 10^{-3}}{16 \cdot 380} (8800 \cdot 150 + 7000 \cdot 50 + 3000 \cdot 50) = 8,65 \text{ В,}$$

где $\rho = 28,8 \cdot 10^{-3} \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ — удельное сопротивление алюминиевого провода.

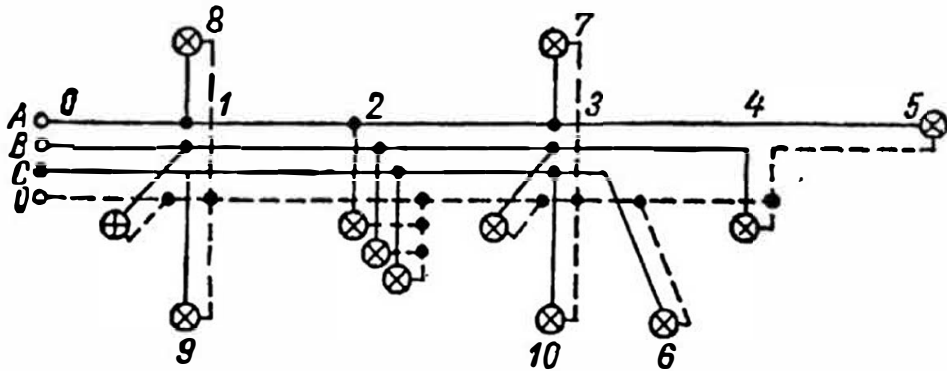


Рис. 6-16. Схема распределения нагрузок по фазам (к примеру 6-5)

Потеря напряжения на двухфазном участке 3—4 по формуле (6-31) при $\rho = 18,0 \cdot 10^{-3}$ для медного провода составит:

$$\Delta U_{\phi 3-4} = \frac{0,75 \sqrt{3} \rho}{FU} \sum_1^n P_i l_i = \frac{0,75 \sqrt{3} \cdot 18,0 \cdot 10^{-3}}{6 \cdot 380} \cdot 1200 \cdot 50 = 0,616 \text{ В.}$$

Потеря напряжения на однофазном ответвлении 4—5 по формуле (6-32) равна:

$$\Delta U_{\phi 4-5} = \frac{2 \sqrt{3} \rho}{FU} \sum_1^n P_i l_i = \frac{2 \sqrt{3} \cdot 18,0 \cdot 10^{-3}}{6 \cdot 380} \cdot 600 \cdot 60 = 0,98 \text{ В.}$$

Аналогично на участке 3—6

$$\Delta U_{\phi 3-6} = \frac{2 \sqrt{3} \cdot 18,0 \cdot 10^{-3}}{6 \cdot 380} \cdot 600 \cdot 100 = 1,65 \text{ В.}$$

Полная потеря напряжения до точки 5 составит:

$$\Delta U_{0-5} = 8,65 + (0,616 + 0,98) \sqrt{3} = 11,77 \text{ В или } \frac{11,77}{380} \cdot 100 = 3,1\%.$$

Полная потеря напряжения до точки 6 равна:

$$\Delta U_{0-6} = 8,65 + 1,65 \sqrt{3} = 11,5 \text{ В или } \frac{11,5}{380} \cdot 100 = 3,02\%.$$

В обоих случаях потеря напряжения до ввода в дом получается допустимой, так как не превышает 3,5—5%. Для остальных ответвлений потерю напряжения не проверяем, так как она будет еще меньше полученных выше.

6-6. Расчет сетей со стальными проводами

Очень часто в сельских сетях, питающих небольшие населенные пункты или железнодорожные объекты (например, линии автоблокировки), а также в других сетях местного значения с малой плотностью нагрузки провода из цветного металла используются недостаточно. Это получается, когда сечение медного или алюминиевого провода выбирают не по потере напряжения или допустимому току нагрузки, а по механической прочности и завышают до минимального разрешаемого сечения для воздушных линий.

Так, для воздушных линий напряжением 6 кВ ПУЭ допускают минимальное сечение алюминиевых проводов А-25 (см. табл. 2-1).

Предположим, например, что по линии напряжением 6 кВ необходимо передать на расстояние 12 км мощность $P = 50$ кВт при $\cos \varphi = 0,8$ ($Q = 37,5$ квар). При $r_0 = 1,14$ Ом/км и $x_0 = 0,377$ Ом/км (по табл. П. 1-1 и П.1-3) для провода А-25 получаем потерю напряжения, выраженную в процентах,

$$\Delta U = \frac{12 \cdot (50 \cdot 1,14 + 37,5 \cdot 0,377)}{6 \cdot 6000} \cdot 110 \approx 2,4\%,$$

что значительно меньше 10%, допустимых для сетей сельского назначения. Мы видим, что принятый минимально возможный по механическим соображениям провод А-25 использован весьма мало, так как в данном случае по допустимой потере напряжения мог бы быть применен алюминиевый провод сечением 6 мм². Так как это невозможно, то в подобных случаях целесообразно алюминиевые провода заменять стальными, имеющими большую механическую прочность, но более низкие электрические характеристики.

Применение стальных проводов позволяет снизить затраты на сооружение линии и, главное, заменить дефицитный провод из цветного металла стальным, менее дефицитным.

Расчет сетей со стальными проводами выполняют в такой последовательности: определяют расчетные токи участков линии, затем намечают для каждого участка один или два возможных варианта сечений проводов (однопроводных или многопроводных), выбирая их по приложению 2 (табл. П.2-1) допустимых токов по нагреву.

Далее определяют сопротивления r_0 и $x_0 = x'_0 + x''_0$ для каждого участка, пользуясь приложением 1 (табл. П.1-6 и П.1-7).

Активное сопротивление r_0 и внутреннее реактивное сопротивление x''_0 определяют в зависимости от величины тока, протекающего по данному участку, а внешнее реактивное сопротивление x'_0 — в зависимости от геометрических размеров линии.

После этого определяют потерю напряжения по формуле:

$$\Delta U = \sum_1^n \frac{P_i r_0 l_i + Q_i (x'_0 + x''_0) l_i}{U_n} \quad (6-33)$$

и ответ сравнивают с допустимой потерей.

Следует отметить, что сечения стальных проводов, выбранные по допустимым токам нагрузки, приводят, как правило, к чрезмерно большим потерям напряжения. Убедившись в этом, увеличивают намеченные сечения и вновь проверяют потери напряжения. Окончательный выбор сечения проводов достигается рядом последовательных приближений.

Выбор стальных проводов по экономической плотности тока не практикуется.

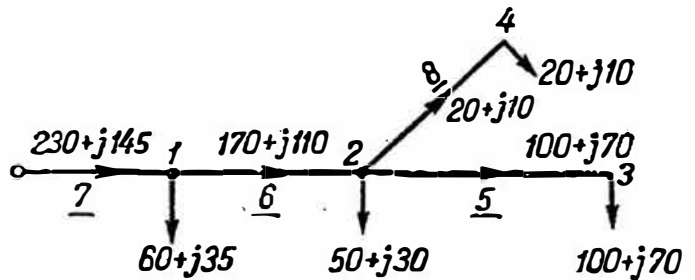


Рис. 6-17. Схема к примеру 6-6

Пример 6-6. Произвести расчет сети напряжением 10 кВ, изображенной на схеме рис. 6-17, где нагрузки — кВт и квар, длины — км. Расстояние между проводами $D = 1250$ мм, расположение — по треугольнику.

Находим распределение нагрузок по участкам сети и наносим его на схему. Предварительно задаемся сечением линий: на наиболее загруженном участке 0—3 принимаем провод ПС-35, а на ответвлении 2—4 — провод ПСО-5. Определяем токи по участкам:

$$I_{0-1} = \frac{\sqrt{230^2 + 145^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 15,7 \text{ А}; \quad I_{1-2} = \frac{\sqrt{170^2 + 110^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 11,6 \text{ А};$$

$$I_{2-3} = \frac{\sqrt{100^2 + 70^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 7,05 \text{ А}; \quad I_{2-4} = \frac{\sqrt{20^2 + 10^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1,3 \text{ А}.$$

Допустимые нагрузки для принятых проводов ПС-35 и ПСО-5 составляют (по табл. П. 2-1) соответственно 75 и 35 А, что намного превышает расчетные значения.

Определяем по табл. П.1-6 и П.1-7 сопротивления Ом/км на участках линии в зависимости от токов нагрузки:

Участок	0—1	1—2	2—3	2—4
r_0	4,10	3,90	3,73	7,90
x_0	0,76	0,60	0,46	2,13

Внешнее сопротивление составляет: 0,361 Ом/км для провода ПС-35 и 0,389 Ом/км для провода ПСО-5 (табл. П.1-5).

Находим потерю напряжения по формуле (6-33):
на участке 0—2

$$\Delta U_{0-2} = \frac{1}{10} [230 \cdot 4,1 \cdot 3 + 170 \cdot 3,9 \cdot 6 + 145 (0,76 + 0,361) \cdot 3 + 110 (0,6 + 0,361) \cdot 6] = 792,2 \text{ В};$$

на участке 2—3

$$\Delta U_{2-3} = \frac{1}{10} [100 \cdot 3,73 \cdot 5 + 70 (0,46 + 0,361) \cdot 5] = 215,8 \text{ В};$$

на ответвлении 2—4

$$\Delta U_{2-4} = \frac{1}{10} [20 \cdot 7,9 \cdot 8 + 10 \cdot (2,13 + 0,389) \cdot 8] = 146,1 \text{ В.}$$

Полная потеря напряжения составляет:
до нагрузки 3

$$\Delta U_{0-3} = 792,2 + 215,8 = 1008,0 \text{ В или } \frac{1008}{10000} \cdot 100 \approx 10\%;$$

до нагрузки 4

$$\Delta U_{0-4} = 792,2 + 146,1 = 938,3 \text{ В или } \frac{938,3}{10000} \cdot 100 = 9,4\%.$$

что для сельских сетей допустимо.

6-7. Определение сечений проводников электрической сети по допустимой потере напряжения

Для расчета линий переменного тока с проводами из цветного металла, сечение которых определяется только величиной потери напряжения, существует ряд методов, позволяющих сразу находить нужное сечение проводов линии по заданной величине допустимой потери напряжения аналогично тому, как вычисляют, например, сечение проводов для линий постоянного тока по формулам, приведенным в § 6-2.

Так, для линий переменного тока, расчет которых ведется без учета реактивного сопротивления, сечение проводов определяется по формуле:

$$F = \frac{\rho \sum_1^n P_i l_i}{\Delta U_{\text{доп}} U_{\text{н}}}, \quad (6-34)$$

легко получаемой из формулы (6-24) после подстановки в нее $R = \rho l / F$ и $\Delta U = \Delta U_{\text{доп}}$.

Для линий переменного тока с реактивным сопротивлением задача усложняется. В этом случае допустимая потеря напряжения представляется преобразованной формулой (6-21):

$$\Delta U_{\text{доп}} = \sum_1^n \frac{P_i l_i r_0 + Q_i l_i x_0}{U_{\text{н}}},$$

где $r_0 = \rho / F$, а $x_0 = \omega \left(4,6 \lg \frac{D}{d/2} + 0,5 \right) \cdot 10^{-4}$ Ом/км.

Определить величину F в зависимости от $\Delta U_{\text{доп}}$ из этих выражений трудно, так как диаметр провода d , зависящий от сечения, входит в выражение реактивного сопротивления под знаком логарифма.

Поэтому в основу всех предлагаемых методов определения F по $\Delta U_{\text{доп}}$ положено то обстоятельство, что, как было показано на рис. 3-3, величина реактивного сопротивления линии x_0 на 1 км изменяется в зависимости от сечения провода незначительно.

Так, для воздушных линий оно колеблется в пределах от 0,36 до 0,46 Ом/км, для кабелей напряжением 6—10 кВ — от 0,06 до 0,09 Ом/км, для кабелей напряжением 35 кВ — от 0,11 до 0,13 Ом/км и т. д.

Формулу для $\Delta U_{\text{доп}}$ представляют в виде двух слагаемых:

$$\Delta U_{\text{доп}} = \sum_1^n \frac{P_i l_i r_0}{U_{\text{н}}} + \sum_1^n \frac{Q_i l_i x_0}{U_{\text{н}}} = \Delta U_{\alpha \text{ доп}} + \Delta U_r, \quad (6-35)$$

где $\Delta U_{\alpha \text{ доп}} = \sum_1^n \frac{P_i l_i r_0}{U_{\text{н}}}$ — допустимая потеря напряжения, обус-

ловленная активным сопротивлением; $\Delta U_r = \sum_1^n \frac{Q_i l_i x_0}{U_{\text{н}}}$ — потеря

напряжения, обусловленная реактивным сопротивлением.

Предварительно принимают x_0 равным средней величине реактивного сопротивления линии. Например, для воздушной линии $x_0 \approx 0,38$ Ом/км, для кабельной линии напряжением до 10 кВ $x_0 \approx 0,07$ Ом/км, для кабельной линии напряжением до 35 кВ $x_0 \approx 0,12$ Ом/км.

Определяют по этому значению $\Delta U_r = \sum_1^n \frac{Q_i l_i x_0}{U_{\text{н}}}$ и из формулы (6-35) находят допустимую потерю напряжения, обусловливаемую активным сопротивлением:

$$\Delta U_{\alpha \text{ доп}} = \Delta U_{\text{доп}} - \Delta U_r. \quad (6-36)$$

Так получают $\Delta U_{\alpha \text{ доп}}$, зависящую только от активного сопротивления проводов, по которой далее и определяют сечение линии.

Рассмотрим несколько методов определения сечения по допустимой потере напряжения.

Определение сечения проводника при $F = \text{const}$ вдоль линии

Часто из практических соображений для однотипности проектируемой линии в конструктивном отношении применяют на всей ее длине провод одинаковой марки и сечения. Это упрощает заготовку деталей опор, проводов и способствует лучшему использованию строительной длины провода (уменьшает остатки провода на барабанах).

В этом случае, когда $F = \text{const}$ по всей длине рассматриваемой линии, определение сечения провода по допустимой потере напряжения весьма упрощается.

По величине $\Delta U_{\alpha \text{ доп}}$ из формулы (6-35), равной

$$\Delta U_{\alpha \text{ доп}} = r_0 \sum_1^n \frac{P_i l_i}{U_{\text{н}}} = \frac{\rho}{F U_{\text{н}}} \sum_1^n P_i l_i,$$

находят искомое сечение

$$F = \frac{\rho}{\Delta U_{a \text{ доп}} U_H} \sum_1^n P_i l_i. \quad (6-37)$$

Полученное сечение провода округляют до стандартного, определяют для него по справочным таблицам r_0 и x_0 , после чего поверочным расчетом определяют действительную потерю напряжения Π , если она превышает допустимую, принимают сечение на ступень выше.

Поверочного расчета можно не делать, если сечение округлено до ближайшего большего значения, а действительное x_0 для этого провода меньше предварительно принятого среднего значения. Окончательно выбранное сечение провода должно быть проверено по нагреву токами нагрузки.

Определение сечения по условию минимальной затраты проводникового материала

Нагрузка линии, имеющей несколько потребителей, по мере удаления от источника питания уменьшается. Поэтому применение на такой линии проводов одинакового сечения, хотя и приносит практические удобства, но не всегда выгодно экономически. Ведь

при этом провод в начале линии будет перегружен, а в конце ее недогружен, что приведет в первом случае к повышенным потерям, а во втором — к перерасходу цветного металла.

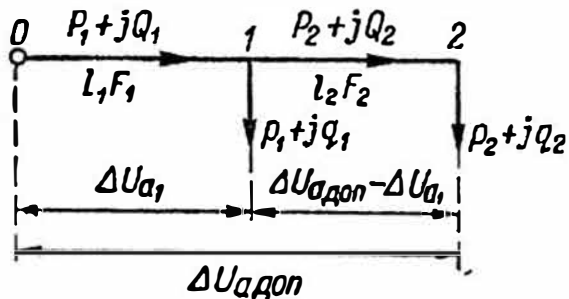


Рис. 6-18. Схема сети с двумя нагрузками

Учитывая сказанное, попытаемся определить, как должны убывать сечения проводов по мере удаления от источника питания, чтобы соблюсти заданную допустимую потерю напряжения и обеспечить максимальную экономию цветного металла.

Рассмотрим простейший случай линии с двумя нагрузками, схема которой изображена на рис. 6-18. На схеме показаны параметры линии, нагрузки, а также потери напряжения, обусловленные активными сопротивлениями ΔU_{a1} (на первом участке) и $\Delta U_{a \text{ доп}} - \Delta U_{a1}$ (на втором участке), причем $\Delta U_{a \text{ доп}}$ — допустимая потеря напряжения на всей линии, определяемая по формуле (6-36).

Задача заключается в том, чтобы определить сечение проводов F_1 и F_2 на участках при заданной величине $\Delta U_{a \text{ доп}}$ и при минимальной затрате цветного металла.

Эти сечения равны:

$$F_1 = \frac{\rho P_1 l_1}{\Delta U_{a1} U_H}; \quad F_2 = \frac{\rho P_2 l_2}{(\Delta U_{a \text{ доп}} - \Delta U_{a1}) U_H}.$$

Объем металла, затрачиваемого для трех фаз линии при этих сечениях,

$$V = 3F_1 l_1 + 3F_2 l_2 = \frac{\rho \cdot 3P_1 l_1^2}{\Delta U_{a1} U_{II}} + \frac{\rho \cdot 3P_2 l_2^2}{(\Delta U_{a \text{ доп}} + \Delta U_{a1}) U_{II}}.$$

Здесь все величины заданы и являются постоянными, за исключением потери напряжения ΔU_{a1} на первом участке. Изменяя эту величину, получим различные значения объема затрачиваемого металла.

Для определения минимальной величины объема металла необходимо определить первую производную от величины V (зависящей от F) по переменной ΔU_{a1} и приравнять ее нулю:

$$\frac{dV}{d(\Delta U_{a1})} = -\frac{\rho \cdot 3P_1 l_1^2}{(\Delta U_{a1})^2 U_{II}} + \frac{\rho \cdot 3P_2 l_2^2}{(\Delta U_{a \text{ доп}} - \Delta U_{a1})^2 U_{II}} = 0.$$

Отсюда

$$\frac{\rho P_1 l_1^2}{(\Delta U_{a1})^2 U_{II}} = \frac{\rho P_2 l_2^2}{(\Delta U_{a \text{ доп}} - \Delta U_{a1})^2 U_{II}}.$$

Умножив числитель и знаменатель левой части уравнения на P_1 , а правой на P_2 и, кроме того, левую и правую части на ρ/U_{II} , получим:

$$\frac{1}{P_1} \left[\frac{\rho^2 P_1 l_1^2}{(\Delta U_{a1})^2 U_{II}^2} \right] = \frac{1}{P_2} \left[\frac{\rho^2 P_2 l_2^2}{(\Delta U_{a \text{ доп}} - \Delta U_{a1})^2 U_{II}^2} \right].$$

Так как выражения в скобках равны соответственно F_1^2 и F_2^2 , то

$$\frac{F_1^2}{P_1} = \frac{F_2^2}{P_2},$$

или

$$\boxed{\frac{F_1}{\sqrt{P_1}} = \frac{F_2}{\sqrt{P_2}} = k_P} \quad (6-38)$$

Таким образом, для получения минимальных затрат проводникового материала необходимо сечения на участках принимать пропорциональными корню квадратному из активных нагрузок на этих участках. Разумеется, этот вывод можно распространить на любое количество участков.

Величина $k_P = F/\sqrt{P}$ является постоянной для данной линии и может быть определена в зависимости от допустимой потери напряжения, обусловленной активным сопротивлением:

$$\Delta U_{a \text{ доп}} = \frac{\rho}{U_{II}} \sum_1^n \frac{P_i l_i}{F} = \frac{\rho}{U_{II}} \sum_1^n \frac{\sqrt{P_i}}{F} \sqrt{P_i} l_i = \frac{\rho \sum_1^n \sqrt{P_i} l_i}{U_{II} k_P},$$

отсюда

$$\boxed{k_P = \frac{\rho}{\Delta U_{a \text{ доп}} U_{II}} \sum_1^n \sqrt{P_i} l_i} \quad (6-39)$$

Зная k_p , легко определить сечение провода для каждого участка линии:

$$F = k_p \sqrt{P}. \quad (6-40)$$

Расчет линий рассмотренным методом начинают с распределения активных и реактивных нагрузок по участкам. Потом задаются средним значением x_0 и определяют ΔU_r по формуле:

$$\Delta U_r = \frac{\sum_1^n Q_i l_i x_0}{U_H}.$$

Затем находят $\Delta U_{n \text{ доп}}$ по формуле (6-36) и k_p — по формуле (6-39).

Сечения проводов для каждого участка, подсчитанные по формуле (6-40), округляют до ближайшего стандартного сечения, после чего в случае необходимости производят поверочный расчет потери напряжения при действительных величинах r_0 и x_0 для каждого участка, а также проверяют выбранные сечения по нагреву рабочим током.

Определение сечения по условию минимума потерь мощности

Выше был показан путь к минимальному расходованию металла на линии, однако выбранные этим методом сечения проводов не обеспечивают минимальных потерь мощности.

Рассмотрим условия выбора сечения линии, исходя из требования минимальных потерь мощности.

Из формулы (1-1) потери мощности в линии, изображенной на рис. 6-18, будут

$$\Delta P = \frac{S_1^2}{U_H^2} R_1 + \frac{S_2^2}{U_H^2} R_2 = \frac{S_1^2}{U_H^2} \cdot \frac{\rho l_1}{F_1} + \frac{S_2^2}{U_H^2} \cdot \frac{\rho l_2}{F_2}, \quad (6-41)$$

где $R_1 = \rho l_1 / F_1$ и $R_2 = \rho l_2 / F_2$ — активные сопротивления соответственно первого и второго участков.

Обозначим объем металла одной фазы линии на всей ее длине через V , а на первом ее участке — через V_1 ; тогда $F_1 = V_1 / l_1$, а $F_2 = (V - V_1) / l_2$. Подставим эти значения в формулу (6-41):

$$\Delta P = \frac{S_1^2}{U_H^2} \cdot \frac{\rho l_1^2}{V_1} + \frac{S_2^2}{U_H^2} \cdot \frac{\rho l_2^2}{V - V_1}.$$

Для получения минимума потерь необходимо взять первую производную от ΔP по переменной величине V_1 (зависящей от сечения) и приравнять нулю:

$$\frac{d(\Delta P)}{dV_1} = -\frac{S_1^2}{U_H^2} \cdot \frac{\rho l_1^2}{V_1^2} + \frac{S_2^2 \rho l_2^2}{U_H^2 (V - V_1)^2} = 0.$$

Отсюда

$$\frac{S_1^2 l_1^2}{V_1^2} = \frac{S_2^2 l_2^2}{(V - V_1)^2}.$$

Так как $V_1 = F_1 l_1$, а $(V - V_1) = F_2 l_2$, то

$$\frac{S_1^2 l_1^2}{F_1^2 l_1^2} = \frac{S_2^2 l_2^2}{F_2^2 l_2^2}$$

или

$$\frac{S_1}{F_1} = \frac{S_2}{F_2}$$

Заменяя $S_1 = \sqrt{3} U_n I_1$ и $S_2 = \sqrt{3} U_n I_2$, где I_1 и I_2 — токи на участках 1 и 2, получаем:

$$\frac{I_1}{F_1} = \frac{I_2}{F_2} = j_{\Delta P} = \text{const.} \quad (6-42)$$

Следовательно, условием минимальных потерь в линии является постоянство плотности тока на всех участках.

Величину плотности тока, соответствующую минимуму потерь, определяют по допустимой потере напряжения $\Delta U_{a \text{ доп}}$, обусловленной активным сопротивлением:

$$\Delta U_{a \text{ доп}} = \frac{\rho}{U_n} \sum_1^n \frac{P_i l_i}{F} = \frac{\rho}{U_n} \sum_1^n \frac{\sqrt{3} U_n l_i \cos \varphi_i l_i}{F}$$

или

$$\Delta U_{a \text{ доп}} = \sqrt{3} \rho \sum_1^n \frac{l_i \cos \varphi_i l_i}{F}$$

Так как по условию $I/F = j_{\Delta P} = \text{const}$, то, вынося ее за знак суммы, получаем

$$\Delta U_{a \text{ доп}} = \sqrt{3} \rho j_{\Delta P} \sum_1^n (\cos \varphi_i) l_i,$$

откуда

$$j_{\Delta P} = \frac{\Delta U_{a \text{ доп}}}{\sqrt{3} \rho \sum_1^n (\cos \varphi_i) l_i} \quad (6-43)$$

Зная плотность тока, соответствующую минимуму потерь, получаем сечение на каждом участке:

$$\boxed{F = \frac{I}{j_{\Delta P}}}, \quad (6-44)$$

где I — ток, протекающий по данному участку.

Ход расчета в общих чертах повторяет ранее описанные методы. Задаются средним значением x_0 , определяют ΔU_r и $\Delta U_{a \text{ доп}}$. Зная $\Delta U_{a \text{ доп}}$, находят по формуле (6-43) $j_{\Delta P}$ и, наконец, по формуле (6-44)

определяют сечение F для каждого участка, которые округляют; в случае необходимости прделывают поверочные расчеты.

Определение сечения проводов по допустимой потере напряжения применимо к линиям местных сетей, неподлежащих расчету по экономической плотности тока, и в тех случаях, когда плотность тока в них превышает экономическую (см. § 4-6).

Оценка методов

Методы определения сечения проводов электрических сетей по минимуму расхода проводникового материала и по минимуму потерь мощности дают более экономичные решения, нежели те, которые получаются при выборе одинакового сечения по всей длине линии.

Первый из упомянутых методов экономит капитальные затраты и соответствующие составляющие эксплуатационных расходов, зависящие от стоимости сооружения линии, и поэтому, как было установлено в § 4-5, может применяться для потребителей с малым числом часов использования максимальной нагрузки и для промышленных нагрузок с малыми токовыми нагрузками при незначительных величинах времени потерь.

Для потребителей с большим числом часов использования максимума и большими нагрузками целесообразнее пользоваться вторым методом, так как в этом случае прежде всего добиваются уменьшения составляющей эксплуатационных расходов, зависящей от потерь в линии.

Определение сечений проводов по экономическим плотностям тока, установленным ПУЭ, учитывает оба фактора (как экономию капитальных затрат, так и снижение потерь), поскольку экономическая плотность тока принимается в зависимости от времени использования максимальной нагрузки. Вот почему *метод определения сечений проводов по экономической плотности тока, как позволяющий обобщить все основные технико-экономические показатели производства и распределения электроэнергии, и является основным для расчета сетей.*

Однако при большой протяженности линии сечение проводов, выбранное по экономической плотности тока, может не обеспечить допустимой потери напряжения, что делает необходимым повторный расчет. Чтобы избежать пересчета, предварительно определяют плотность тока $j_{\Delta P}$, обеспечивающую допустимую потерю напряжения. Если окажется, что $j_{\Delta P} > j_3$, то принимают сечение по экономической плотности тока, т. е. по j_3 . В противном случае сечение выбирают по $j_{\Delta P}$.

Значительное превышение выбранного сечения над экономическим свидетельствует о том, что необходимо либо применить для сети более высокое номинальное напряжение (например, 10 кВ вместо 6 кВ), либо прибегнуть к специальным методам снижения потерь напряжения, например к компенсации реактивной мощности (см. § 7-3) или к продольной компенсации (см. § 7-6).

Пример 6-7. Рассчитать линию передачи напряжением 35 кВ, схема которой представлена на рис. 6-19, где нагрузки — МВ·А, длины — км, $\cos \varphi = 0,8$. Расчет произвести для $T = 2500$ ч и для $T = 6000$ ч, при этом сравнить результаты расчетов по всем методам, изложенным в настоящем параграфе, и сделать технико-экономический выбор наиболее выгодного варианта. Провода — сталеалюминиевые, расстояние между проводами 3000 мм, расположение — по треугольнику.

Допустимая потеря напряжения, принятая согласно § 6-1, составляет:

$$\Delta U_{\text{доп}} = 8\%$$

или

$$\Delta U_{\text{доп}} = \frac{8 \cdot 35\,000}{100} = 2800 \text{ В} = 2,8 \text{ кВ.}$$

Приняв, что средняя реактивность воздушной линии напряжением 35 кВ составляет $x_0 = 0,4$ Ом/км, и распределив мощности по участкам, указанным на

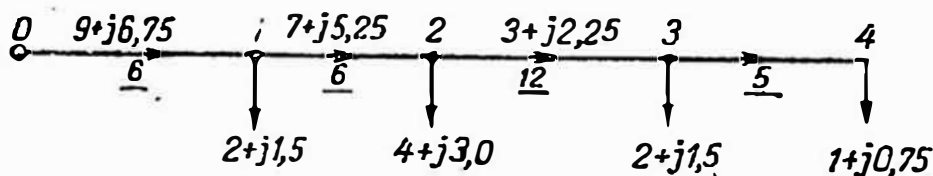


Рис. 6-19. Схема сети к примеру 6-7

рис. 6-19, получим

$$\Delta U_r = \frac{6,75 \cdot 6 + 5,25 \cdot 6 + 2,25 \cdot 12 + 0,75 \cdot 5}{35} \cdot 0,4 = 1,18 \text{ кВ.}$$

Допустимая потеря напряжения, обусловленная активной составляющей нагрузки, будет:

$$\Delta U_{\text{доп}} - \Delta U_r = 2,8 - 1,18 = 1,62 \text{ кВ.}$$

1. Воспользуемся методом постоянного сечения вдоль линии. По формуле (6-37) получаем

$$F = \frac{31,2 \cdot (9,0 \cdot 6 + 7,0 \cdot 6 + 3,0 \cdot 12 + 1,0 \cdot 5)}{35 \cdot 1,62} = 75,5 \text{ мм}^2.$$

Принимаем провод АС-95 ($x_0 = 0,397$ Ом/км, $r_0 = 0,314$ Ом/км); см. приложение 1, табл. П.1-1, П.1-3.

Фактическая потеря напряжения

$$\Delta U = \frac{(9 \cdot 6 + 7 \cdot 6 + 3 \cdot 12 + 1 \cdot 5) \cdot 0,314}{35} + \frac{(6,75 \cdot 6 + 5,25 \cdot 6 + 2,25 \cdot 12 + 0,75 \cdot 5) \cdot 0,397}{35} = 2,39 \text{ кВ}$$

или в процентах

$$\Delta U = \frac{2,39 \cdot 100}{35} = 6,85\%.$$

2. Рассмотрим метод минимальной затраты металла. По формуле (6-39) имеем:

$$k_p = \frac{\sqrt{9,0 \cdot 6} + \sqrt{7,0 \cdot 6} + \sqrt{3,0 \cdot 12} + \sqrt{1,0 \cdot 5}}{35 \cdot 1,62} \cdot 31,2 = 33,1.$$

Сечения проводов по формуле (6-40) для участков:

$$F_{0,1} = 33,1 \cdot \sqrt{9} = 99,5 \text{ мм}^2;$$

принимаем АС-120 ($r_0 = 0,391$ Ом/км; $x_0 = 0,249$ Ом/км);

$$F_{1.2} = 33,1 \cdot \sqrt{7} = 87,6 \text{ мм}^2;$$

принимаем АС-95 ($r_0 = 0,397$ Ом/км; $x_0 = 0,314$ Ом/км);

$$F_{2.3} = 33,1 \cdot \sqrt{3} = 57,5 \text{ мм}^2;$$

принимаем АС-50 ($r_0 = 0,418$ Ом/км; $x_0 = 0,592$ Ом/км);

$$F_{3.1} = 33,1 \cdot \sqrt{1} = 33,1 \text{ мм}^2;$$

принимаем АС-35 ($r_0 = 0,429$ Ом/км; $x_0 = 0,773$ Ом/км).

Проверяем потерю напряжения:

$$\Delta U = \frac{9 \cdot 6 \cdot 0,249 + 7 \cdot 6 \cdot 0,314 + 3 \cdot 12 \cdot 0,592}{35} + \frac{1 \cdot 5 \cdot 0,773 + 6,75 \cdot 6 \cdot 0,391}{35} + \frac{5,25 \cdot 6 \cdot 0,397 + 2,25 \cdot 12 \cdot 0,418 + 0,75 \cdot 5 \cdot 0,429}{35} = 2,66 \text{ кВ}$$

или

$$\Delta U = \frac{2,66}{35} \cdot 100 = 7,6\%$$

3. Применим метод минимума потерь. По формуле (6-43) плотность тока, соответствующая минимальным потерям,

$$j_{\Delta P} = \frac{1620}{31,2 \cdot \sqrt{3} \cdot (6 + 6 + 12 + 5) \cdot 0,8} = 1,29 \text{ А/мм}^2.$$

Токи нагрузки по участкам составляют:

$$I_{0.1} = \frac{10^3 \sqrt{9^2 + 6,75^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} = 186 \text{ А};$$

$$I_{1.2} = \frac{10^3 \sqrt{7^2 + 2,25^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} = 144 \text{ А};$$

$$I_{2.3} = \frac{10^3 \sqrt{3^2 + 2,25^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} = 62 \text{ А};$$

$$I_{3.4} = \frac{10^3 \sqrt{1^2 + 0,75^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} = 20,6 \text{ А}.$$

Соответственно сечения проводов по формуле (6-44) будут равны:

$$F_{0.1} = \frac{186}{1,29} = 145 \text{ мм}^2;$$

принимаем АС-150 ($x_0 = 0,384$ Ом/км; $r_0 = 0,196$ Ом/км);

$$F_{1.2} = \frac{144}{1,29} = 112 \text{ мм}^2;$$

принимаем АС-120 ($x_0 = 0,391$ Ом/км; $r_0 = 0,249$ Ом/км);

$$F_{2.3} = \frac{62}{1,29} = 48 \text{ мм}^2;$$

принимаем АС-50 ($x_0 = 0,418$ Ом/км; $r_0 = 0,592$ Ом/км);

$$F_{3.4} = \frac{20,6}{1,29} = 16 \text{ мм}^2;$$

принимает провод марки АС-35 ($x_0 = 0,429$ Ом/км; $r_0 = 0,773$ Ом/км).

Проверяем потерю напряжения при выбранных сечениях:

$$\Delta U = \frac{9 \cdot 6 \cdot 0,196 + 7 \cdot 6 \cdot 0,249 + 3 \cdot 12 \cdot 0,592}{35} + \frac{1 \cdot 5 \cdot 0,773 + 6,75 \cdot 6 \cdot 0,384}{35} + \frac{5,25 \cdot 6 \cdot 0,391 + 2,25 \cdot 12 \cdot 0,418}{35} + \frac{0,75 \cdot 5 \cdot 0,429}{35} = 2,44 \text{ кВ}$$

или в процентах

$$\Delta U = \frac{2,44}{35} \cdot 100 = 7,0\%$$

4. Определим сечение по методу экономической плотности тока.

При $T = 2500$ ч имеем $j_{э 2500} = 1,3$ А/мм², и сечения этой плотноститока практически совпадают с сечениями, выбранными по методу минимальных потерь, так как $j_{\Delta P} \approx j_{э 2500}$.

При $T = 6000$ ч имеем $j_{э 6000} = 1,0$ А/мм².

В этом случае сечения проводов по участкам составят:

$$F_{0-1} = \frac{186}{1} = 186 \text{ мм}^2;$$

принимает АС-185 ($x_0 = 0,377$ Ом/км; $r_0 = 0,159$ Ом/км);

$$F_{1-2} = \frac{144}{1} = 144 \text{ мм}^2;$$

принимает АС-150 ($x_0 = 0,384$ Ом/км; $r_0 = 0,196$ Ом/км);

$$F_{2-3} = \frac{62}{1} = 62 \text{ мм}^2;$$

принимает АС-70 ($x_0 = 0,408$ Ом/км; $r_0 = 0,42$ Ом/км);

$$F_{3-4} = \frac{20,4}{1} = 20,4 \text{ мм}^2;$$

принимает аналогично предыдущему АС-35.

Так как $j_{э 6000} < j_{\Delta P}$, то потеря напряжения при сечениях, выбранных по экономической плотности тока, соответствующей $T = 6000$ ч, получается меньше допустимой, в связи с чем надобность в проверке на потерю напряжения отпадает.

Сравнение рассмотренных вариантов

Воспользовавшись данными о массе 1 км провода, приведенными в приложении 1 (табл. П.1-2), подсчитаем затраты металла по каждому участку и результаты по вариантам сведем в табл. 6-1.

Как и следовало ожидать, наименьшие затраты металла получились во 2-м варианте, рассчитанном по методу минимальной затраты металла.

Потери электрической мощности для вариантов определяем по формуле:

$$\Delta P = \sum_1^n 3I_i^2 r_{0i}$$

а потери электроэнергии по формуле:

$$\Delta W = \Delta P \tau,$$

где τ , определенное по кривым рис. 4-3, составляет 4500 ч для $T = 6000$ ч и 1600 ч для $T = 2500$ ч.

Затраты цветного металла

Участок	Длина, км	Сечение	Масса		Сечение	Масса		Сечение	Масса		Сечение	Масса		
			1 км, кг	всего, т		1 км, кг	всего, т		1 км, кг	всего, т		1 км, кг	всего, т	
			1-й вариант			2-й вариант			3-й вариант			4-й вариант		
0—1	6	АС-95	370	2,22	АС-120	471	2,83	АС-150	600	3,60	АС-185	728	1,35	
1—2	6	АС-95	370	2,22	АС-95	370	2,22	АС-120	471	2,83	АС-150	600	3,60	
2—3	12	АС-95	370	4,45	АС-50	191	2,33	АС-50	191	2,33	АС-70	274	3,29	
3—4	5	АС-95	370	1,85	АС-35	149	0,75	АС-35	149	0,75	АС-35	149	0,75	
Всего на 1 фазу, т				10,74					8,13					9,51
Всего на 3 фазы, т				32,22					24,39					28,53
														11,99
														35,97

Для 4-го варианта

$$\Delta P = 3 \cdot (185^2 \cdot 0,17 \cdot 6 + 144^2 \cdot 0,21 \cdot 6 + 62^2 \cdot 0,45 \cdot 12 + 20,6^2 \cdot 5 \cdot 0,85) = \\ = 252,94 \cdot 10^3 \text{ Вт};$$

$$\Delta W = 4500 \cdot 252,94 = 1140 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \text{ при } \tau = 4500 \text{ ч};$$

$$\Delta W = 1600 \cdot 252,94 = 403 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \text{ при } \tau = 1600 \text{ ч}.$$

Результаты расчетов по всем вариантам сведены в табл. 6-2.

Таблица 6-2

Потери мощности и электроэнергии

Участок	Варианты			
	1-й	2-й	3-й	4-й
Потери мощности, кВт				
0—1	195	155	122	99
1—2	117	117	93	73
2—3	43,4	81,5	81,5	57,7
3—4	2,0	4,95	4,95	4,95
Итого	357,4	358,45	301,45	234,65
Потери электроэнергии, кВт · ч · 10 ³				
При $\tau = 4500$ ч	1605	1615	1356	1060
» $\tau = 1600$ ч	570	572	482	374

Минимальные потери получились в 3-м и 4-м вариантах, т. е. при расчетах, выполненных по методу минимума потерь и по методу экономической плотности тока.

Для окончательного выбора варианта произведем технико-экономический расчет с определением капитальных затрат, эксплуатационных годовых расходов и расчетных затрат.

Стоимость сооружения 1 км одноцепной линии передачи напряжением 35 кВ на деревянных опорах из пропитанной древесины по укрупненным показателям:

Провод	АС-35	АС-50	АС-70	АС-95	АС-120	АС-150	АС-185
Стоимость 1 км, тыс. руб.	2,5	2,5	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0

Отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание линии прием равными 8,1% (табл. 4-1).

Переменную (топливную) составляющую стоимости 1 кВт·ч электроэнергии прием равной $a = 0,006$ руб/(кВт·ч).

Расчетную стоимость потерь электроэнергии определим по формуле (4-13), приняв, что коэффициент резерва $k_p = 1,15$; коэффициент поправки в максимум $k_m = 1,0$; расходы по энергосистеме на 1 кВт установленной мощности $b = 15$ руб/кВт, средняя стоимость установленной мощности $k_c = 100$ руб/кВт.

Подсчитаем расчетную стоимость 1 кВт·ч:
для $T = 6000$ ч

$$\beta_{6000} = 0,006 + \frac{1 \cdot 1,15}{6000} \cdot (15 + 0,12 \cdot 100) \approx 0,011 \text{ руб.};$$

для $T = 2500$ ч

$$\beta_{2500} = 0,006 + \frac{1 \cdot 1,15}{2500} \cdot (15 + 0,12 \cdot 100) \approx 0,018 \text{ руб.}$$

Ежегодные эксплуатационные расходы определим по формуле (4-14), а расчетные затраты — по формуле (4-17) при коэффициенте эффективности $E_{\Pi} = 0,12$.
Результаты подсчетов для рассмотренных вариантов сведем в табл. 6-3.

Таблица 6-3

Технико-экономические показатели по вариантам (к примеру 6-7)

Показатель	Варианты			
	1-й	2-й	3-й	4-й
Капитальные затраты K , тыс. руб.:				
по участку 0—1 длиной 6 км . . .	21	24	27	30
» » 1—2 » 6 км . . .	21	21	24	27
» » 2—3 » 12 км . . .	42	30	30	30
» » 2—3 » 5 км . . .	17,5	12,5	12,5	12,5
Итого	101,5	87,5	93,5	105,5
Отчисления $\left(\frac{8,1}{100} K\right)$	8,2	7,1	7,55	8,55
$E_{\Pi} K = 0,12 K$	12,1	10,5	11,2	12,7
Стоимость годовых потерь энергии:				
$\Delta W \cdot 0,011$ при $\tau = 4500$ ч	17,6	17,8	14,9	11,6
$\Delta W \cdot 0,018$ при $\tau = 1600$ ч	10,5	10,6	8,7	6,74
Годовые эксплуатационные расходы:				
$H = \frac{8,1}{100} K + \Delta W \beta$				
при $\tau = 4500$ ч	25,8	24,9	22,45	20,15
при $\tau = 1600$ ч	18,7	17,7	16,25	15,29
Расчетные затраты $Z = H + E_{\Pi} K$				
при $\tau = 4500$ ч	37,9	35,4	33,65	32,85
при $\tau = 1600$ ч	30,8	28,2	27,45	27,99

Как видно из сопоставления технико-экономических показателей, при большом числе часов использования максимума ($T = 6000$ ч) всего выгоднее по ежегодным эксплуатационным расходам 4-й вариант, рассчитанный по экономической плотности тока, хотя он и имеет наибольшие капитальные затраты. При малом же числе часов максимальной нагрузки ($T = 2500$ ч) более выгоден 3-й вариант, рассчитанный тоже по экономической плотности тока, но уже для этого времени и совпадающий в данном случае с вариантом минимума потерь.

Анализ расчетных затрат с учетом нормативного срока окупаемости приводит к тем же выводам.

1-й вариант, определенный по методу постоянного сечения вдоль линии, неприемлем по всем показателям. Что касается остальных вариантов, то в рассмотренном примере они по своим показателям близки друг к другу. Это объясняется прежде всего тем, что сечение проводов на последнем участке выбрано выше требуемого электрическими расчетами по механическим соображениям и поэтому в электрическом отношении использовано не полностью. Близость показателей вызвана и тем, что стоимость 1 км линии не снижается, если вместо провода АС-50 употребить провод АС-35. Опоры и в том и в другом случаях применены одинаковые, и хотя провод меньшего сечения дешевле, но зато он требует более частой расстановки опор, а стало быть, и повышенного расхода изоляторов.

ГЛАВА СЕДЬМАЯ

КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И ИНДУКТИВНОСТИ ЛИНИЙ

7-1. Общие положения

Как известно, значительная часть электроприемников, присоединенных к электрической системе, потребляет; помимо активной мощности, еще и реактивную мощность. Основными потребителями реактивной мощности являются асинхронные двигатели. Часть реактивной мощности теряется в обмотках трансформаторов, а также в реактивном сопротивлении линий электропередачи. Таким образом, генераторы электростанций должны вырабатывать, наряду с активной мощностью, также и реактивную, передаваемую по электрической сети потребителям.

Полная мощность, выдаваемая генераторами в сеть,

$$S = \frac{P}{\cos \varphi} = P + jQ,$$

где P и Q — активная и реактивная мощности приемников с учетом потерь мощности в сетях; $\cos \varphi$ — результирующий коэффициент мощности приемников электроэнергии.

Генераторы рассчитываются для работы с их номинальным коэффициентом мощности, равным 0,8—0,85, при котором они способны выдавать номинальную активную мощность. Снижение $\cos \varphi$ у потребителей ниже определенного значения может привести к тому, что $\cos \varphi$ генераторов окажется ниже номинального и выдаваемая ими активная мощность при той же полной мощности будет меньше номинальной (подробнее см. § 13-4). Таким образом, при низких коэффициентах мощности у потребителей для обеспечения передачи

им заданной активной мощности приходится вкладывать дополнительные затраты в сооружение более мощных электростанций, увеличивать пропускную мощность сетей и трансформаторов и вследствие этого нести дополнительные эксплуатационные расходы.

Так как в современные электрические системы входит большое количество трансформаторов и протяженных воздушных линий, то реактивное сопротивление передающего устройства получается весьма значительным, а это вызывает немалые потери напряжения и реактивной мощности.

Передача реактивной мощности по сети приводит к дополнительным потерям напряжения.

Из выражения

$$\Delta U = \sum_1^n \frac{PR + QX}{U}$$

видно, что передаваемая по сети реактивная мощность Q и реактивное сопротивление сети X существенно влияют на уровень напряжения у потребителей.

Размер передаваемой реактивной мощности влияет также на потери активной мощности и энергии в электропередаче, что следует из формулы:

$$\Delta P = \frac{S^2}{U^2} R = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R.$$

Величиной, характеризующей передаваемую реактивную мощность, является коэффициент мощности $\cos \varphi = P / \sqrt{P^2 + Q^2}$. Подставляя в формулу потерь значение полной мощности $P + Q$, выраженной через $\cos \varphi$, получаем:

$$\Delta P = \frac{P^2}{U^2 \cos^2 \varphi} R,$$

откуда видно, что потери активной мощности обратно пропорциональны квадрату коэффициента мощности.

Для уменьшения потерь электроэнергии в сети и повышения напряжения у потребителей следует стремиться к уменьшению величины передаваемой реактивной мощности. Этого можно достигнуть, повышая коэффициент мощности потребителей путем:

а) рационализации работы электрооборудования, установленного у потребителей (§ 7-2);

б) компенсации реактивной мощности у потребителя (§ 7-3—7-5).

Повысить напряжение у потребителей и одновременно уменьшить потери передачи можно, применив также продольную компенсацию (§ 7-6).

7-2. Рационализация работы электрооборудования промышленных предприятий и электросети

Основным условием рационального электроснабжения предприятия является точное соответствие типов и мощностей электродвигателей характеристикам и потребляемым мощностям механизмов,

приводимых этими электродвигателями в движение. Для выполнения этого условия надо обеспечить на стадии проектирования правильный подбор электродвигателей, а в процессе эксплуатации — замену малозагруженных асинхронных электродвигателей менее мощными или повысить загрузку технологических агрегатов с большим использованием их по времени и с большим коэффициентом мощности. Во всех случаях, когда это возможно, следует отдавать предпочтение электродвигателям с короткозамкнутым ротором.

Эти мероприятия существенно повышают $\cos \varphi$ установки, так как работа асинхронного электродвигателя с мощностью, меньшей номинальной, значительно снижает его коэффициент мощности. Так, например, если электродвигателю, имеющему при номинальной нагрузке $\cos \varphi = 0,8$, дать нагрузку в 50% от номинальной, то его $\cos \varphi$ снизится примерно до 0,6.

Там, где по технологическим условиям электродвигатели длительно работают на холостом ходу, надо применять их автоматическое отключение на время холостой работы и последующее автоматическое включение. Следует также, где это возможно, заменять тихоходные электродвигатели быстроходными, переключать обмотки в зависимости от загрузки электродвигателя с треугольника на звезду и т. п.

Снизить потребление реактивной мощности можно также, заменив асинхронные электродвигатели там, где это позволяют условия работы механизмов (запуск, регулирование числа оборотов и пр.), синхронными или синхронизированными асинхронными электродвигателями. Синхронные электродвигатели при перевозбуждении могут работать с коэффициентом мощности, близким к единице, и даже иметь о п е р е ж а ю щ и й $\cos \varphi$, т. е. выдавать реактивную мощность в сеть. Асинхронные двигатели, снабженные устройством для подвозбуждения, обладают свойствами, сходными со свойствами синхронных электродвигателей, и поэтому для повышения $\cos \varphi$ их применение дает те же результаты.

Однако применение в промышленных установках синхронных и синхронизированных асинхронных электродвигателей ограничено по техническим соображениям, да и не всегда может обеспечить компенсацию реактивной мощности по предприятию в целом.

Потери реактивной мощности в трансформаторах уменьшают тем, что малозагруженные трансформаторы заменяют менее мощными, а на двухтрансформаторных подстанциях один из трансформаторов отключают от сети, переводя его в автоматический резерв.

7-3. Компенсация реактивной мощности

Благодаря мероприятиям, перечисленным в § 7-2, сети, передающие электроэнергию от электростанций к потребителям, можно лишь частично разгрузить от реактивной мощности. Так называемый е с т е с т в е н н ы й к о э ф ф и ц и е н т мощности потребителей (коэффициент мощности, обусловленный свойствами и характери-

стиками самих электроприемников, без учета специальных устройств по его повышению) составляет всего 0,75—0,80 и лишь в лучших, рационально запроектированных и эксплуатируемых электроустановках доходит до 0,85. Заметим к тому же, что эти значения относятся к шинам приемных подстанций потребителей. Если же учесть потери реактивной мощности в сетях высокого напряжения и в трансформаторах, то окажется, что генераторы электростанций должны работать со значениями $\cos \varphi$ ниже номинальных, применяемых заводами-изготовителями для современных генераторов (0,8—0,85).

Таким образом, для обеспечения работы генераторов с номинальными параметрами и для разгрузки сети от реактивной мощности целесообразно часть этой мощности генерировать на месте ее потребления.

Основными источниками реактивной мощности, устанавливаемыми на месте потребления, являются синхронные компенсаторы и статические конденсаторы. Кроме них, в промышленных установках для этих же целей внедряются компенсационные преобразователи и статические источники реактивной мощности с применением тиристоров.

Наиболее широко используют статические конденсаторы на напряжениях до 1000 В и 6—10 кВ. Синхронные компенсаторы устанавливаются на напряжениях 6—10 кВ приемных подстанций.

Все эти устройства являются потребителями опережающей (емкостной) реактивной мощности или, что то же самое, — источниками отстающей реактивной мощности, выдаваемой ими в сеть.

Сказанное иллюстрируется схемами рис. 7-1. Так, на схеме рис. 7-1, а изображена передача электроэнергии от электростанции А к потребительской подстанции В. Передаваемая мощность (без учета потерь) составляет $P + jQ$. При установке у потребителя статических конденсаторов мощностью Q_k (рис. 7-1, б) мощность, передаваемая по сети, будет $P + j(Q - Q_k)$.

Мы видим, что реактивная мощность, передаваемая от электростанции, уменьшилась или, как говорят, стала скомпенсированной на величину мощности, вырабатываемой конденсаторной батареей. Эту мощность потребитель получает теперь в значительной части непосредственно от компенсирующей установки.

При компенсации реактивной мощности уменьшаются и потери напряжения в электропередачах. Если до компенсации мы имели потерю напряжения в местной сети

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U},$$

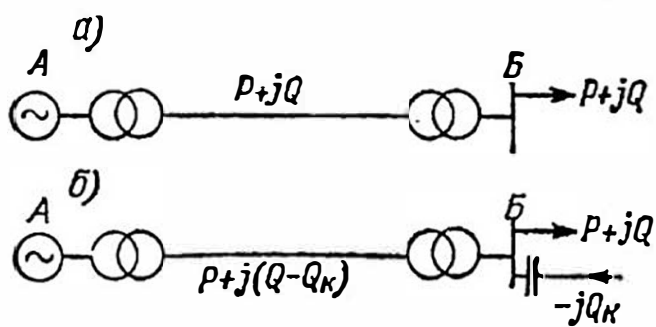


Рис. 7-1. Схемы электропередачи: а — без компенсации; б — с компенсацией

то при наличии компенсации она будет снижена до величины

$$\Delta U'_k = \frac{PR + (Q - Q_k) X}{U},$$

где R и X — сопротивления сети.

Из сказанного вытекает, что чем ближе к приемникам установлены компенсирующие устройства, тем больший участок сети освобождается от реактивной мощности и тем больше эффект от компенсации. Однако стоимость 1 квар у компенсирующих устройств малой мощности выше, чем у более мощных устройств. Поэтому вопрос о выборе типа и места размещения компенсирующих устройств должен решаться технико-экономическими расчетами и сравнением сроков, в течение которых капитальные затраты на компенсацию окупятся экономией, получаемой благодаря снижению потерь в передаче.

Компенсация реактивной мощности на районных подстанциях, осуществляемая преимущественно синхронными компенсаторами, преследует еще и другие цели, например регулирование напряжения и реактивной мощности в сети, компенсацию потерь реактивной мощности в электропередаче и трансформаторах и т. д. Эти вопросы, так же как и выбор синхронных компенсаторов, рассмотрены в гл. 13.

7-4. Конденсаторные установки для компенсации реактивной мощности

Применяемые в местных сетях конденсаторы для компенсации реактивной мощности выпускаются на напряжения 220, 380 и 660 В в трехфазном исполнении мощностью от 3 до 10 квар и на напряжения 1,05; 3,15; 6,3 и 10,5 кВ — в однофазном исполнении мощностью от 13 до 75 квар (см. приложение 4, табл. П.4-1).

Так как мощность отдельных конденсаторов сравнительно невелика, то обычно их соединяют параллельно в батареи, размещаемые в комплектных шкафах. Часто применяют установки, состоящие из нескольких групп или секций батарей конденсаторов, что делает возможным ступенчатое регулирование мощности конденсаторов, а стало быть, и напряжения установки.

Конденсаторные установки, применяемые на промышленных предприятиях, бывают либо индивидуальными, либо групповыми, либо централизованными. Первые подключают к цеховым сборкам, непосредственно у электродвигателей, вторые — к групповым шинам напряжением до 660 В, третьи, рассчитанные на напряжение 6—10 кВ, — к сборным шинам подстанций или к вводам трансформаторов. Обычно конденсаторы включают на линейное напряжение (треугольником), причем каждый конденсатор или группу из 3—5 конденсаторов защищают плавким предохранителем. Всю батарею конденсаторов подключают к сборным шинам через автоматический выключатель (высокого или низкого напряжения). Примерная схема

включения конденсаторной батареи, рассчитанной на напряжение 6—10 кВ, изображена на рис. 7-2.

Батарея конденсаторов должна быть снабжена разрядным сопротивлением, наглухо присоединенным к ее зажимам. Разрядным сопротивлением для конденсаторных установок напряжением 6—10 кВ служат трансформаторы напряжения *ТН*, а для конденсаторных батарей напряжением до 380 В — лампы накаливания. Необходимость в разрядных сопротивлениях диктуется тем, что при отключении конденсаторов от сети в них остается электрический заряд и сохраняется напряжение, близкое по величине к напряжению сети. Будучи же замкнутыми (после отключения) на разрядное сопротивление, конденсаторы быстро теряют свой электрический заряд; спадает до нуля и напряжение, что обеспечивает безопасность обслуживания установки. От других компенсирующих устройств конденсаторные установки выгодно отличаются простотой устройства и обслуживания, отсутствием вращающихся частей и малыми потерями активной мощности. К недостаткам конденсаторных батарей следует отнести зависимость их мощности от квадрата напряжения сети и невозможность плавного регулирования реактивной мощности, а следовательно, и напряжения установки.

Современные конденсаторные установки применяются в виде комплектных устройств, собираемых в шкафах с аппаратами защиты, управления, измерительными приборами и аппаратурой для автоматического регулирования мощности, а также разрядными устройствами. На напряжение 380 В подобные устройства изготавливаются типа УК—0,380 мощностью от 150 до 300 квар, а на напряжение 6 и 10 кВ — типа КУ-6 и КУ-10 внутренней и КУН-6 и КУН-10 — наружной установки мощностью от 200 до 400 квар.

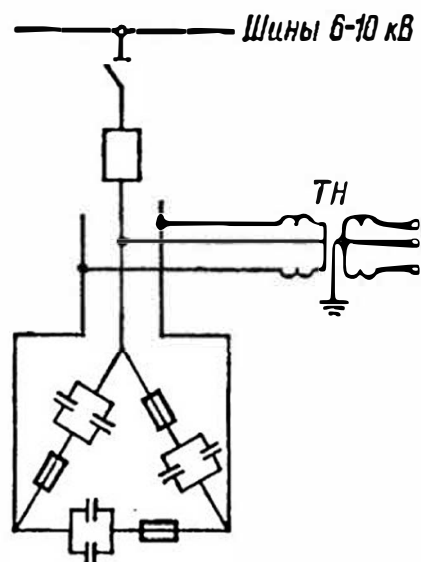


Рис. 7-2. Схема включения конденсаторной батареи

7-5. Выбор мощности компенсирующих устройств

При выборе мощности компенсирующих устройств надо стремиться к правильному распределению источников реактивной мощности и к наиболее экономичной загрузке сетей.

Различают:

а) **м г н о в е н н ы й к о э ф ф и ц и е н т м о щ н о с т и**, подсчитываемый по формуле:

$$\cos \varphi = \frac{P}{\sqrt{3} UI},$$

исходя из одновременных показаний ваттметра (*P*), вольтметра (*U*) и амперметра (*I*) для данного момента времени или из показаний фазометра;

б) средний коэффициент мощности, представляющий собой среднее арифметическое значение мгновенных коэффициентов мощности за равные промежутки времени, определяемый по формуле:

$$\cos \varphi_{\text{ср}} = \frac{\cos \varphi_1 + \cos \varphi_2 + \cos \varphi_3 + \dots + \cos \varphi_n}{n},$$

где n — число промежутков времени;

в) средневзвешенный коэффициент мощности, определяемый по показаниям счетчиков активной W_a и реактивной W_r энергии за определенный промежуток времени (сутки, месяц, год) с помощью формулы:

$$\cos \varphi_{\text{ср.в}} = \frac{W_a}{\sqrt{W_a^2 + W_r^2}}. \quad (7-1)$$

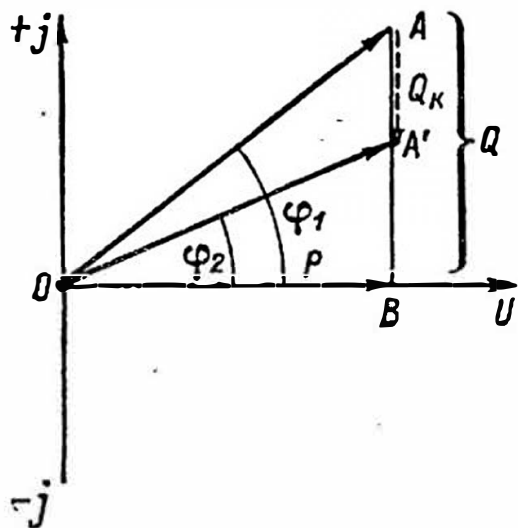


Рис. 7-3. Векторная диаграмма компенсации мощности

Значениями мгновенного коэффициента мощности пользуются при нахождении мощности компенсирующих устройств для определенных режимов (например, максимальной или минимальной нагрузки предприятия). Средние и средневзвешенные значения коэффициентов мощности служат для определения показателей работы предприятий для расчетов за электроэнергию, использованную за определенный период времени (обычно за месяц).

Определим, какова должна быть мощность компенсирующего устройства электроустановки потребителя электрической энергии (т. е. одного или группы приемников электрической энергии предприятия), имеющего нагрузку, равную $P + jQ$, чтобы естественный коэффициент мощности $\cos \varphi_1$ был повышен, например, в часы максимальных нагрузок до значения, равного $\cos \varphi$.

На рис. 7-3 изображена векторная диаграмма компенсации мощности. До компенсации мощность изображается треугольником OAB , где вектор $OB = P$ обозначает заданную активную мощность потребителя, а вектор $AB = Q$ соответствует реактивной мощности потребителя. Задача состоит в том, чтобы найти такую мощность компенсирующего устройства $Q_k = AA'$, чтобы после его включения фазовый сдвиг уменьшился с величины φ_1 до заданной величины φ_2 .

Потерями активной мощности в компенсирующем устройстве пренебрегаем. Из диаграммы рис. 7-3 получаем:

$$\operatorname{tg} \varphi_1 = \frac{Q}{P}; \quad \operatorname{tg} \varphi_2 = \frac{Q - Q_k}{P}.$$

Исключая из этих выражений величину Q/P , получаем:

$$\operatorname{tg} \varphi_2 = \operatorname{tg} \varphi_1 - \frac{Q_k}{P}.$$

$$Q_k = P (\operatorname{tg} \varphi_1 - \operatorname{tg} \varphi_2).$$

(7-2)

Такова формула мощности компенсирующего устройства для любого значения P и φ_1 , необходимой для доведения мгновенного коэффициента мощности до нормированной величины. Так, ПУЭ 1965 г. в качестве нормированной величины рекомендовало средневзвешенное значение не ниже 0,92—0,95.

Практиковавшийся ранее метод определения мощности компенсирующих устройств обладает рядом недостатков, так как средневзвешенное значение коэффициента мощности не учитывает изменение нагрузок в течение суток, несовпадение максимумов активной и реактивной нагрузки по времени. Практика показывает, что при высоком значении средневзвешенного коэффициента мощности величина его оказывается низкой в часы максимума загрузки системы. Это нарушает баланс реактивных мощностей и лимитирует работу генераторов, которые вследствие этого не могут выдать полную активную мощность в момент максимума нагрузки. С другой стороны, держать круглосуточно подключенной к сети конденсаторную установку, выбранную по предельным низким значениям $\cos \varphi$, при малых нагрузках (ночные режимы, режимы выходных дней и т. п.) невыгодно, так как это влечет недопустимое повышение напряжения, перекал ламп, неоправданную загрузку сети реактивной мощностью и др.

С 1974 г. основными исходными данными для определения мощности компенсирующих устройств Q_k в распределительных сетях устанавливаются предельные величины реактивной мощности системы Q_c , которые по техническим условиям могут быть переданы потребителю от энергосистемы в режиме наибольших активных нагрузок.

При реактивной нагрузке потребителя Q_m в часы максимума мощность компенсирующего устройства определяется:

$$Q_k = Q_m - Q_c.$$

Определение мощности компенсирующих устройств решается комплексно вместе с проектированием всех элементов питающих и распределительных сетей (6—10 кВ и до 1000 В). Энергосистема должна выдать организации, проектирующей присоединяемую к сети системы электроустановку, значения величины реактивной мощности, которая может быть передана из системы в режимах наибольшей и наименьшей активных нагрузок системы, а также в послеаварийных режимах. Выбор средств компенсации должен производиться для режима наибольшего потребления реактивной мощности в сети проектируемой электроустановки.

Выбор типа, мощности, места установки и режима работы компенсирующих устройств должен обеспечивать наибольшую экономичность при соблюдении:

- а) допустимых режимов напряжения в питающей и распределительных сетях;
- б) допустимых токовых нагрузок во всех элементах сети;
- в) режимов работы источников реактивной мощности в допустимых пределах;
- г) необходимого резерва реактивной мощности.

Критерием экономичности является минимум приведенных затрат, при определении которых следует учитывать:

- а) затраты на установку компенсирующих устройств и дополнительного оборудования к ним;
- б) снижение стоимости оборудования трансформаторных подстанций и сооружения распределительной и питающей сети, а также потерь электроэнергии в них и
- в) снижение установленной мощности электростанций, обусловленное уменьшением потерь активной мощности.

Ниже рассматривается наиболее часто практически встречающийся случай выбора средств компенсации промышленного предприятия, электроснабжение которого производится от распределительной сети 6—10 кВ через цеховые подстанции с трансформаторами, преобразующими электроэнергию с указанного выше напряжения на напряжение до 1000 В. Должен быть решен вопрос о наиболее выгоднейшем месте расположения компенсирующих устройств (6—10 кВ или до 1000 В), определение их мощности и числа и мощности трансформаторов цеховых подстанций.

Исходными данными для расчета являются:

- $P + jQ$ — расчетная нагрузка предприятия на стороне до 1000 В;
- Q_m — реактивная нагрузка предприятия на обоих напряжениях в максимальном режиме;
- Q_k — предписанная энергосистемой реактивная мощность, подлежащая компенсации;

минимальное число трансформаторов цеховых подстанций при полной компенсации

$$N_0 = \frac{P}{\beta_{тр} S_{тр}}, \quad (7-3)$$

где P — активная мощность на стороне до 1000 В; $\beta_{тр}$ — коэффициент загрузки трансформаторов; $S_{тр}$ — номинальная мощность одного трансформатора.

Для сопоставления приведенных затрат для вариантов установки компенсирующих устройств на высшем или низшем напряжении определяются удельные их значения в тыс. руб., отнесенные на 1 Мвар, по формулам:

$$\left. \begin{aligned} Z_{1В} &= \rho_H K_{к.В} + \beta \Delta P_{к.В}, \\ Z_{1Н} &= \rho_H K_{к.Н} + \beta \Delta P_{к.Н}, \end{aligned} \right\} \quad (7-4)$$

где $\rho_H = E_H + \alpha_a + \alpha_p$ — годовые отчисления от стоимости конденсаторов, равные $\frac{1}{100} \cdot (12 + 6,3 + 4) = 0,223$ (см. табл. 4-1); β — стоимость электроэнергии; $K_{к.В}$ и $K_{к.Н}$ — стоимость конден-

саторов, тыс. руб./Мвар, устанавливаемых соответственно на высшем и низшем напряжении; $\Delta P_{кв}$ и $\Delta P_{кн}$ — потери в конденсаторах на высшем и низшем напряжениях, кВт/Мвар.

Приведенные затраты для каждого рассматриваемого варианта определяются по формуле:

$$Z = Q_{к.н} Z_{нн} + p_{нн} (K_{л} + K_{тр}) + Q_{к.в} Z_{вв}, \quad (7-5)$$

где $Q_{к.н}$ и $Q_{к.в}$ — выбранные мощности конденсаторных батарей на низшем и высшем напряжении; $K_{тр}$ — стоимость дополнительно устанавливаемых трансформаторов и $K_{л}$ — стоимость линейной части, отнесенной к батарее конденсаторов, присоединяемой на высшем напряжении.

Пример 7-1. Выбрать мощность конденсаторной батареи и наиболее выгодное место ее установки для промышленного предприятия, имеющего нагрузку на стороне 380 В, равную $5 + j \cdot 5$ МВ·А, и полную реактивную нагрузку $Q_{м} = 9$ Мвар. Предписанная энергосистемой мощность компенсации $Q_{к} = 6$ Мвар; $\cos \varphi_1 = 0,7$; $\beta = 0,07$ тыс. руб/(кВт·год). Удельные стоимостные данные принять: стоимость трансформатора мощностью 1 МВ·А — $K_{к.н} = 17$ тыс. руб., линии для присоединения батарей конденсаторов ВН $K_{л} = 3$ тыс. руб.; $K_{к.в} = 6$ тыс. руб./Мвар; $K_{к.н} = 12$ тыс. руб./Мвар; $\Delta P_{к.в} = 3,5$ кВт/Мвар; $\Delta P_{к.н} = 4,5$ кВт/Мвар; коэффициент загрузки трансформаторов $\beta_{тр} = 0,7$.

Число трансформаторов цеховых подстанций без учета компенсации $N = \frac{\sqrt{5^2 + 5^2}}{0,7 \cdot 1} = 10$ шт. — пять подстанций по два трансформатора 1 МВ·А.

Минимальное число трансформаторов при полной компенсации $N_0 = \frac{5}{0,7 \cdot 1} \approx 7$ шт.

Удельные приведенные затраты по вариантам, согласно формул (7-4):

$Z_{вв} = 0,223 \cdot 6 + 0,07 \cdot 3,5 \approx 1,6$ тыс. руб./Мвар — для высшего напряжения;

$Z_{нн} = 0,223 \cdot 12 + 0,07 \cdot 4,5 \approx 3,0$ тыс. руб./Мвар — для низшего напряжения.

Рассмотрим следующие варианты компенсации.

1-й вариант «не полная компенсация» на стороне низшего напряжения (НН). Если принять 8 трансформаторов вместо 7 и осуществить не полную компенсацию, то потребная мощность конденсаторной батареи на стороне НН составит

$$Q_{к.н} = \sqrt{(8 \cdot 0,7 \cdot 1)^2 - 5^2} \approx 2,6 \text{ Мвар.}$$

Принимаем для этого варианта установку для каждого из восьми трансформаторов по две комплектные установки конденсаторной батареи типа УК-0,38-150 Н — всего на мощность $Q_{к.н} = 0,150 \cdot 2 \cdot 8 = 2,4$ Мвар. Дополнительно следует скомпенсировать на стороне ВН $Q_{к.в} = Q_{к} - Q_{к.н} = 6 - 2,4 = 3,6$ Мвар. Для этой цели могут быть применены 9 комплектных устройств типа КУ-10ПЛ мощностью 400 квар каждая.

Приведенные затраты по 1-му варианту согласно формуле (7-5):

$$Z_1 = 2,4 \cdot 3 + 0,223 \cdot (3 + 17) + 3,6 \cdot 1,5 = 17,47 \text{ тыс. руб.}$$

2-й вариант «Полная компенсация» на стороне НН. В этом случае $Q_{к.н} = 5$ Мвар, $Q_{к.в} = 1$ Мвар (количество трансформаторов $N_0 = 7$). Приведенные затраты равны (аналогично предыдущему):

$$Z_2 = 5 \cdot 3 + 0,223 \cdot 3 + 1 \cdot 1,5 = 17,27 \text{ тыс. руб.}$$

Оба варианта по экономическим показателям примерно равноценны, однако по 1-му варианту может быть применена более совершенная и гибкая в эксплуатационном отношении схема цеховых подстанций на два трансформатора с четырьмя комплектами конденсаторных батарей на каждой. Поэтому следует принять 1-й вариант.

Рассмотренный выше пример выбора компенсирующей установки для промышленного предприятия может усложниться в случае, если на стороне высшего напряжения имеются синхронные электродвигатели. Вырабатываемая ими реактивная мощность должна быть использована для компенсации реактивной мощности электроприемников, присоединенных на этом напряжении, а избыточная мощность может быть направлена через трансформатор к электроприемникам напряжением до 1000 В.

Приведенные затраты при передаче этой мощности через трансформаторы, число которых увеличивается на ΔN , могут быть определены по формуле:

$$Z_d = P_H \Delta N K_{tr} + \beta \Delta P_d,$$

где ΔP_d — потери в синхронных двигателях.

Эти затраты должны сравниваться с затратами, получаемыми при установке конденсаторов на НН при сокращении числа трансформаторов на ΔN :

$$Z'_1 = Z_{111} Q_{к.н.}$$

Следует отметить, что передача реактивной мощности синхронных двигателей 6—10 кВ в сеть НН оказывается невыгодной, если при установке конденсаторной батареи на НН представляется возможным сократить число трансформаторов, а реактивную мощность синхронных двигателей в значительной части использовать для компенсации в сети высшего напряжения.

Для наиболее эффективного использования компенсирующих устройств некоторая их часть должна оборудоваться устройствами для регулирования мощности (в первую очередь — использоваться синхронные двигатели). Суммарная мощность регулируемых батарей не должна превышать наименьшую реактивную нагрузку сети.

При выборе места установки компенсирующих устройств следует иметь в виду, что наибольший экономический эффект достигается при их установке в непосредственной близости от потребляющих реактивную мощность приемников. Передача реактивной мощности из сети 6—35 кВ в сеть до 1000 В, как правило, оказывается экономически невыгодной, особенно, если это приводит к увеличению числа понижающих трансформаторов. Для электроустановок небольшой мощности, присоединяемых к действующим сетям 6—10 кВ, как правило, целесообразно иметь полную компенсацию на стороне до 1000 В.

7-6. Продольная компенсация индуктивности линий

Продольная компенсация индуктивности линий обеспечивается включением последовательно в линию обратного по знаку емкостного сопротивления в виде конденсаторов. Это сопротивление компенсирует индуктивное сопротивление линий, вследствие чего в ней уменьшается потеря напряжения.

Рассмотрим простейший случай линии с нагрузкой на конце и с параметрами, указанными на рис. 7-4, а.

Продольная и поперечная составляющие падения напряжения по формулам (6-11) и (6-12) для рассматриваемой линии определяются выражениями:

$$\Delta U_{\phi} = I (R \cos \varphi + X \sin \varphi);$$

$$\delta U_{\phi} = I (X \cos \varphi - R \sin \varphi).$$

Векторная диаграмма напряжений представлена для этого случая на рис. 7-5, а. При заданном векторе фазного напряжения у потребителя $U_{2\phi}$ напряжение на источнике питания определяется вектором $U_{1\phi}$ (точка а). Если в линию включить последовательно конденсаторы с реактивным сопротивлением X_c (рис. 7-4, б), то падение напряжения в реак-

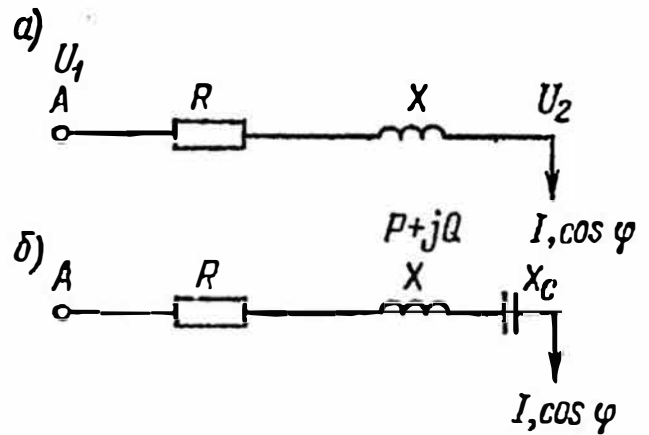


Рис. 7-4. Схема сети трехфазного тока: а — без компенсации; б — с продольной компенсацией

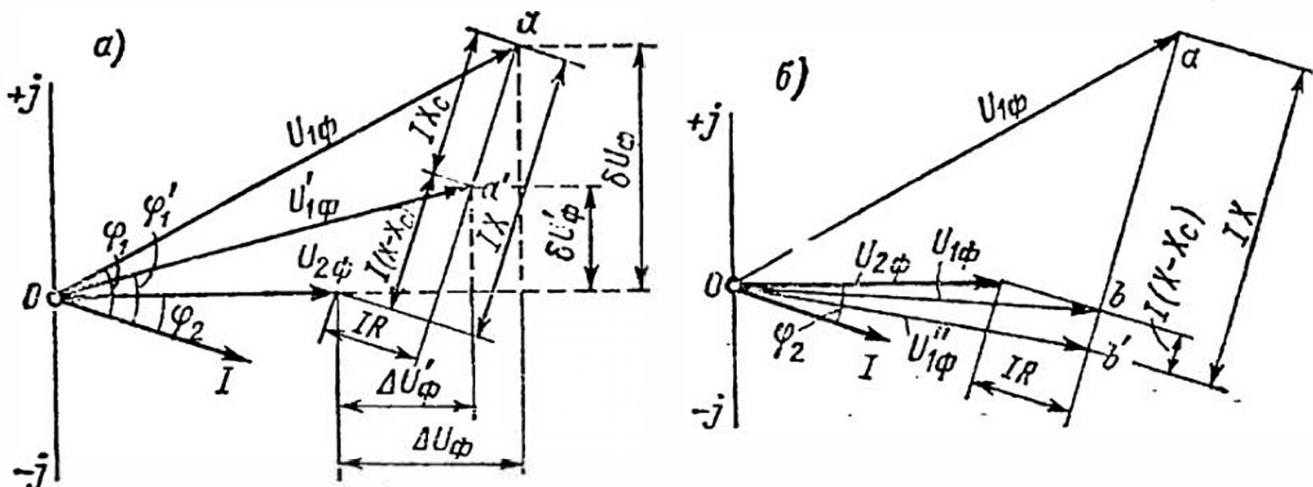


Рис. 7-5. Векторные диаграммы линий с применением продольной компенсации

тивном сопротивлении составит $I (X - X_c)$. Составляющие падения напряжения будут равны:

$$\Delta U'_{\phi} = I [R \cos \varphi + (X - X_c) \sin \varphi];$$

$$\delta U'_{\phi} = I [(X - X_c) \cos \varphi - R \sin \varphi].$$

Требуемое напряжение на источнике питания теперь будет равно вектору $U'_{1\phi}$, определяемому при $X_c < X$ на рис. 7-5, а точкой а'. Его величина по сравнению с первоначальной уменьшилась, так

как $\Delta U'_\phi$ и δU_ϕ снизились благодаря уменьшению реактивного сопротивления линии.

Если подобрать емкость конденсаторов так, чтобы $X_C = X$, т. е. обеспечить полную компенсацию индуктивного сопротивления линии, то падение напряжения будет определяться только активным сопротивлением линии R и составляющие этого падения будут

$$\Delta U_\phi = IR \cos \varphi; \quad \delta U_\phi = -IR \sin \varphi.$$

На рис. 7-5, б этот случай представлен точкой b .

Наконец, если имеет место перекомпенсация, т. е. $X_C > X$, то в этом случае напряжение на источнике питания должно быть равно вектору $U''_{1\phi}$ и определится на рис. 7-5, б точкой b' . Можно определить такое значение сопротивления X_C , при котором $U_{1\phi} \approx U_{2\phi}$, т. е. потеря напряжения имеет значение, близкое к нулю. Так как потерю напряжения в местных сетях мы определяем по продольной составляющей падения напряжения, то указанному условию будет соответствовать выражение:

$$\Delta U''_\phi = I [R \cos \varphi + (X - X_C) \sin \varphi] = 0,$$

т. е.

$$R \cos \varphi = (X_C - X) \sin \varphi.$$

Отсюда

$$X_C = X + R \operatorname{ctg} \varphi. \quad (7-6)$$

Реактивное сопротивление конденсаторов в этом случае компенсирует не только индуктивное сопротивление линии, но в некоторой степени и падение напряжения в активном сопротивлении.

Полученная формула (7-6) может служить для выбора сопротивления установки продольной компенсации в тех случаях, когда желают, чтобы значение потери напряжения в линии было минимальным.

Мощность конденсаторов определяют по формуле:

$$Q_C = 3I^2 X_C, \quad (7-7)$$

где I — наибольший рабочий ток линии.

Ток конденсаторов выбирают по каталожным данным, приведенным в приложении 4 (табл. П.4-3); правильность выбора проверяют по номинальному току. При этом следует иметь в виду, что мощность конденсаторов, указанная в каталоге, отнесена к их номинальному напряжению (0,6 или 1 кВ), поэтому при подборе конденсаторов следует руководствоваться их номинальным сопротивлением, определяемым для однофазных конденсаторов по формуле:

$$X_{CII} = \frac{Q_{CII}}{I_{II}^2} \quad \text{или} \quad X_{CII} = \frac{U_{II}^2}{Q_{CII}}, \quad (7-8)$$

где Q_{CII} , I_{II} и U_{II} — номинальные мощности, ток и напряжение конденсаторов.

В большинстве случаев нет необходимости добиваться, чтобы $U_1 = U_2$, так как мощность конденсаторов получается в этом случае значительной, и затраты на их установку не оправдывают получаемой экономии в сечении проводов. Поэтому мощность установки продольной компенсации следует выбирать, сопоставляя результаты технико-экономических расчетов для ряда вариантов. На практике мощность продольной компенсации можно рассчитывать, исходя из желательного уровня напряжения в сети при сечениях проводов, определенных по экономической плотности тока.

Рассмотрим случай, когда предварительными расчетами сети установлено, что при сечении проводов, выбранных по экономической плотности тока, потери напряжения превышают допустимую величину. Для осуществления компенсации включим конденсаторы в некоторой точке линии по схеме, изображенной на рис. 7-6.

Пусть напряжение на входных (со стороны питания) зажимах конденсаторов равно U' , а на выходных (в сторону потребления) — U'' . Активная мощность, проходящая через конденсатор, равна P (потери активной мощности в конденсаторах ввиду их незначительности пренебрегаем), коэффициент мощности со стороны потребителя равен $\cos \varphi$, а со стороны питания $\cos \varphi'$. Тогда можно написать:

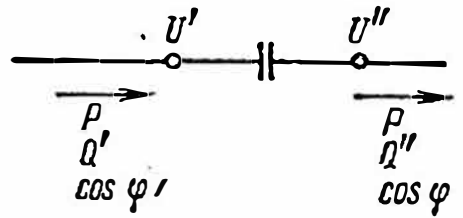


Рис. 7-6. Схема включения продольной компенсации

$$P = \sqrt{3} U' I \cos \varphi' = \sqrt{3} U'' I \cos \varphi;$$

$$U' \cos \varphi' = U'' \cos \varphi; \quad \cos \varphi' = \frac{U''}{U'} \cos \varphi;$$

$$\operatorname{tg} \varphi' = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi'}}{\cos \varphi'} = \frac{\sqrt{(U')^2 - (U'')^2 \cos^2 \varphi}}{U'' \cos \varphi}. \quad (7-9)$$

Мощность конденсаторной батареи должна быть равна разности реактивных мощностей до и после установки продольной компенсации, т. е.

$$Q_C = Q'' - Q' = P (\operatorname{tg} \varphi - \operatorname{tg} \varphi').$$

Подставив в полученное выражение значение $\operatorname{tg} \varphi'$ из формулы (7-9) и произведя преобразования, получим окончательную формулу для мощности конденсаторов по заданным напряжениям U' и U'' :

$$Q_C = \frac{P}{\cos \varphi} \left[\sin \varphi - \sqrt{\left(\frac{U'}{U''}\right)^2 - \cos^2 \varphi} \right]. \quad (7-10)$$

В сетях с несколькими нагрузками место установки продольной компенсации выбирают так, чтобы, скомпенсировав потерю напряжения в наиболее загруженном участке сети, в то же время обеспе-

читать допустимые уровни напряжения во всех остальных точках и не превысить верхнего допустимого предела в точках, близких к конденсаторам, и нижнего предела в наиболее удаленных точках.

Следует отметить, что в распределительных сетях высокого напряжения установки продольной компенсации применяют, чтобы снизить отклонения напряжения, вызываемые переменной нагрузкой. Эта мера особенно эффективна в перегруженных радиальных линиях с большой реактивностью и с нагрузками, имеющими низкий $\cos \varphi$.

На рис. 7-7 приведена примерная схема установки продольной компенсации. Здесь $Л_1 - Л_2$ — линия; C — конденсатор; $PШ$ — шунтирующий разъединитель, служащий для вывода конденсаторов из работы; разъединители P и P — для отключения их на ремонт; P_p — спекающийся быстродействующий разрядник с токоограничивающим резистором R для защиты от перенапряжений при сверхтоках; $TН$ — трансформатор напряжения, служащий для измерения напряжения, а также для разрядки конденсаторов при снятии напряжения.

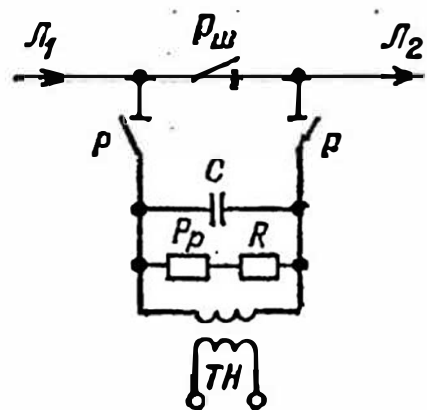


Рис. 7-7. Схема установки продольной компенсации

Основное достоинство устройств продольной компенсации заключается в автоматическом и безынерционном регулировании напряжения. Отсутствие механически движущихся частей и контактов делает эти установки весьма простыми и надежными в эксплуатации. При одинаковом регулирующем эффекте мощность конденсаторов получится в 4—5 раз меньше, чем мощность обычной конденсаторной батареи поперечной компенсации, выбранной только для регулирования напряжения.

К числу недостатков этих установок относится появление в определенных условиях резонансных явлений, вызывающих качания роторов двигателей, мигание света ламп накаливания и т. п. Более серьезным недостатком является опасность появления на зажимах конденсаторов недопустимо высокого напряжения при сквозных коротких замыканиях в линии ($I_{к.з} X_C$), что может привести к повреждению конденсаторов и выходу установки из строя. Компенсация части индуктивного сопротивления линии последовательно включенными конденсаторами вызывает также повышение общего уровня токов короткого замыкания. Влияние указанных недостатков в значительной мере устраняется применением быстродействующих разрядников, шунтирующих батарею конденсаторов при появлении на ее зажимах высоких напряжений при сверхтоках.

Отмеченные обстоятельства требуют применения для продольной компенсации специальных конденсаторов, допускающих кратковременные перенапряжения (до 5 крат).

Область применения продольной компенсации охватывает, наряду с загородными сетями большой индуктивности, также промыш-

ленные установки: электросварочные цеха, имеющие резко переменную нагрузку, ферросплавные электропечи с большими индуктивными сопротивлениями и т. п.

Пример 7-2. Выбрать продольную компенсацию для сети напряжением 10 кВ с нагрузками кВт и квар и длинами км, указанными на рис. 7-8. Напряжение в питающем пункте составляет 10 500 В. Допустимая потеря напряжения 8%. Время использования максимальной нагрузки всех потребителей $T = 4000$ ч. Среднее расстояние между проводами $D = 1000$ мм.

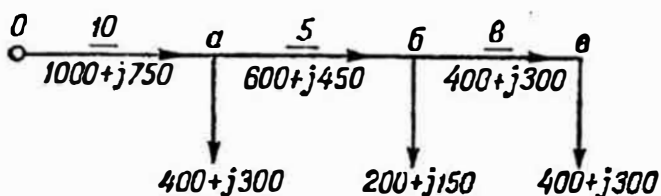


Рис. 7-8. Схема к примеру 7-2 (исходная)

Находим токи и экономические сечения (при $j = 1,1$ А/мм²) по участкам:

$$I_{0-a} = \frac{\sqrt{1000^2 + 750^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 72,5 \text{ А}; F_{э} = \frac{72,5}{1,1} = 66 \text{ мм}^2;$$

принимаем А-70;

$$I_{a-b} = \frac{\sqrt{600^2 + 450^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 43,5 \text{ А}; F_{э} = \frac{43,5}{1,1} = 39,5 \text{ мм}^2;$$

принимаем А-35;

$$I_{b-в} = \frac{\sqrt{400^2 + 300^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 29 \text{ А}; F_{э} = \frac{29}{1,1} = 26 \text{ мм}^2;$$

принимаем А-25.

Активные и реактивные сопротивления, Ом/км:

Участок	0—а	а—б	б—в
r_0	0,412	0,83	1,14
x_0	0,345	0,366	0,377

Допустимая потеря напряжения

$$\Delta U_{\text{доп}} = \frac{8 \cdot 10\,000}{100} = 800 \text{ В.}$$

Потери напряжения по участкам (без учета компенсации):

$$\Delta U_{0-a} = \frac{1000 \cdot 0,412 + 750 \cdot 0,345}{10} \cdot 10 = 670 \text{ В};$$

$$\Delta U_{a-b} = \frac{600 \cdot 0,83 + 450 \cdot 0,366}{10} \cdot 5 = 332 \text{ В};$$

$$\Delta U_{b-в} = \frac{400 \cdot 1,14 + 300 \cdot 0,377}{10} \cdot 8 = 455 \text{ В.}$$

Полная потеря напряжения

$$\Delta U = 670 + 332 + 455 = 1\,457 \text{ В,}$$

что значительно превышает допустимые 800 В.

Так как у нагрузки *а* уровень напряжения находится в допустимых пределах, а у нагрузки *б* потеря напряжения составляет $670 + 332 = 1002$ В, то продольную компенсацию целесообразно установить в конце участка *а—б*. Напряжение на входе будет $U' = 10\,500 - 670 - 332 = 9\,498$ В. Необходимое напряжение на выходе (после конденсатора) получаем $U'' = 10\,500 - 800 + 455 = 10\,155$ В. Определяем по формуле (7-10) необходимую мощность конденсаторов

$$Q_C = (600/0,8) [0,6 - \sqrt{(9,49/10,15)^2 - 0,8^2}] = 90 \text{ квар.}$$

Сопrotивление фазы

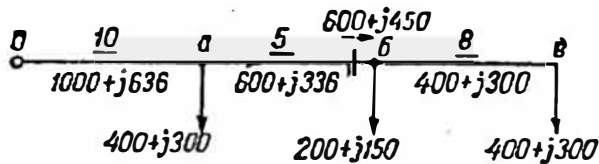
$$X_C = \frac{Q_C}{3I^2} = \frac{90\,000}{3 \cdot 43,5^2} = 16 \text{ Ом.}$$

Максимально возможное напряжение на конденсаторах составляет $U'' - U' = 10\,155 - 9498 = 657 \text{ В}$, поэтому выбираем конденсаторы с номинальным напряжением 1 кВ = типа КПМ-1-50-1.

Номинальный ток этого конденсатора $I_H = 50 \text{ А}$. Сопrotивление

$$X_C = \frac{50\,000}{50^2} = 20 \text{ Ом.}$$

Всего устанавливаем три конденсатора (по одному конденсатору на фазу).



Производим поверочный расчет потерь напряжения в линии. Потеря реактивной мощности в конденсаторах составит:

$$Q_C = 3 \cdot 43,5^2 \cdot 20 = 114 \text{ квар.}$$

Рис. 7-9. Схема к примеру 7-2 (окончательная)

Эта опережающая мощность уменьшает реактивную мощность, протекающую на участках $0 - a$ и $a - б$

линии. Новое распределение мощности по линии изображено на рис. 7-9.

Определим потери напряжения по участкам:

$$\Delta U'_{0-a} = \frac{1000 \cdot 0,412 + 636 \cdot 0,345}{10} \cdot 10 = 632 \text{ В;}$$

$$\Delta U'_{a-b} = \frac{600 \cdot 0,83 + 336 \cdot 0,366}{10} \cdot 5 - \frac{450 \cdot 20}{10} = -589,5 \text{ В;}$$

$$\Delta U'_{b-a} = \frac{400 \cdot 1,14 + 300 \cdot 0,377}{10} \cdot 8 = 455 \text{ В.}$$

Суммарная потеря напряжения до точки $в$ составит:

$$\sum_1^n \Delta U_t = 632 - 589,5 + 455 = 497,5 \text{ В,}$$

что вполне допустимо, ибо меньше 800 В .

Напряжение в точках: а) $10\,500 - 632 = 9868 \text{ В}$; б) $9868 + 589,5 = 10\,457,5 \text{ В}$; в) $10\,457,5 - 455 = 9957,5 \text{ В}$.

Из полученных результатов видно, что место продольной компенсации выбрано правильно, так как обеспечивает приемлемый уровень напряжения как в точке $б$, так и в точке $в$.

Расположение ее, например, в начале участка $a - б$ не привело бы к уменьшению реактивной мощности на этом участке, достигнутому в данном случае, а привело бы к дополнительным потерям и, следовательно, к пониженным уровням напряжения.

ГЛАВА ВОСЬМАЯ

РАСЧЕТ ЗАМКНУТЫХ МЕСТНЫХ СЕТЕЙ

8-1. Основные определения и область применения

Существенным недостатком рассмотренных в предыдущих главах разомкнутых (радиальных) сетей является то, что в случае выхода из работы какого-либо участка этих сетей значительная

часть потребителей лишается электроснабжения. Поэтому для обеспечения надежного электроснабжения ответственных потребителей, не терпящих длительных перерывов в электроснабжении, применяют замкнутые сети. Замкнутыми сетями называются сети, в которых электроэнергия к потребителям подается не менее чем с двух сторон. Различают простые замкнутые сети, в которых присоединенные к ним нагрузки питаются не более чем с двух сторон, и сложные замкнутые сети, к узловым точкам которых электроэнергия может подаваться не менее чем с трех сторон.

Простая замкнутая сеть может иметь либо один источник питания, и тогда она выполняется в виде замкнутого кольца и называется кольцевой сетью, либо два источника питания, питающих

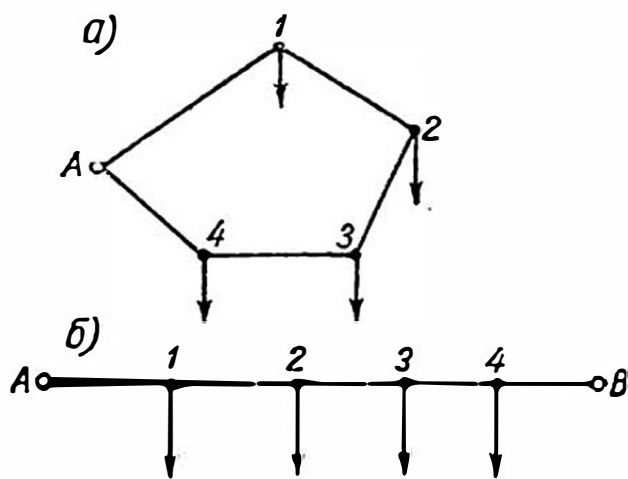


Рис. 8-1. Схемы простых замкнутых сетей: а — кольцевая сеть; б — сеть с двусторонним питанием

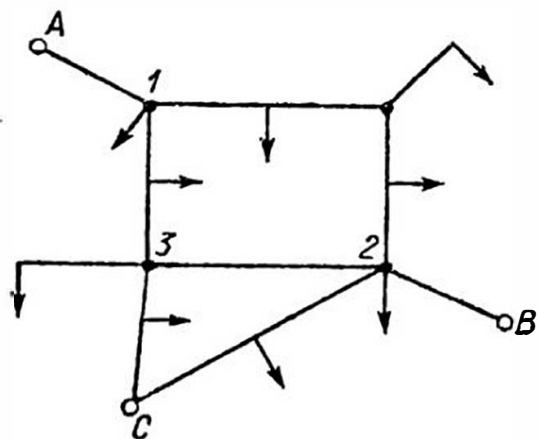


Рис. 8-2. Схема сложной замкнутой сети

линию с двух сторон, и тогда она называется сетью с двусторонним питанием.

На рис. 8-1, а представлена замкнутая кольцевая сеть с одним источником питания А, а на рис. 8-1, б — сеть с двусторонним питанием от источников А и В.

Легко видеть, что кольцевую сеть можно превратить в сеть с двусторонним питанием, разрезав ее по источнику питания. Пример сложной замкнутой сети с тремя источниками питания А, В и С и тремя узловыми точками 1, 2 и 3 изображен на рис. 8-2. Такая сеть не может быть превращена указанным выше способом в сеть с двусторонним питанием и требует сложных преобразований (см. § 12-5).

В местных сетях применяют преимущественно простые замкнутые сети — кольцевые или двустороннего питания, а также двухцепные линии, по существу являющиеся частным случаем кольцевого питания.

Область применения сложных замкнутых схем в местных сетях ограничена так называемой «замкнутой сеткой» низкого напряжения. Этот вид сетей применяют в крупных городах для питания

городской коммунальной нагрузки на напряжении 400/230 В. Схема такой сети представляет собой линии, расположенные по улицам города, смыкающиеся на перекрестках и питающиеся параллельно от нескольких источников (рис. 8-3).

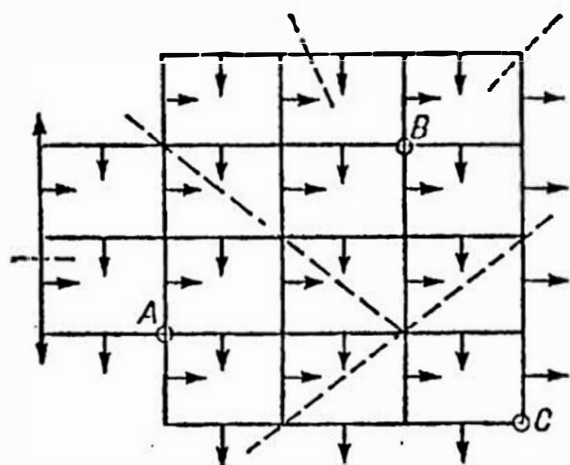


Рис. 8-3. Схема «замкнутой сетки»

В практических расчетах замкнутую сетку условно разрезают в точках, равноудаленных от точек питания (см. штриховые линии на рис. 8-3), превращая ее таким образом в разомкнутую сеть, которую рассчитывают обычными методами, например методом минимума расхода металла и допустимой потери напряжения. Этот прием

дает достаточно точные результаты, так как места разделения сети большей частью близко совпадают с точками раздела нагрузок.

8-2. Расчет линий с двусторонним питанием

Рассмотрим методику расчета линий с двусторонним питанием, являющуюся общим случаем расчета простых замкнутых сетей, поскольку, как указывалось в § 8-1, кольцевая сеть легко приводится к схеме двустороннего питания. Схема такой сети для трех нагрузок изображена на рис. 8-4. Здесь s_1 , s_2 и s_3 — нагрузки в точ-

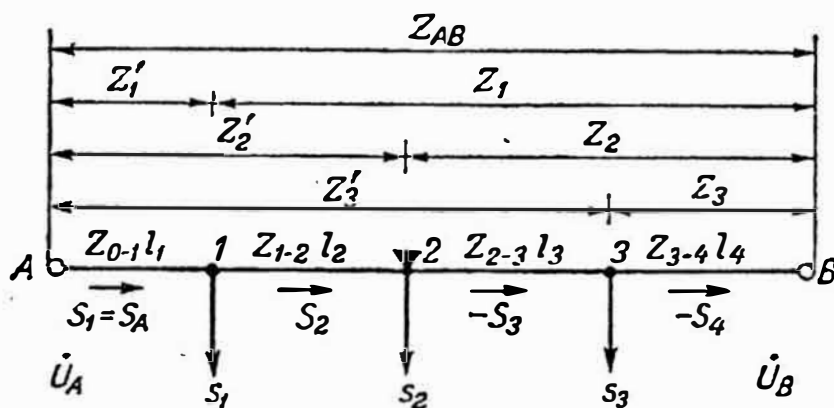


Рис. 8-4. Схема сети с двусторонним питанием

ках 1, 2 и 3; S_1 , S_2 , S_3 и S_4 — полные мощности на участках линии; Z_{0-1} , Z_{1-2} , Z_{2-3} и Z_{3-4} , l_1 , l_2 , l_3 и l_4 — соответственно полные сопротивления и длины участков; A и B — источники питания; \dot{U}_A и \dot{U}_B — напряжения источников питания.

Падение линейного напряжения на любом участке линии между нагрузками

$$\Delta \dot{U}_i = \sqrt{3} I_i Z_i,$$

где I_i — ток на данном участке; Z_i — сопротивление этого участка.

Поскольку

$$\dot{S}_i = \sqrt{3} i \dot{U}_i^*$$

то

$$\Delta \dot{U}_i = \frac{\dot{S}_i}{\dot{U}_i^*} Z,$$

где \dot{U}_i^* — сопряженный вектор напряжения в данной точке сети. Полагая вектор \dot{U}_i ориентированным по вещественной оси, получим:

$$\Delta \dot{U}_i = \frac{\dot{S}_i}{U_i} Z,$$

где \dot{S}_i и \dot{U}_i взяты для одной и той же точки участка.

Вектор напряжения \dot{U}_i изменяется вдоль линии по мере удаления от источника питания. Однако, пренебрегая потерями мощности в линии, т. е. исходя из постоянства напряжения вдоль каждого участка и полагая $U_1 = U_2 = \dots = U_n$ (что для сетей местного значения вполне допустимо), можем на основании второго закона Кирхгофа написать следующее равенство для падений напряжения между точками A и B :

$$\frac{\dot{S}_1 Z_{0-1}}{U_n} + \frac{\dot{S}_2 Z_{1-2}}{U_n} + \frac{\dot{S}_3 Z_{2-3}}{U_n} + \frac{\dot{S}_4 Z_{3-4}}{U_n} = \dot{U}_A - U_B$$

или

$$\dot{S}_1 Z_{0-1} + \dot{S}_2 Z_{1-2} + \dot{S}_3 Z_{2-3} + \dot{S}_4 Z_{3-4} = (\dot{U}_A - \dot{U}_B) U_n, \quad (8-1)$$

где U_n — номинальное напряжение сети.

Одновременно, пользуясь первым законом Кирхгофа для точек 1, 2, 3 и исходя из принятого допущения об отсутствии потерь мощности в сети, можно составить следующие равенства:

$$\dot{S}_1 - \dot{s}_1 = \dot{S}_2; \quad \dot{S}_1 - \dot{s}_1 - \dot{s}_2 = \dot{S}_3; \quad \dot{S}_1 - \dot{s}_1 - \dot{s}_2 - \dot{s}_3 = \dot{S}_4. \quad (8-2)$$

Подставив эти выражения в уравнение (8-1), получим:

$$\dot{S}_1 Z_{0-1} + (\dot{S}_1 - \dot{s}_1) Z_{1-2} + (\dot{S}_1 - \dot{s}_1 - \dot{s}_2) Z_{2-3} + (\dot{S}_1 - \dot{s}_1 - \dot{s}_2 - \dot{s}_3) Z_{3-4} = (\dot{U}_A - \dot{U}_B) U_n$$

или

$$\dot{S}_1 (Z_{0-1} + Z_{1-2} + Z_{2-3} + Z_{3-4}) - \dot{s}_1 (Z_{1-2} + Z_{2-3} + Z_{3-4}) - \dot{s}_2 (Z_{2-3} + Z_{3-4}) - \dot{s}_3 Z_{3-4} = (\dot{U}_A - \dot{U}_B) U_n.$$

Отсюда искомая мощность, выходящая в линию из пункта A , будет

$$\begin{aligned} \dot{S}_1 = \dot{S}_A = & \frac{\dot{s}_1 (Z_{1-2} + Z_{2-3} + Z_{3-4}) + \dot{s}_2 (Z_{2-3} + Z_{3-4})}{Z_{0-1} + Z_{1-2} + Z_{2-3} + Z_{3-4}} + \\ & + \frac{\dot{s}_3 Z_{3-4} + (\dot{U}_A - \dot{U}_B) U_n}{Z_{0-1} + Z_{1-2} + Z_{2-3} + Z_{3-4}}. \end{aligned} \quad (8-3)$$

Обозначив сопротивления от пункта B до нагрузок 1, 2, 3 соответственно через Z_1 , Z_2 и Z_3 , а полное сопротивление линии между

пунктами A и B через Z_{AB} и подставив эти величины в формулу (8-3), получим:

$$\dot{S}_A = \frac{\dot{s}_1 Z_1 + \dot{s}_2 Z_2 + \dot{s}_3 Z_3}{Z_{AB}} + \frac{U_A - U_B}{Z_{AB}} U_n$$

или в общем виде для многих нагрузок:

$$\boxed{\dot{S}_A = \frac{\sum \dot{s}_i Z_i}{Z_{AB}} + \frac{U_A - U_B}{Z_{AB}} U_n.} \quad (8-4)$$

Аналогичную формулу можно вывести и для нагрузки, идущей из пункта B :

$$\dot{S}_A = \dot{S}_B = \frac{\sum \dot{s}_i Z'_i}{Z_{AB}} + \frac{U_B - U_A}{Z_{AB}} U_n,$$

где Z'_i — сопротивления от пункта A до каждой нагрузки.

Остальные нагрузки по участкам, зная Z'_i , легко найти, пользуясь выражениями (8-2), а так как на схеме рис. 8-4 за положительное направление мощностей было условно принято направление от A к B , то часть нагрузок на участках, прилегающих к источнику питания B , получится с отрицательным знаком, что будет указывать на их обратное направление. В некоторой точке окажется, что мощности к ней притекают с двух сторон. В данном случае такой точкой является точка Z . Эта точка называется т о ч к о й р а з д е л а и обычно обозначается значком \blacktriangledown .

Второй член в выражении (8-4) представляет собой уравнительную мощность, протекающую по линии AB вследствие разности напряжений между этими пунктами. Эта мощность не зависит от нагрузок линии, так как она будет иметь место и при s_1, s_2, \dots, s_n .

При равенстве напряжений в точках питания или при кольцевой схеме (когда точки A и B совмещены) $U_A = U_B$. Второй член в правой части равенства (8-4) пропадает, и формула для определения мощности, выходящей из пункта A , принимает вид:

$$\dot{S}_A = \frac{\sum_1^n \dot{s}_i Z_i}{Z_{AB}}. \quad (8-5)$$

При расчете местных сетей обычно пользуются формулой (8-5), считая напряжения источников питания одинаковыми.

Таким образом, для того чтобы определить мощность, выходящую из одного источника питания, необходимо определить сумму моментов нагрузок относительно другого источника и разделить ее на полное сопротивление всего участка сети с двусторонним питанием.

При одинаковых напряжениях на источниках питания или при расчете кольцевых схем падение напряжения от обоих источников питания до точки раздела одинаково. Поэтому в этой точке сеть

может быть условно разрезана и потери напряжения определены для любой из половин как для сети с односторонним питанием.

Чтобы определить с помощью полученных выше формул, как распределяются мощности в линиях с двусторонним питанием, в общем случае подсчет производят в комплексной форме:

$$\dot{S}_A = P_A + jQ_A = \frac{\sum_1^n (P_i + jq_i) (R_i + jX_i)}{R_{AB} + jX_{AB}}. \quad (8-5a)$$

В некоторых случаях расчеты можно упростить, перейдя к раздельному определению распределения активной и реактивной мощностей и заменив в формуле (8-5) сопротивление Z_{AB} соответствующей проводимостью:

$$Y = \frac{1}{Z_{AB}} = G_{AB} - jB_{AB},$$

где

$$G_{AB} = \frac{R_{AB}}{R_{AB}^2 + X_{AB}^2} \quad \text{и} \quad B_{AB} = \frac{X_{AB}}{R_{AB}^2 + X_{AB}^2}.$$

Подставив эти величины в формулу (8-5), получим:

$$\dot{S}_1 = (G_{AB} - jB_{AB}) \sum_1^n \dot{S}_i Z_i$$

или

$$\dot{S}_1 = (G_{AB} - jB_{AB}) \sum_1^n (p_i + jq_i) (R_i + jX_i).$$

Произведя все действия и разделив вещественные и мнимые члены, получим:

$$\left. \begin{aligned} P_A &= G_{AB} \sum_1^n (p_i R_i - q_i X_i) + B_{AB} \sum_1^n (p_i X_i + q_i R_i); \\ Q_A &= G_{AB} \sum_1^n (p_i X_i + q_i R_i) - B_{AB} \sum_1^n (p_i R_i - q_i X_i). \end{aligned} \right\} \quad (8-6)$$

Формулы (8-6) позволяют вести подсчет в отдельности для активной и реактивной нагрузок, пользуясь абсолютными значениями вещественных и мнимых составляющих нагрузок и сопротивлений. Эти формулы можно использовать для расчета потокораспределения в сетях двустороннего питания и с *разными уровнями напряжения* источников питания. Однако в этом случае на полученный по формулам (8-6) результат потокораспределения необходимо наложить уравнительную мощность, рассчитанную по второму члену выражения (8-4).

В случае, если напряжения источников питания совпадают по фазе, уравнительная мощность, протекающая от одного источника питания к другому, будет

$$\dot{S}_{ур} = \frac{(U_A - U_B) U_{н} (R_{AB} - jX_{AB})}{R_{AB}^2 + X_{AB}^2}.$$

Необходимость в подобных расчетах возникает тогда, когда в целях перераспределения реактивной мощности для оптимального использования линий замкнутой сети на одном из источников питания устанавливают вольтодобавочные автотрансформаторы (см. § 13-4).

Определив, как в линии двустороннего питания распределяются нагрузки, переходят к подсчету потерь напряжения обычным способом (подробнее см. § 8-4).

8-3. Частные случаи расчета сетей с двусторонним питанием

В некоторых частных случаях выведенные выше формулы расчета сетей с двусторонним питанием могут быть значительно упрощены. Рассмотрим эти случаи.

Однородная линия

Если на всей длине линии провода расположены на опорах одинаково и имеют теоретически постоянное соотношение реактивного и активного сопротивления, т. е.

$$\frac{X}{R} = m = \text{const},$$

то формулу (8-5) можно преобразовать следующим образом:

$$\dot{S}_1 = \frac{\sum_1^n s_i Z_i}{Z_{AB}} = \frac{\sum_1^n s_i (R_i + jX_i)}{Z_{AB}}$$

и, подставив $X_i = R_i m$ и $X_{AB} = R_{AB} m$, получить

$$\dot{S}_1 = \frac{\sum_1^n s_i (1 + jm) R_i}{(1 + jm) R_{AB}} = \frac{\sum_1^n s_i R_i}{R_{AB}} = \frac{\sum_1^n p_i R_i}{R_{AB}} + j \frac{\sum_1^n q_i R_i}{R_{AB}}, \quad (8-7)$$

т. е. в этом случае расчет можно вести по активным сопротивлениям, производя его отдельно для вещественной и мнимой частей:

$$P_1 = \frac{\sum_1^n p_i R_i}{R_{AB}} \quad \text{и} \quad Q_1 = \frac{\sum_1^n q_i R_i}{R_{AB}}.$$

Однородная линия с постоянным сечением проводов

При одинаковом сечении проводов однородной линии по всей длине, т. е. при $r_0 = \text{const}$, что практически встречается часто, мы можем, заменив в формуле (8-7) $R_i = r_0 L_i$ и $R_{AB} = r_0 L_{AB}$, где L_i — расстояния от соответствующих нагрузок до пункта B , а L_{AB} — длина всей линии, получить:

$$\dot{S}_1 = \frac{\sum_1^n p_i r_0 L_i}{r_0 L_{AB}} + j \frac{\sum_1^n q_i r_0 L_i}{r_0 L_{AB}}$$

или

$$P_1 = \frac{\sum_1^n p_i L_i}{L_{AB}} \quad \text{и} \quad Q_1 = \frac{\sum_1^n q_i L_i}{L_{AB}}. \quad (8-8)$$

В этом случае расчет можно вести по длинам, определяя распределение отдельно активных и отдельно реактивных нагрузок.

Линии с нагрузками, имеющими одинаковый коэффициент мощности

Если $\cos \varphi$ всех нагрузок одинаков и линии однородны, то расчет можно вести по формуле (8-7), подставляя в нее величины полных мощностей. При чисто активной нагрузке ($\cos \varphi = 1$) в эту формулу подставляются активные нагрузки.

8-4. Порядок расчета простых замкнутых сетей

Расчет простых замкнутых сетей в отличие от расчета радиальных линий должен сопровождаться проверкой сетей в двух режимах: нормальном, когда потребители одновременно получают питание от двух источников питания A и B (рис. 8-5, *a*), и аварийном, когда один из источников питания, например источник B , или же линия, к нему присоединенная, отключена (рис. 8-5, *b*).

В первом случае выбранные сечения проводов линии должны удовлетворять экономической плотности тока при полученном распределении нагрузок по участкам и допустимой потере напряжения от источников питания до точки раздела (точки 3 рис. 8-5, *a*).

Во втором случае должна быть выдержана допустимая потеря напряжения для аварийного режима до наиболее удаленной точки

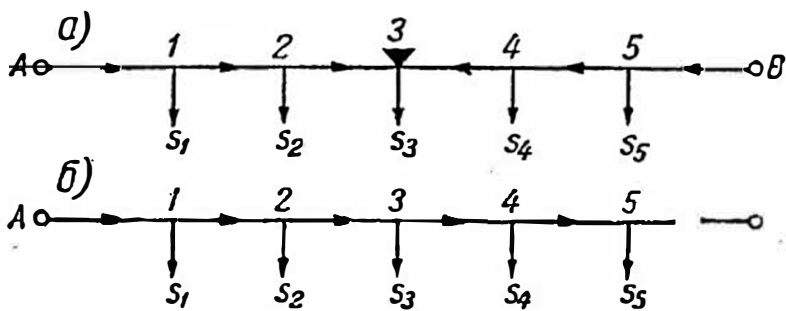


Рис. 8-5. Схемы сети с двусторонним питанием: *a* — нормальный режим; *b* — аварийный режим

(точки 5 рис. 8-5, б). Так как аварийные режимы не являются длительными, то в этих случаях сечение проводов может и не удовлетворять требованиям экономической плотности тока, но должно быть проверено по допустимому току на нагрев (см. гл. 5).

При расчете замкнутых сетей с двусторонним питанием могут встретиться два характерных случая:

1) линия на всей длине выполнена проводом одинакового сечения;

2) на участках, лежащих ближе к источникам питания, применен провод большего сечения, а на участках, примыкающих к точке раздела, — провод меньшего сечения.

Первый случай встречается чаще, так как одинаковое сечение вдоль всей линии имеет практические удобства, о которых упоминалось в § 6-7. Такое решение экономически оправдывается при большом количестве нагрузок, присоединяемых к линии на сравнительно близких расстояниях друг от друга, а также при равномерной нагрузке по всей длине. Порядок расчета следующий. В нормальном режиме работы линии по формуле (8-8) находят распределение мощности по участкам. Определяя токи на магистральных участках, по ним находят экономическое сечение, пользуясь формулами (4-19) и (4-20). Из полученных экономических сечений принимают среднее, округляя его до ближайшего стандартного.

Погрешность в определении экономического сечения в случае неравномерной нагрузки линии практически находится в допустимых пределах и тем меньше, чем больше нагрузок и чем чаще они расположены на линии.

После определения сечения проводов линии по формуле (4-18) находят потерю напряжения до точки раздела и в случае превышения допустимой величины в нормальном режиме корректируют выбранное сечение.

Затем рассматривают аварийный режим. Наиболее тяжелым случаем аварийного режима является отключение одного из источников питания. В этом случае питание всех нагрузок будет происходить с одной стороны. После определения распределения нагрузок по участкам находят потерю напряжения до наиболее удаленной точки и проверяют выбранное сечение проводов по нагреву.

Если проверка показывает превышение допустимых потерь напряжения (см. § 6-1) или допустимого нагрева проводов в аварийном режиме, сечение проводов увеличивают.

Во втором случае, т. е. при применении ступенчатого сечения проводов, ход расчета сети аналогичен вышесказанному. При этом сечение проводов выбирают методом подбора.

Сначала находят в нормальном режиме предварительное распределение мощности по участкам, предполагая линию однородной. Затем по найденному распределению мощности определяют экономическое сечение проводов каждого участка, проверяют их по нагреву в нормальном и аварийном режимах. После этого делают повторный расчет распределения мощности в нормальном режиме,

пользуясь формулами (8-4) или (8-6), и проверяют выбранные сечения по допустимой потере напряжения в нормальном и аварийном режимах. Если выбранные сечения не удовлетворяют допустимым величинам, их корректируют и повторяют расчет снова.

В случаях, когда точки раздела активных и реактивных мощностей в нормальном режиме не совпадают друг с другом, для определения наибольшей потери напряжения делают расчеты до одной и другой точек раздела и судят о правильности выбранного сечения провода по большей величине.

В замкнутых сетях, имеющих ответвления, наибольшие потери напряжения могут оказаться не в точке раздела, а на наиболее удаленной точке ответвления. Сечения проводов на ответвлениях определяют методами расчета радиальных сетей, исходя из предполагаемой доли допустимой потери напряжения от точки ответвления до наиболее удаленной точки.

Пример 8-1. Рассчитать воздушную линию напряжением 10 кВ, получающую питание от источников питания А и В. Схема линии с нагрузкой в кВт и

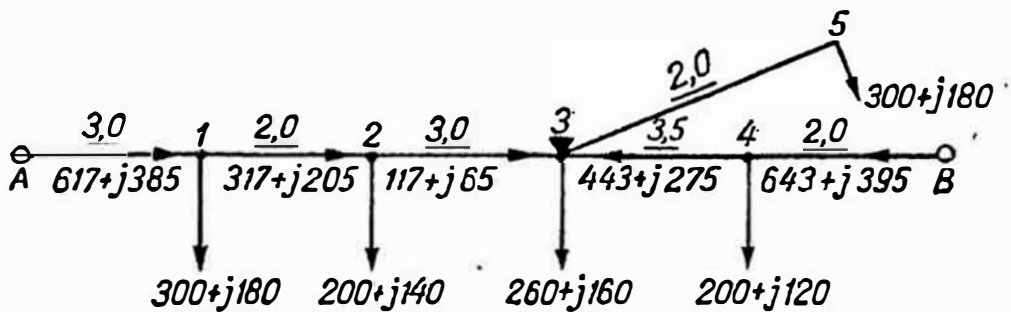


Рис. 8-6. Схема к примеру 8-1

квар и длинами в км указана на рис. 8-6. Время использования максимальной нагрузки $T = 5500$ ч.

Принимаем, что провода расположены на всех участках линии одинаково и имеют одни и те же сечения. Тогда мощности, вытекающие из источника питания А, определяются по формулам (8-8):

$$P_A = \frac{\sum_1^n p_i L_i}{L_{AB}} = \frac{200 \cdot 2 + 560 \cdot 5,5 + 200 \cdot 8,5 + 300 \cdot 10,5}{2 + 3,5 + 3 + 2 + 3} = 617 \text{ кВт};$$

$$Q_A = \frac{\sum_1^n q_i L_i}{L_{AB}} = \frac{120 \cdot 2 + 340 \cdot 5,5 + 140 \cdot 8,5 + 180 \cdot 10,5}{2 + 3,5 + 3 + 2 + 3} = 385 \text{ квар.}$$

По полученным значениям P_A и Q_A находим распределение мощностей по участкам и наносим их на схему (рис. 8-6). Точка раздела получилась в месте ответвления линии.

Для определения экономического сечения проводов находим величины токов, выходящих из А и В:

$$I_A = \frac{\sqrt{617^2 + 385^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 42,0 \text{ А}; \quad I_B = \frac{\sqrt{643^2 + 395^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 43,5 \text{ А.}$$

Экономическая плотность тока при $T = 5500$ ч составляет $j_3 = 1 \text{ А/мм}^2$ для алюминиевых проводов.

Исходя из поставленного условия об одинаковости сечений проводов на всех участках, определяем эквивалентную экономическую плотность тока для правой и левой частей сети с учетом распределения нагрузки по длине. Для этого определяем токи на участках:

$$I_{1-2} = \frac{\sqrt{317^2 + 205^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 22 \text{ А}; \quad I_{2-3} = \frac{\sqrt{117^2 + 65^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 4,0 \text{ А};$$

$$I_{3-4} = \frac{\sqrt{443^2 + 275^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 30 \text{ А},$$

после чего, пользуясь формулами (4-19) и (4-20), вычисляем поправочные коэффициенты и эквивалентную экономическую плотность тока:

$$k_{нА} = \sqrt{\frac{42^2 \cdot (3 + 2 + 3)}{42^2 \cdot 3 + 22^2 \cdot 2 + 4^2 \cdot 3}} = 1,49; \quad j_{э.э} = 1 \cdot 1,49 = 1,49 \text{ А/мм}^2;$$

$$k_{нВ} = \sqrt{\frac{43,5^2 \cdot (3,5 + 2)}{43,5^2 \cdot 2 + 30^2 \cdot 3,5}} = 1,22; \quad j_{э.э} = 1 \cdot 1,22 = 1,22 \text{ А/мм}^2.$$

Экономические сечения для правой и левой частей сети равны:

$$F_A = \frac{42}{1,49} = 28,2 \text{ мм}^2; \quad F_B = \frac{43,5}{1,22} = 35,5 \text{ мм}^2.$$

Принимаем ближайшее большее сечение провода А-35, имеющего допустимый ток нагрузки 135 А, что больше фактических токов при нормальной и аварийной работе линий:

$$I_B = 43,5 < 135;$$

$$I_{ав} = \frac{\sqrt{(617 + 643)^2 + (385 + 395)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 85,4 \text{ А} < 135 \text{ А}$$

Проверяем выбранное сечение проводов на допустимую потерю напряжения при $r_0 = 0,830 \text{ Ом/км}$ и $x_0 = 0,380 \text{ Ом/км}$ ($D_{ср} = 1,25 \text{ м}$).

Потеря напряжения при нормальном режиме до точки раздела

$$\Delta U_{нн} = \frac{(643 \cdot 2 + 443 \cdot 3,5) \cdot 0,83 + (395 \cdot 2 + 275 \cdot 3,5) \cdot 0,38}{10} = 285,6 \text{ В}$$

или

$$\Delta U_{нн} = \frac{285,6}{10\,000} \cdot 100 \approx 2,86\%.$$

Выбираем сечение проводов на ответвлении.

Ток нагрузки

$$I_{3-5} = \frac{\sqrt{300^2 + 180^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 20,2 \text{ А}.$$

Экономическое сечение

$$F = \frac{20,2}{1} = 20,2 \text{ мм}^2.$$

Принимаем провод А-25 ($r_0 = 1,14 \text{ Ом/км}$; $x_0 = 0,389 \text{ Ом/км}$).

Потеря напряжения в ответвлении

$$\Delta U_{3-5} = \frac{300 \cdot 1,14 + 180 \cdot 0,389}{10} \cdot 2 = 80,2 \text{ В}.$$

Максимальная потеря напряжения в нормальном режиме

$$\Delta U_{\text{макс}} = 285,6 + 80,2 = 365,8 \text{ В или около } 3,66\%.$$

Проверяем потерю напряжения в аварийном режиме. Наиболее тяжелым случаем будет отключение линии со стороны источника питания В.

Потеря напряжения до точки 4 в этом случае будет:

$$\Delta U_{A-4} = \frac{(200 \cdot 3,5 + 760 \cdot 3,0 + 960 \cdot 2 + 1260 \cdot 3) \cdot 0,83}{10} +$$

$$+ \frac{(120 \cdot 3,5 + 460 \cdot 3) \cdot 0,389}{10} + \frac{(600 \cdot 2 + 780 \cdot 3) \cdot 0,389}{10} =$$

$$= 928,0 \text{ В или около } 9,3\%.$$

Полученные величины потерь напряжения не превышают допустимых 12% для аварийного режима.

Пример 8-2. Осветительная сеть трехфазного тока напряжением 380 В ($\cos \varphi = 1$), питающаяся от источников А и В, имеет магистраль АВ и ответвление 3—6 (рис. 8-7, а). Сеть выполнена кабелями, проложенными в земле, магни-

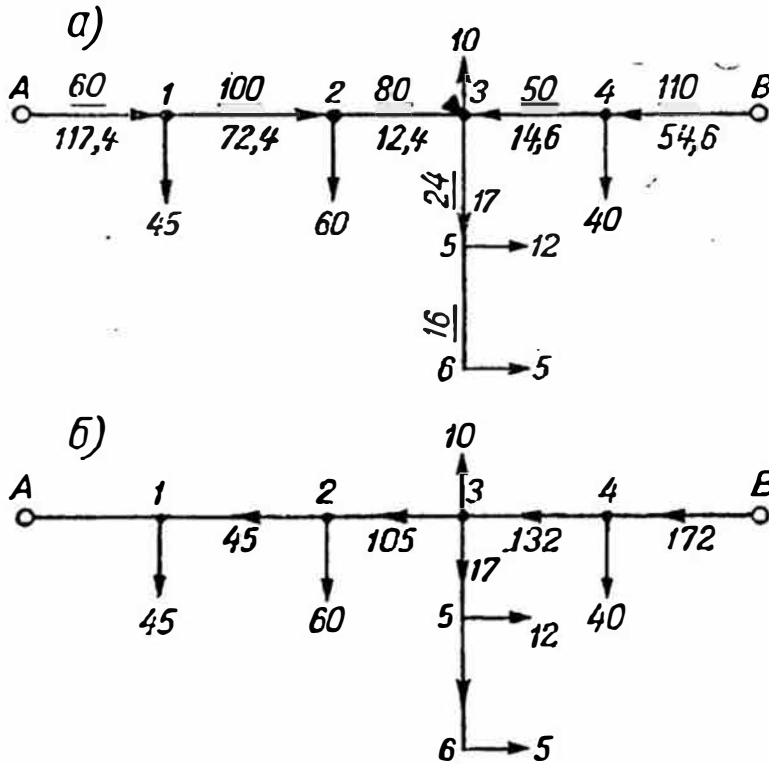


Рис. 8-7. Схемы к примеру 8-2: а — нормальный режим; б — аварийный режим

страль — кабелем марки АСБ $3 \times 70 + 1 \times 35 \text{ мм}^2$, а ответвление — кабелем АСБ $3 \times 16 + 1 \times 10 \text{ мм}^2$, и поэтому реактивным сопротивлением сети можно пренебречь. Нагрузки в кВт и расстояния в м указаны на схеме. Надо определить максимальные потери напряжения в нормальном и аварийном режимах. Напряжения на источниках питания А и В совпадают по фазе и равны соответственно $U_A = 400 \text{ В}$ и $U_B = 390 \text{ В}$.

Мощность, выходящую из источника питания А, определяем по формуле (8-4), преобразованной с учетом упрощений ($X = 0$ и $F = \text{const}$) следующим образом:

$$P_A = \frac{\sum_1^n P_i L_i}{L_{AB}} + \frac{U_A - U_B}{R_{AB}} U_{\text{н}}$$

Полагая $U_{\text{н}} = 380 \text{ В}$; $R_{AB} = L_{AB} r_0 = 0,4 \cdot 0,443 = 0,177 \text{ Ом}$ (при $r_0 = 0,443 \text{ Ом/км}$), получим:

$$P_A = \frac{40 \cdot 110 + 27 \cdot 160 + 60 \cdot 240 + 45 \cdot 340}{400} + \frac{400 - 390}{0,177} \times$$

$$\times 380 = 96 + 21,4 = 117,4 \text{ кВт}.$$

Находим распределение мощностей по участкам и наносим на схему рис. 8-7, а. Точка раздела получилась в пункте 3.

Потеря напряжения в нормальном режиме от пункта В до точки 3 составит:

$$\Delta U_{B-3} = \frac{54,6 \cdot 110 + 14,6 \cdot 50}{1000} \cdot 0,443 = 2,98 \text{ В.}$$

То же, от пункта А:

$$\Delta U_{A-3} = \frac{117,4 \cdot 60 + 72,4 \cdot 100 + 12,4 \cdot 80}{1000} \cdot 0,443 = 6,75 \text{ В.}$$

На ответвлении при $r_0 = 1,94 \text{ Ом/км}$ для $F = 16 \text{ мм}^2$:

$$\Delta U_{3-5} = \frac{24 \cdot 17 + 16 \cdot 5}{1000} \cdot 1,94 = 0,95 \text{ В.}$$

Максимальные потери напряжения:

$$\Delta U_{B-5} = 2,98 + 0,95 = 3,93 \text{ В или } \frac{3,93}{360} \cdot 100 = 1,03\%;$$

$$\Delta U_{A-5} = 6,75 + 0,95 = 7,7 \text{ В или } \frac{7,7}{380} \cdot 100 \approx 2\% < 6\%.$$

Напряжение в пункте 5 составит $400 - 7,7 = 392,3 \text{ В}$, что вполне приемлемо.

В наиболее тяжелом аварийном режиме, т. е. при отключении источника питания А, потеря напряжения до точки 1 (рис. 8-7, б) составит:

$$\Delta U_{B-1} = \frac{172 \cdot 110 + 132 \cdot 50 + 105 \cdot 80 + 45 \cdot 100}{1000} \cdot 0,443 = 17,0 \text{ В.}$$

или $\frac{17,0}{380} \cdot 100 = 4,5\%$, что меньше 10%.

Напряжение в пункте 1 составит $390 - 17,0 = 373 \text{ В}$.

Пример 8-3. Рассчитать сеть напряжением 35 кВ, изображенную на рис. 8-8, а. Там же указаны нагрузки в МВт и Мвар и длины в км. Сеть осуществлена на П-образных опорах, расположение проводов — горизонтальное, их расстояние друг от друга $D = 3,2 \text{ м}$. Время использования максимальной нагрузки $T = 5200 \text{ ч}$.

Определяем предварительное распределение мощностей, исходя из применения однородной линии на всех участках:

$$P_A = \frac{9,6 \cdot (6 + 13) + 13 \cdot 13}{10 + 6 + 13} = 12,1 \text{ МВт};$$

$$Q_A = \frac{5,2 \cdot (6 + 13) + 8 \cdot 13}{10 + 6 + 13} = 7 \text{ Мвар},$$

аналогично $P_{A'} = 10,5 \text{ МВт}$ и $Q_{A'} = 6,2 \text{ Мвар}$.

Находим распределение мощностей по участкам и наносим на схему рис. 8-8, б. Точка раздела получается на подстанции 2.

Определяем токи по участкам:

$$I_{A-1} = \frac{\sqrt{12,1^2 + 7^2}}{\sqrt{3 \cdot 35}} = 232 \text{ А}; \quad I_{1-2} = \frac{\sqrt{2,5^2 + 1,8^2}}{\sqrt{3 \cdot 35}} = 51 \text{ А};$$

$$I_{A'-2} = \frac{\sqrt{10,5^2 + 6,2^2}}{\sqrt{3 \cdot 35}} = 202 \text{ А.}$$

Принимая экономическую плотность тока для заданного равной $j = 1 \text{ А/мм}^2$ получаем следующие сечения проводов на участках:

$$F_{A-1} = \frac{232}{1} = 232 \text{ мм}^2; \text{ принимаем АС-240};$$

$$F_{1-2} = \frac{51}{1} = 51 \text{ мм}^2; \text{ принимаем АС-50};$$

$$F_{A'-2} = \frac{202}{1} = 202 \text{ мм}^2; \text{ принимаем АС-185}.$$

Проверяем выбранные сечения по току в аварийном режиме. Наибольший возможный ток на головных участках (при исчезновении питания с противо-

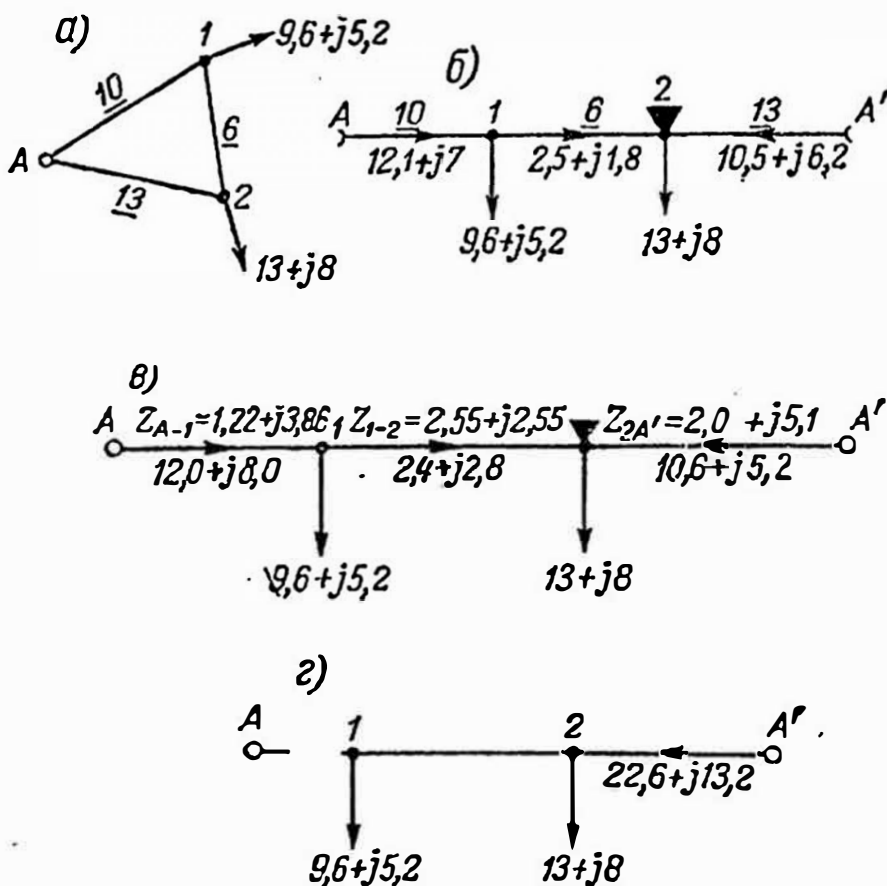


Рис. 8-8. Схемы к примеру 8-3: а — исходная схема; б — схема с распределением нагрузок (предварительная); в — нормальный режим; г — аварийный режим

ложной стороны) составляет:

$$I_{ab} = \frac{\sqrt{(9,6 + 13)^2 + (5,2 + 8)^2}}{\sqrt{3 \cdot 35}} = 433 \text{ А},$$

что меньше допустимых по нагреву токов: 610 А для проводов АС-240 и 510 А для проводов АС-185.

Для участка 1—2 наибольший возможный ток будет определяться нагрузкой подстанции 2 (при прекращении питания от точки A'):

$$I_{ab(1-2)} = \frac{\sqrt{13^2 + 8^2}}{\sqrt{3 \cdot 35}} = 253 \text{ А},$$

что больше допустимого для провода АС-50 тока 210 А. Поэтому на участке 1—2 следует принять сечение провода АС-70 (допустимый ток 265 А). Определяем

сопротивления участков линии для принятых сечений проводов ($D_{\text{ср}} = 1,26 \times \times D \approx 4000$ мм):

Участок	Провод	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	R , Ом	X , Ом
A—1	АС-240	0,122	0,386	1,22	3,86
1—2	АС-70	0,12	0,126	2,52	2,55
A'—2	АС-185	0,154	0,394	2,0	5,1

Определяем действительное распределение мощностей; для этого подсчитываем проводимости:

$$G_{AA'} = \frac{R_{AA'}}{R_{AA'}^2 + X_{AA'}^2} = \frac{1,22 + 2,52 + 2,0}{(1,22 + 2,52 + 2,0)^2 + (3,86 + 2,55 + 5,1)^2} = 0,0345 \text{ См};$$

$$B_{AA'} = \frac{X_{AA'}}{R_{AA'}^2 + X_{AA'}^2} = \frac{3,86 + 2,55 + 5,1}{(1,22 + 2,52 + 2,0)^2 + (3,86 + 2,55 + 5,1)^2} = 0,0695 \text{ См}.$$

Мощности, выходящие из источника питания A, определяем с помощью формулы (8-6):

$$P_A = 0,0345 (9,6 \cdot 4,52 - 5,2 \cdot 7,65 + 13 \cdot 2,0 - 8 \cdot 5,1) + 0,0695 \times \\ \times (9,6 \cdot 7,65 + 5,2 \cdot 4,52 + 13 \cdot 5,1 + 8 \cdot 2,0) = 12,0 \text{ МВт};$$

$$Q_A = 0,0345 \cdot (9,6 \cdot 7,65 + 5,2 \cdot 4,52 + 13 \cdot 5,1 + 8 \cdot 2,0) - 0,0695 \times \\ \times (9,6 \cdot 4,52 - 5,2 \cdot 7,65 + 13 \cdot 2,0 - 8 \cdot 5,1) \approx 8 \text{ Мвар}.$$

Наносим распределение мощностей на схему (рис. 8-8, в) и определяем потерю напряжения в нормальном режиме:

$$\Delta U_2 = \frac{10,6 \cdot 2,0 + 6,12 \cdot 5,1}{35} = 1,36 \text{ кВ}$$

или в процентах

$$\Delta U_2 = \frac{1,36}{35} \cdot 100 = 3,9\%.$$

Распределение мощностей в наихудшем аварийном режиме изображено на рис. 8-8, г.

Потеря напряжения в аварийном режиме до точки 1 составляет:

$$\Delta U_1 = \frac{22,6 \cdot 2,0 + 9,6 \cdot 2,52 + 13,2 \cdot 5,1 + 5,2 \cdot 2,55}{35} = 4,3 \text{ кВ}$$

или в процентах

$$\Delta U_1 = \frac{4,3}{35} \cdot 100 = 12,2\%.$$

ГЛАВА ДЕВЯТАЯ

ПРОЕКТИРОВАНИЕ МЕСТНЫХ СЕТЕЙ

9-1. Определение нагрузок и выбор источников питания

Проектирование электрических сетей местного значения начинают с определения места расположения нагрузок, подсчета их величины и выбора источников питания.

Определение нагрузок электроприемников в электрических сетях представляет собой достаточно сложную, а иногда и не очень опре-

деленную задачу, связанную с учетом большого количества разнообразных факторов, находящихся в различных сочетаниях.

К числу этих факторов относятся следующие:

1. Род потребителей электрической энергии и их технологическая характеристика (тяжелая, легкая промышленность, коммунальная нагрузка, осветительная, электротранспорт, нефте- и газодобычная, горнорудная и многие другие).

2. Энерговооруженность (степень внедрения электропривода в технологический процесс, автоматизация технологического процесса, доли расхода электроэнергии на единицу продукции и т. д.).

3. Динамика развития рассматриваемых потребителей электрической энергии и района в целом на расчетный период.

4. Характеристика работы электроприемников (степень загрузки, непрерывность работы в течение смены и количество рабочих смен в течение суток).

5. Степень совпадения максимальных значений нагрузок различных потребителей по времени (разновременность максимумов) — в течение суток, в течение года (сезонные нагрузки).

Для проектирования местных и распределительных сетей необходимо знать максимальное значение электрических нагрузок, присоединяемых в различных точках сети, например: домовых щитков жилых зданий, щитков отдельных цехов, распределительных пунктов мелких предприятий или больших цехов крупных предприятий и т. д. до главных приемных подстанций включительно. Соответственно должны быть определены нагрузки в линиях, питающих эти щитки и подстанции, с учетом потерь мощности в них.

Определение максимумов может быть произведено путем сложения ординат суточных графиков нагрузки всех отнесенных к каждой точке электросети потребителей, полученных либо теоретически на основании технологических данных, либо на основании статистических материалов аналогичных производств. При этом должны учитываться в отдельности максимумы активной и реактивных нагрузок, а также суточные и сезонные их значения.

Перечисленные выше факторы, влияющие на образование максимума нагрузки, носят случайный характер, поэтому и сам максимум является величиной случайной, требующей для своего определения математического аппарата теории вероятностей и математической статистики. Получаемый в результате расчетный максимум нагрузки группы электроприемников является вероятностной величиной, обеспечивающей расчетную нагрузку не ниже ожидаемой реальной. Подобные расчеты электрических нагрузок весьма трудоемки, занимают большое время и используются в специфической области проектирования электроснабжения промышленных предприятий и в большинстве своем требуют применения электронных цифровых вычислительных машин (ЭВМ).

Для многих случаев проектирования местных и распределительных сетей широко используются более простые методы, базирую-

щиеся на расчетных коэффициентах, позволяющих определять максимумы по установленной мощности. Для грубых подсчетов на первых стадиях проектирования применяются метод удельных плотностей нагрузок на квадратный метр площади предприятия, метод удельных расходов электроэнергии на единицу продукции и другие методы, основанные на удельных укрупненных показателях.

В методе «расчетных коэффициентов» при определении нагрузок промышленных предприятий пользуются величинами установленной мощности электроприемников, получаемыми на основании проектов технологической части предприятий или обследования действующих установок.

Под установленной мощностью P_y понимают номинальную мощность электроприемника, обозначенную в его паспорте.

Расчетную мощность определяют через установленную по формуле:

$$P_p = P_y k_c, \quad (9-1)$$

где k_c — коэффициент спроса, показывающий, какую часть установленной мощности составляет расчетная мощность.

Численно коэффициент спроса

$$k_c = \frac{k_z k_0}{\eta_d \eta_c}, \quad (9-2)$$

где k_z — коэффициент загрузки электроприемника, показывающий степень его загрузки в долях от номинальной мощности; k_0 — коэффициент одновременности, учитывающий неодновременность работы электроприемников на данном предприятии; η_d и η_c — коэффициенты полезного действия электродвигателей и распределительной сети.

При проектировании внутрицеховой сети расчетную мощность определяют для каждого приемника в отдельности, учитывая при этом коэффициенты спроса (и соответственно k_0 и η_c). При проектировании распределительной сети предприятия, состоящего из нескольких цехов, указанные выше мощности и коэффициенты спроса должны быть отнесены к цехам или группам цехов; в этом случае k_0 должны учитывать одновременность работы электроприемников в пределах этих групп (цеховых подстанций), а коэффициенты полезного действия сети η_c должны учитывать потери мощности как в цеховой сети, так и в трансформаторах цеховых подстанций.

При расчете сети, питающей несколько потребителей, имеющих различный характер и различные графики нагрузок, пользуются значениями коэффициентов спроса, отнесенными к каждой группе потребителей или к каждой отрасли промышленности. Примерные значения коэффициентов спроса для групп электрических приемников указаны в табл. 9-1. По предприятиям в целом эти коэффи-

циенты составляют 0,17—0,4 в химической, 0,3—0,6 в текстильной, 0,15—0,3 в деревообрабатывающей промышленности.

В табл. 9-1 указаны также средние значения коэффициентов мощности для каждого вида электроприемников, по которым можно определить расчетные значения реактивной мощности.

Таблица 9-1

Коэффициенты спроса и мощности для групп электрических приемников

Наименование электроприемников	K_c	$\cos \varphi$
Металлообрабатывающие станки с индивидуальными приводами в крупносерийном производстве	0,22—0,28	0,65
То же, в мелкосерийном производстве	0,15—0,20	0,4—0,60
» » при тяжелом режиме работы (штамповочные прессы, автоматы, револьверные, строгальные, расточные станки и т. п.)	0,1—0,14	0,65
Вентиляционные и компрессорные установки . . .	0,60—0,80	0,80
Насосные установки	0,50—0,80	0,80
Подъемные механизмы и краны	0,15—0,40	0,50—0,60
Электропечи (печи сопротивления, плавильные и др.)	0,80—0,90	0,80—0,95
Индукционные печи	0,80	0,10—0,35
Сварочные аппараты	0,30—0,50	0,40—0,60
Электрооборудование столовых, ресторанов (электронагрев)	0,70	0,95
Холодильное оборудование	0,30—0,50	0,70—0,80
Питающая сеть освещения:		
торговые помещения и мелкопроизводственные здания	1,00	1,00
крупные производственные здания	0,95	1,00
административные здания, здания общественного питания, библиотеки	0,90	1,00
производственные здания, состоящие из нескольких помещений	0,85	1,00
лечебные и учебные учреждения, конторские помещения	0,80	1,00

При определении мощности для цеха или группы цехов, питающихся от одной трансформаторной подстанции, находят для каждого потребителя расчетное значение активной мощности по формуле (9-1); по нему определяют расчетную реактивную мощность:

$$Q_p = P_p \operatorname{tg} \varphi,$$

а затем, суммируя в отдельности величины P_{pi} и Q_{pi} для всех приемников, определяют полную мощность подстанции:

$$\dot{S} = \sum_1^n P_{pi} + j \sum_1^n Q_{pi}.$$

В случае, если проектируемая сеть питает потребителей, имеющих графики нагрузки с несовпадающими по времени суточными

максимумами нагрузки (например, односменные и двусменные предприятия и осветительную нагрузку), то на суммарные значения мощности вводят понижающий коэффициент, носящий название коэффициента участия в максимуме

$$P_{\text{макс}} = k_{\text{уч}} \sum_1^n P_{\text{рл}}. \quad (9-3)$$

ПУЭ рекомендуют для расчета нагрузок городских сетей следующие значения $k_{\text{уч}}$: 1 — для сети напряжением до 380 В и для сетевых трансформаторов; 0,9 — для распределительной сети напряжением 6—20 кВ; 0,81 — для питающей сети напряжением 6—20 кВ.

При подсчете нагрузок на шинах напряжением 6—10 кВ цеховых подстанций принимают $k_{\text{уч}} = 0,85 \div 1$, а на более высоких ступенях электроснабжения $0,7 \div 1$. Коэффициенты участия могут быть определены также по графикам нагрузки.

Следует отметить, что приведенные выше величины коэффициентов спроса, мощности и участия в максимуме охватывают далеко не все возможные случаи и категории потребителей и приводятся здесь лишь как иллюстративный, ориентировочный материал, могущий быть использован только для учебных проектов. При реальном проектировании рекомендуется пользоваться соответствующими данными отраслевых проектных и научно-исследовательских институтов, систематически корректируемыми с учетом внедрения новых прогрессивных решений, обследования действующих предприятий и изучения опыта их эксплуатации.

Кроме описанного выше метода определения максимальных нагрузок по установленным мощностям с помощью коэффициента спроса, пользуются методом удельных значений плотности нагрузок. Так, для промышленных предприятий пользуются значениями

$$s_{\text{уд}} = \frac{S_{\text{макс}}}{F},$$

где F — производственная площадь данного предприятия, м^2 , а $S_{\text{макс}}$ — максимальная нагрузка, $\text{кВ} \cdot \text{А}$.

Зная намеченную в технологическом проекте площадь цеха и удельное значение $s_{\text{уд}}$, наблюдаемое на аналогичных действующих или проектируемых предприятиях, можно определить мощность цеховых подстанций (или распределительных щитов) и сечения основных питающих линий, не имея точного перечня приемников электроэнергии.

Подобным же образом, по удельным нагрузкам на 1 м^2 площади, определяют осветительную и коммунальную нагрузки населенных пунктов и городов. Например, для жилых помещений удельные нагрузки составляют в среднем от 12 до 18 $\text{Вт}/\text{м}^2$ (отнесены на 1 м^2 оплачиваемой площади). Для административно-конторских учре-

ждений, учебных заведений, лечебных учреждений, помещений общественного питания и т. п. эти нагрузки имеют большие значения и колеблются от 30 до 40 Вт/м², а в некоторых случаях, например для детских учреждений и ресторанов с применением электроплит, достигают даже 80—130 Вт/м². Разумеется, приведенные величины имеют ориентировочный характер, так как должны корректироваться по мере увеличения благосостояния народа и внедрения электрификации в быт.

Для ориентировочного определения размеров жилищно-коммунальной нагрузки населенных пунктов в целом можно пользоваться средними удельными расчетными данными, подсчитанными на 1000 жителей. Так, принимают, что нагрузки равны от 100 до 130 кВт на 1 тыс. жителей при наличии газификации и от 110 до 150 кВт на 1 тыс. жителей при отсутствии газификации.

Еще одним из упрощенных методов укрупненного определения нагрузок предприятий является метод с использованием удельных расходов электроэнергии на единицу продукции ω в кВт·ч. Зная величину Π — плановый объем выпуска продукции за время t ч (смену, сутки или год), определяют среднюю потребляемую мощность (цеха или предприятия) в кВт за это время по формуле:

$$P_{\text{ср}} = \frac{\omega \Pi}{t}.$$

От этой величины легко перейти к значению расчетного максимума:

$$P_{\text{макс}} = k_m P_{\text{ср}},$$

где k_m — коэффициент максимума, равный $P_{\text{макс}}/P_{\text{ср}}$, имеющий значение больше единицы и принимаемый по аналогии с наблюдаемыми в подобных действующих предприятиях.

Определять нагрузки потребителей, присоединяемых к проектируемым электрическим сетям, надо с учетом их перспективного развития. Рекомендуемый ПУЭ срок расчетного перспективного развития проектируемой сети составляет не менее 10 лет, при этом схемы сети должны предусматривать возможность их осуществления по очередям. Определение нагрузок потребителей, присоединяемых к проектируемой сети, должно сопровождаться установлением их категории по степени требуемой надежности электроснабжения (см. § 1-5).

Чтобы найти наиболее выгодный вариант расположения понижающих подстанций и источников питания, составляют картограмму нагрузок, представляющую собой топографический план проектируемого участка местности с нанесенными на нем расчетными нагрузками в виде кругов, площади которых пропорциональны этим нагрузкам.

На основании картограммы нагрузок устанавливают наиболее выгодные места расположения распределительных или цеховых

подстанций, а при проектировании сети напряжением 380—220 В — групповых распределительных щитов, по возможности стремясь приблизить их к месту нагрузок.

Одновременно выявляют возможные источники питания сети и их расположение. Если существующих источников питания в данном районе нет, то проектируют сооружение нового центра питания в виде понизительной подстанции, присоединяемой к линии передачи высшего напряжения. Место для этой подстанции выбирают таким образом, чтобы всемерно приблизить ее к наибольшим нагрузкам, максимально сократить протяженность распределительной сети, а также облегчить трассировку кабельных и воздушных линий передачи обоих напряжений.

После выявления места расположения и величины расчетных нагрузок и установления источников питания намечают несколько вариантов схем сети и приступают к выбору напряжения сети.

9-2. Выбор напряжения сети

Выбор напряжения сети — одна из основных задач проектирования. От величины напряжения зависят затраты проводникового металла, потери энергии, стоимость изоляции линии и аппаратуры.

Основным критерием для выбора номинального напряжения сети того или иного назначения является рассмотрение вариантов построения схемы для различных напряжений, определением минимальных расчетных приведенных затрат. Если экономические показатели сравниваемых вариантов близки друг к другу и обеспечивают соблюдение необходимых условий надежности электропитания, то выбирают вариант с более высоким напряжением. Это создает условия, благоприятствующие дальнейшему развитию сети.

Располагая опытом проектирования, можно при выборе напряжения для отдельных видов сетей не производить технико-экономического сравнения вариантов, а руководствоваться практическими данными или руководящими указаниями.

Например, как указывалось, городские распределительные сети низкого напряжения, согласно ПУЭ, должны быть трехфазными, четырехпроводными, с наглухо заземленной нейтралью, напряжением 380/220 В.

Городские электрические сети среднего напряжения, согласно ПУЭ, должны быть трехфазными, с изолированной нейтралью, напряжением, как правило, не ниже 10 кВ.

Применение напряжения 6 кВ для вновь сооружаемых городских сетей можно экономически оправдать только в том случае, если сеть присоединяется непосредственно (без трансформации) к 6-киловольтным шинам генераторов существующих электростанций или если расположенные в зоне действия сетей промышленные предприятия оборудованы столь большим количеством электродвигате-

лей напряжением 6 кВ, что последние покрывают свыше 25% общей нагрузки сетей.

При расширении или реконструкции городских электрических сетей напряжением 6 кВ в районах с преимущественной коммунально-бытовой нагрузкой следует переходить на напряжение 10 кВ; это тем легче осуществимо, что уже проложенные 6-киловольтные кабели обладают, как показал опыт, такой изоляцией, что их длительно можно использовать на напряжение 10 кВ. Подобное использование 6-киловольтных кабелей в качестве 10-киловольтных не противоречит ПУЭ.

Из возможных вариантов систем напряжений для питающих центров городской сети экономически выгоднее всего система с одиноконечной трансформацией 110/10 кВ. Осуществление питания городской распределительной сети 10 кВ при посредстве трансформации 35/10 кВ, в большинстве случаев себя не оправдывает, так как требует установки на питающих центрах трехобмоточных трансформаторов, которые при одинаковой мощности имеют большие потери холостого хода по сравнению с двухобмоточными и вызывают создание второй трансформации на месте потребления электрической энергии. Поэтому применение подобной схемы возможно либо при наличии сложившейся кабельной сети 35 кВ в черте города с незагруженными распределительными устройствами на районных подстанциях или электростанциях, либо когда осуществление глубоких вводов кабельных линий 110 кВ по экономике не может конкурировать с кабельными глубокими вводами 35 кВ (при невозможности ввода на территорию городов по условиям застройки воздушных линий 110 кВ).

Глубокие вводы 35, 110 кВ и в некоторых случаях 220 кВ широко рекомендуются в крупных городах, промышленных предприятиях и на других объектах со значительными сосредоточенными нагрузками. В этих случаях обеспечение электроснабжения потребителей на напряжении 10 кВ может оказаться неприемлемым из-за недостаточной пропускной способности такой сети и больших потерь. Сооружение же подстанций глубокого ввода указанных выше напряжений вблизи центров нагрузки городов и промышленных предприятий, а также непосредственно у энергоемких цехов отдельных предприятий, позволяет получить существенный экономический эффект как по потерям электроэнергии, так и по затрате проводникового материала.

Распределительные сети промышленных предприятий сооружаются с номинальными напряжениями 380, 660 В, 6 и 10 кВ. Выбор того или иного напряжения зависит от единичной мощности электроприемников, присоединяемых к сети, преобладающего значения этой мощности и от площади, на которой они расположены. Критерием для выбора напряжения является технико-экономическая оценка возможных вариантов.

Следует отметить, что внедрение напряжения 660 В расширяет область использования сетей до 1000 В в промышленных установ-

как и позволяет практически исключить применение напряжения 3000 В, а при наличии мощных электродвигателей шире использовать напряжение 6 и 10 кВ.

Таким образом, в современных промышленных установках рекомендуется:

- 1) при мощности электродвигателей до 100 кВт — применять сеть напряжением 380/220 В, совмещенную с осветительной;
- 2) при мощности до 500 кВт — 660 В;
- 3) при мощности от 200 до 12 500 кВт — 6000 В;
- 4) при мощности от 630 до 20 000 кВт — 10 000 В.

Окончательное решение, как указывалось, принимается технико-экономическими обоснованиями. При этом при использовании, например, напряжения 380/220 В учитывается дополнительный эффект от применения общих силовых и осветительных трансформаторов 380/220 В, а при напряжениях 6 или 10 кВ вместо 660 В, при равных условиях — удорожание трансформаторных подстанций и оборудования.

9-3. Схемы городских электрических сетей

Для электроснабжения крупных городов применяются две принципиально различные системы построения схем электрических сетей напряжением 6—10 кВ (см. § 1-2):

а) системы с распределительными пунктами (РП), связывающими между собой питающие и распределительные линии (двухступенчатая сеть);

б) системы, в которых трансформаторные подстанции (ТП) потребителей присоединены к центрам питания (ЦП) непосредственно через распределительную сеть (одноступенчатая сеть).

Питающие сети

В больших городах в прошлом широкое распространение получила система электроснабжения с РП, которые связаны с центрами питания относительно небольшим числом питающих линий большой пропускной способности. К шинам РП присоединяется нужное число линий распределительной сети. Таким образом РП является как бы повторением источника питания (ИП).

Такая двухступенчатая сеть, в частности, характерна для питающих центров, имеющих схемы с индивидуальным реактированием отходящих линий, вызываемым необходимостью ограничения токов короткого замыкания (т. к. з.).

Питающие сети, через которые осуществляется электроснабжение суммарных нагрузок 3000 кВ·А и более, должны при любом повреждении сети обеспечивать питание потребителей либо по резервным линиям, нормально включенным, либо путем автоматического ввода резерва (АВР).

На рис. 9-1 приведены схемы радиальной и петлевой (радиальной с переключателем) питающих сетей с параллельной работой линий (разъединители условно на схемах не показаны).

Если мощность короткого замыкания на шинах РП при параллельной работе большого количества питающих линий получается недопустимо высокой, то применяют схему с раздельной работой распределительных пунктов РП-1 и РП-2. В этом случае один из выключателей переключки между РП-1 и РП-2 нормально отключен; при повреждении питающей линии он включается автоматически.

Если нагрузки РП значительны, то схемы, подобные изображенным на рис. 9-1, выполняются сдвоенными кабелями в каждой линии с АВР на резервных переключках между РП (рис. 9-2). Число РП, присоединенных к питающей сети, может быть и больше двух, причем питание их может осуществляться, как показано на том же рисунке, от разных источников.

В настоящее время широко стали применяться схемы район-

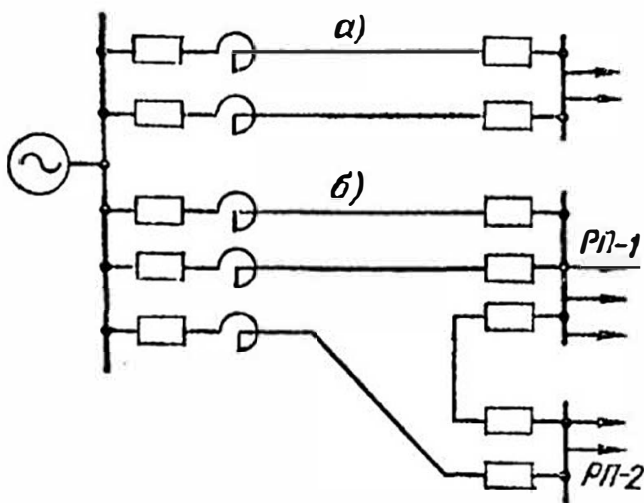


Рис. 9-1. Схемы питающих сетей: а — радиальной; б — петлевой

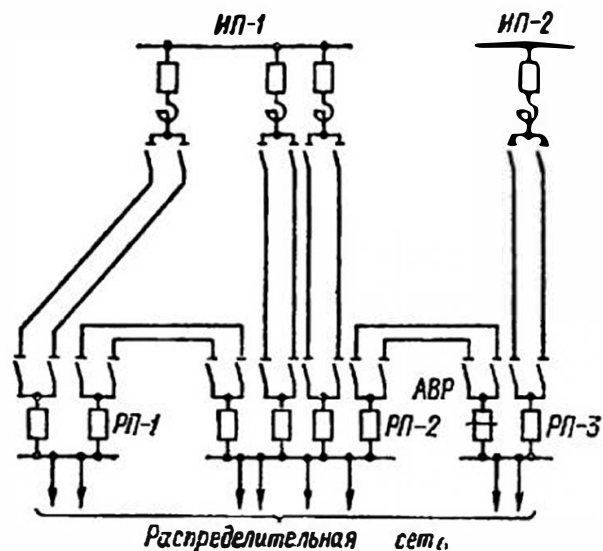


Рис. 9-2. Схема сети с параллельной работой линий и с АВР

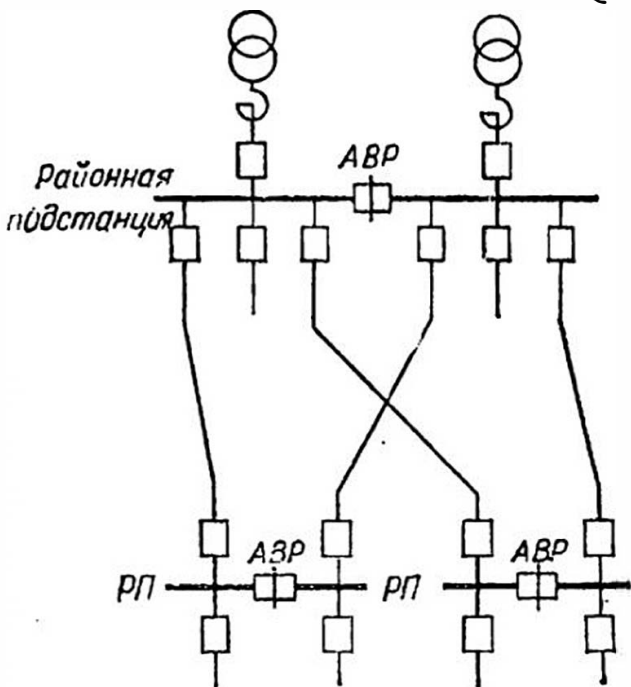


Рис. 9-3. Схема сети с глубоким секционированием

ных подстанций с групповым реактированием, установкой расщепленных реакторов или с использованием трансформаторов с расщепленными обмотками, что позволяет значительно упростить оборудование распределительных устройств 6—10 кВ и применять для

них более простые секционированные схемы. В связи с этим появляется возможность построения сети по принципу глубокого секционирования, с применением секционных выключателей как на районной подстанции, так и на РП с АВР (автоматическим вводом резерва). Такая схема изображена на рис. 9-3.

Идя по пути дальнейшего упрощения схем, для городов с большой плотностью нагрузок распределительные сети присоединяют непосредственно к центрам питания, переходя на одноступенчатую систему.

Схема двухступенчатого питания электронагрузок, несмотря на некоторое снижение протяженности сети 6—10 кВ из-за укрупнения питающих кабелей, по сравнению с одноступенчатой обладает более высокими стоимостными показателями за счет наличия РП, а при индивидуальном реактировании отходящих линий еще и за счет высокой стоимости линейных ячеек с реакторами. Выбор той или иной системы построения сети производится в зависимости от плотности нагрузок, возможности приближения ИП к центру нагрузок, распределения нагрузок по площади и завершается технико-экономическим сравнением возможных вариантов.

Распределительные сети напряжением 6 — 10 кВ

На рис. 9-4, а представлена наиболее простая и дешевая схема разомкнутой распределительной сети высокого напряжения для городских и сельских потребителей. Недостатком этой схемы является то, что авария, происшедшая в любом месте сети, прекращает питание всех потребителей.

На схеме рис. 9-4, б линия заведена на шины каждой из подстанций. Благодаря установке разъединителей на вводах каждый участок можно отсоединить для ремонта. В этом отношении данная схема удобнее предыдущей, но ее осуществление обходится, конечно, несколько дороже. При аварии лишаются питания только потребители, присоединенные за поврежденным участком (считая от ИП).

Петлевая распределительная сеть, представленная на рис. 9-5, работает разомкнуто (перемычка а—б в конце сети нормально разомкнута); каждая магистральная линия питается от ИП независимо. Если повреждается какой-либо участок одной из линий, то от релейной защиты отключается выключатель, установленный в начале линии, и питание всех потребителей, присоединенных к этой линии, нарушается. После нахождения места аварии поврежденный участок отключают разъединителями и, замкнув перемычку а—б, восстанавливают питание подстанций. В самом тяжелом случае, когда повреждение произошло на первом участке от ИП, вся нагрузка сети переходит на питание по одной линии; чтобы линия могла выдержать такую увеличенную нагрузку, необходимо делать поверочный расчет сети на нагрев по аварийному режиму, допуская при этом потерю напряжения, разрешаемую для аварийного режима.

Размыкание петли для нормального режима необходимо делать на подстанции, совпадающей с точкой токораздела, так как при этом потери электроэнергии будут наименьшими.

Количество трансформаторных подстанций, присоединяемых к одной петле сетей напряжением 6—10 кВ, не должно быть более 10—12 (т. е. 5—6 подстанций на линию).

Повышению надежности электроснабжения потребителей способствует применение автоматизированных разомкнутых схем сетей с резервированием на стороне ВН или НН. Таковы, в частности, двухлучевая и многолучевая схемы, нашедшие практическое применение в сетях Москвы и других городов Советского Союза.

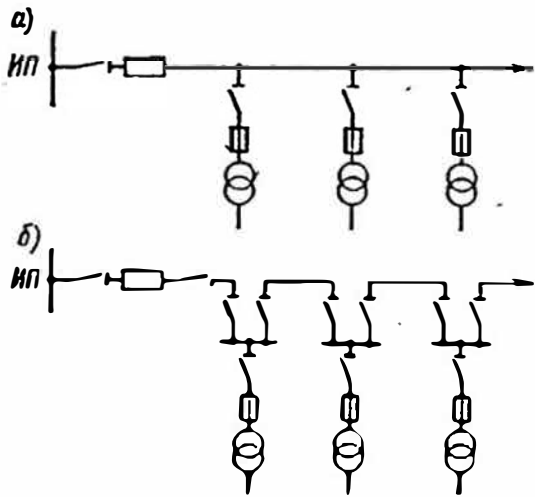


Рис. 9-4. Схемы разомкнутых распределительных сетей

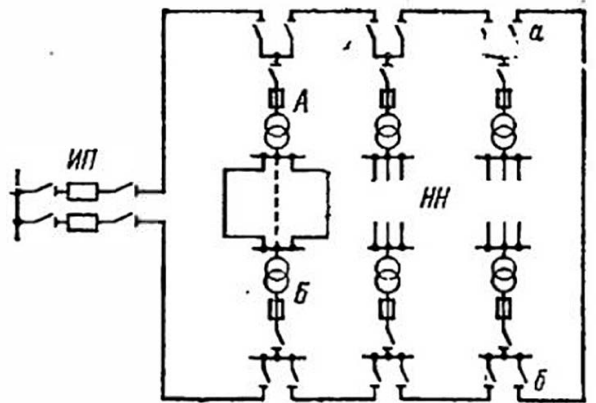


Рис. 9-5. Схема петлевой распределительной сети высокого напряжения

На рис. 9-6 дана схема двухлучевой распределительной сети ВН. На трансформаторных подстанциях установлено по два трансформатора одинаковой мощности, каждый из которых питается от отдельной линии (луча) L_1 и L_2 . Сеть НН разомкнута. При аварии в трансформаторе или в линии ВН сеть НН, питающаяся от данного трансформатора, автоматически отключается и переключается на другой трансформатор при помощи контактов K_1 и K_2 . Номинальная мощность обоих трансформаторов каждой подстанции с учетом допустимой перегрузки в аварийном режиме должна быть примерно в 1,4 раза больше нагрузки этой подстанции.

Чтобы повысить загрузку кабелей сети ВН в нормальном режиме, целесообразно выполнить сеть не по двухлучевой, а по трехлучевой схеме, чередуя присоединения подстанций к лучам.

Высокая надежность трансформаторов делает допустимой и такую двухлучевую схему питания разомкнутых сетей НН, по которой на подстанцию приходится только один трансформатор. Резервирование на случай повреждения питающей линии высокого напряжения L_1 и L_2 осуществляется здесь на вводах высокого напряжения посредством двух выключателей нагрузки ВН-1 и

ВН-2 (рис. 9-7), один из которых нормально отключен. Исчезновение напряжения приводит к тому, что от реле минимального напря-

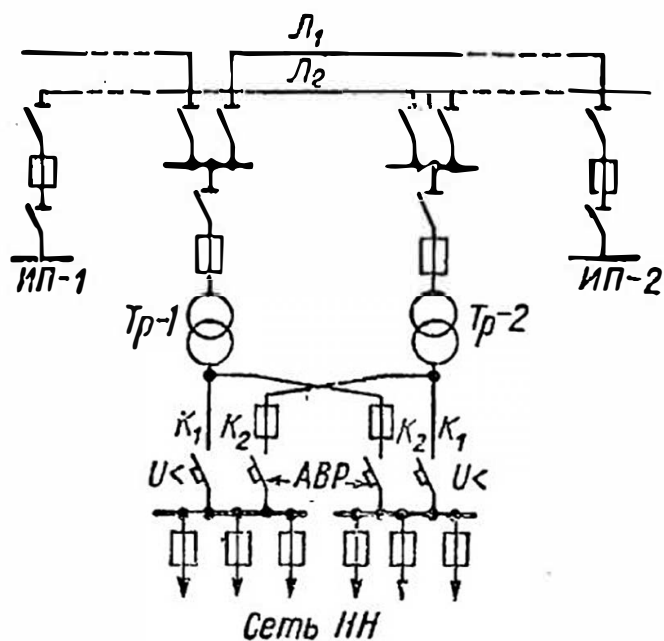


Рис. 9-6 Схема двухлучевой автоматизированной распределительной сети с АВР на 380 В

K_1 — рабочий контактор с реле минимального напряжения; K_2 — резервный контактор в АВР; ИИ — источник питания

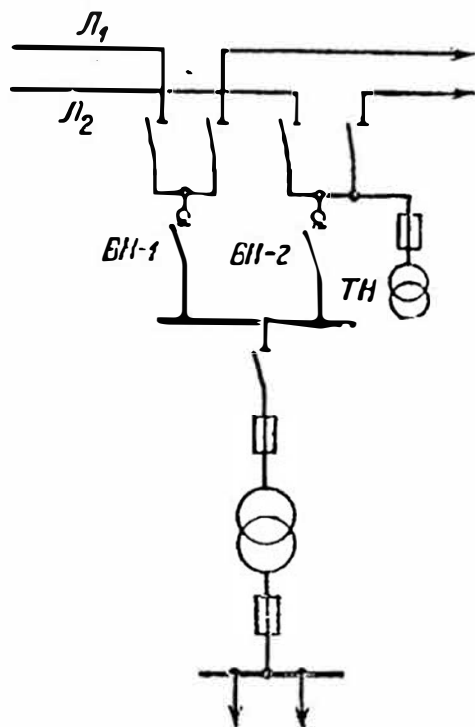


Рис. 9-7. Схема трансформаторной подстанции с АВР на стороне высшего напряжения

жения подается команда на отключение *ВН-1* и на включение *ВН-2*. Оперативный ток получают от трансформатора напряжения *ТН*.

Для обеспечения плановых (и аварийных) ремонтов трансформатора без отключения потребителей предусматривают резервирование по сети ИИ от соседней подстанции.

Распределительные сети напряжением 380/220 и 220/127 В

Сети напряжением 380 и 220 В, как правило, получают питание от трансформаторных подстанций (ТП) сети высокого напряжения (6—10 кВ).

В сетях ИИ применяют не только одностороннее, но и дву- и многостороннее питание.

Городские сети ИИ выполняются:

- а) разомкнутыми (с питанием по одному направлению);
- б) частично замкнутыми (полузамкнутыми);
- в) замкнутыми.

В последних все линии ИИ соединены между собой и все трансформаторы, питающие сеть, работают параллельно.

Разомкнутые распределительные сети наиболее распространены в схемах электроснабжения городов и населенных пунк-

тов. Основной их недостаток — нарушение питания потребителей при повреждении на каком-либо из участков сети, так как питание они получают только с одной стороны.

Ч а с т и ч н о з а м к н у т а я с е т ь НН состоит из отдельных, не связанных между собой, замкнутых участков, каждый из которых получает питание от группы трансформаторных подстанций, приключенных к одной общей линии ВЛ. Магистралы низкого напряжения, идущие от разных подстанций, связаны между собой с помощью соединительных пунктов низкого напряжения (рис. 9-8), предохранители которых имеют плавкие вставки уменьшенного сечения (на половину номинального тока магистралы). Предохранители на трансформаторах и в начале магистралей выбираются по

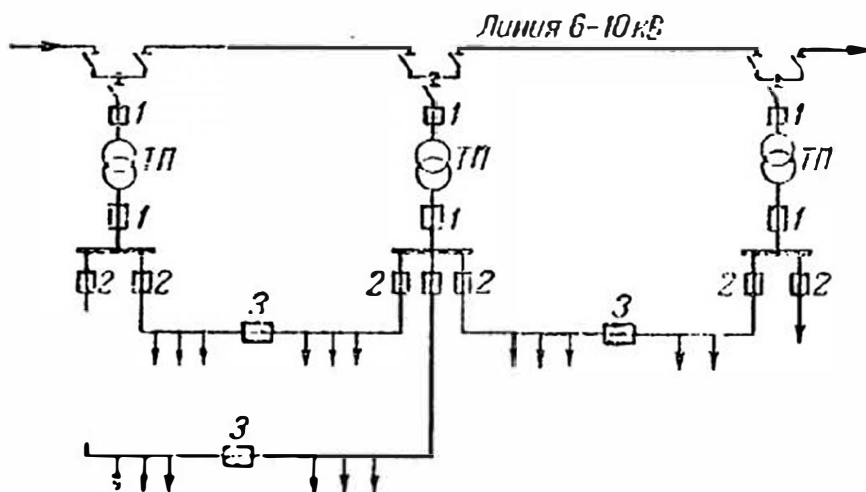


Рис. 9-8. Частично замкнутая сеть

1 — предохранитель со вставкой на номинальный ток трансформатора; 2 — то же, на номинальный ток кабеля; 3 — то же, на половину номинального тока магистралей

их номинальному току. Такой подбор предохранителей обеспечивает селективность их действия при коротких замыканиях в сети, поскольку из работы выводится только поврежденный участок. Потери мощности и напряжения в частично замкнутых сетях меньше, чем в разомкнутых.

Замкнутые сети НН делятся на поперечнозамкнутые и сложнозамкнутые.

П о п е р е ч н о з а м к н у т а я с е т ь простейшего типа (рис. 9-9), питаемая от трех магистральных линий высокого напряжения L_1 , L_2 и L_3 , представляет собой ряд участков, состоящих из нескольких параллельных распределительных линий РЛ низкого напряжения, концы каждой из которых присоединены к двум ТП, в свою очередь питающимся от разных магистралей высокого напряжения. Линии низкого напряжения в такой схеме защищены предохранителями, а со стороны низкого напряжения трансформаторов — автоматами обратной мощности.

Недостатком поперечнозамкнутых сетей, питаемых двумя линиями ВЛ, является увеличенная мощность трансформатора, которая должна превышать нагрузку сети на 50—60%. К недостаткам

сетей, выполненных по схеме треугольников и питаемых тремя линиями ВН, относится плохая сочетаемость конфигурации сетей с квартальной планировкой городских микрорайонов.

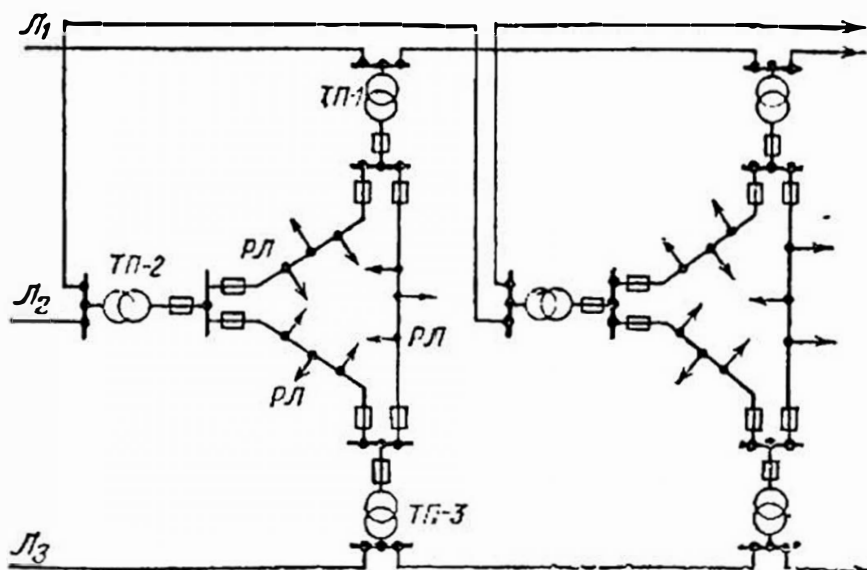


Рис. 9-9. Схема поперечно-замкнутой сети без автоматов обратной мощности

Сложнозамкнутые сети низкого напряжения (их называют также замкнутыми сетками) характеризуются большим количеством линий, питаемых от разных ТП (рис. 9-10), и внутрен-

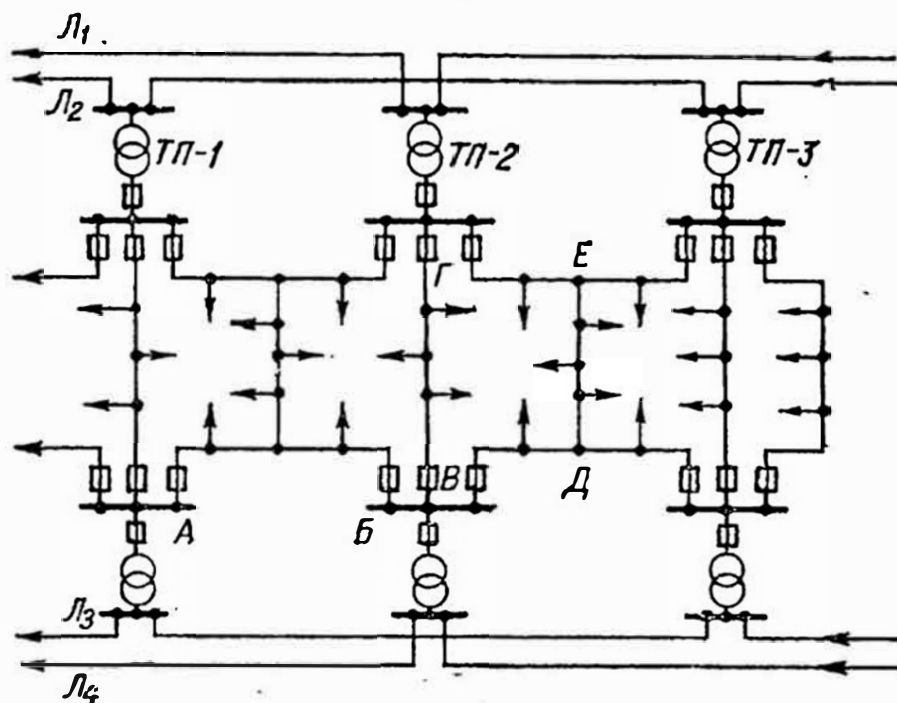


Рис. 9-10. Схема сложно-замкнутой сети низкого напряжения

ними связями (ДЕ), присоединенными к продольным (АБ) и поперечным (ВГ) линиям III. Применяют такие сети в городских районах с большой плотностью нагрузок, требующих высокой степени надежности электроснабжения. Плавкие предохранители, предназначенные для защиты отдельных участков сети, должны обла-

дать селективностью действия, что трудно достигается. Отсутствие же селективности приводит в случае аварий к погашениям больших участков сети. Поэтому более прогрессивно и надежно применять на ИП замкнутых сетей не предохранители, а специальные быстродействующие автоматы с реле обратной мощности.

Вопрос о выборе той или другой схемы сетей НН решается в каждом отдельном случае технико-экономическим расчетом с учетом ответственности нагрузок и их плотности.

Вводы в дома в сетях НН выполняются либо ответвлением от распределительной линии, либо заводкой линии на разделители. Последний способ, хотя и требует больших первоначальных затрат, все же предпочтительнее, так как обеспечивает быстрое восстановление питания потребителей при повреждениях в распределительной сети.

9-4. Схемы сетей промышленных предприятий

При проектировании сетей промышленных предприятий вначале должен быть решен вопрос об источниках питания. На предприятиях, которые требуют для технологических целей большого количества тепловой энергии, в ряде случаев целесообразно сооружать собственные ТЭЦ. Вопрос о том, что строить — ТЭЦ или котельную, решают с помощью технико-экономических подсчетов.

Электроснабжение предприятия, таким образом, может базироваться на питании либо от энергосистемы, либо одновременно от системы и ТЭЦ, либо, наконец, если в районе сооружения предприятия нет сетей энергосистемы, то только от ТЭЦ. По условиям резервирования, выдачи избыточной мощности ТЭЦ в систему и повышения экономичности во всех случаях предпочтительнее второй вариант, т. е. параллельная работа ТЭЦ с системой.

Подлежит решению и вопрос о числе источников питания, обеспечивающем бесперебойность электроснабжения предприятия.

Для промышленных предприятий, имеющих нагрузки I категории, необходимы два независимых ИП. Каждый из этих источников должен обладать мощностью, достаточной, чтобы в случае выхода из строя другого источника обеспечивать питанием все нагрузки I категории либо без перерыва, либо путем автоматического немедленного восстановления питания.

Наличие на предприятии ТЭЦ, работающей параллельно с энергосистемой, обеспечивает выполнение этого требования. Если же питание осуществляется только от системы, то резервирование возможно либо дублированием этого питания (две подстанции или две линии передачи), либо созданием местного источника питания небольшой мощности, рассчитанного лишь на нагрузки I категории (например, дизельная электростанция).

Для объектов I категории особо повышенной надежности, как указано в § 1-6, предусматривается третий (аварийный) источник,

мощность которого должна быть достаточна для безаварийного останова предприятия.

Схемы электроснабжения промышленных предприятий, питаемых от энергосистемы, подразделяются на схемы внешнего и на схемы внутреннего электроснабжения.

Схемы внешнего электроснабжения

Для сравнительно небольших промышленных предприятий, расположенных в черте города, нагрузки которых допускается питать напряжением 6—10 кВ, применяют схемы внешнего электроснабжения, аналогичные схемам питающей сети, изображенным на рис. 9-1 — 9-3.

На промышленных предприятиях с большими мощностями применимы, как указывалось в § 9-2, глубокие вводы напряжением 35—110 кВ, представляющие собой кабельные или, если позволяет местность, воздушные линии, которые заканчиваются у места потребления трансформаторами, присоединяемыми к распределительным устройствам напряжением 6—10 кВ, а в некоторых случаях непосредственно к цеховым распределительным устройствам. Схемы таких глубоких вводов описаны в § 14-2.

Если промышленные предприятия расположены на значительном расстоянии от населенных пунктов и вдали от сетей энергосистемы, внешнюю схему электроснабжения осуществляют либо с помощью линий электропередачи напряжением 35 кВ, присоединенных к распределительным сетям этого напряжения, либо с помощью линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше, присоединенных к районным сетям. В этих случаях на промышленном предприятии сооружают понижительную подстанцию, трансформирующую электрическую энергию на напряжение распределительной сети предприятия.

Схемы внутреннего электроснабжения

Схемы распределительных сетей напряжением 6—10 кВ для внутреннего электроснабжения промышленных предприятий проектируют, вообще говоря, так же, как описанные выше схемы городских сетей. Для крупных объектов, которые занимают обширные площади и обладают большими нагрузками или имеют на своей территории электростанцию или главную понижительную подстанцию, проектируют питающую сеть с РП (см. рис. 9-1 и 9-2) и далее распределительную сеть, питающую цеховые подстанции. При этом РП размещают, как правило, в местах наибольшего потребления электроэнергии и совмещают с трансформаторными подстанциями наиболее крупных цехов. Чаще всего, особенно при двух источниках питания, предпочтение отдают схеме глубокого секционирования (см. рис. 9-3), предусматривающей двустороннее питание от независимых источников каждой секции наиболее ответственных подстанций и наличие АВР на секционных выключателях.

Распределительную сеть промышленных предприятий с цеховыми подстанциями, допускающими перерывы в электроснабжении (II и III категории нагрузок), можно выполнять по радиальной или по радиально-петлевой схеме, аналогично схемам рис. 9-4, б и 9-5.

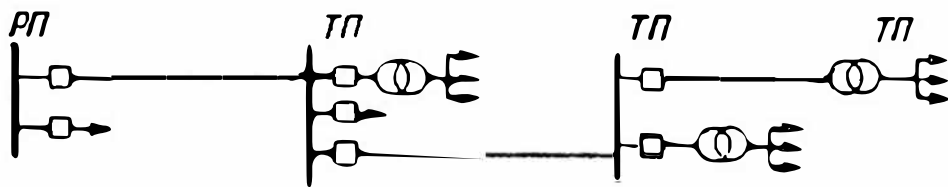


Рис. 9-11. Схема радиальной сети с выключателями (для промышленного предприятия)

Надо, однако, учитывать, что эти схемы не лишены недостатка: в случае повреждения линии выходит из строя сразу целая группа цехов, что не может не привести к значительному расстройству работы предприятия. Это заставляет отдавать предпочтение радиальной схеме с выключателями, изображенной на рис. 9-11.

Для предприятий с нагрузками I и II категорий применимы схемы с индивидуальным питанием цеховых подстанций от РП, как это изображено на рис. 9-12. В этом случае повреждение линии какой-либо цеховой подстанции не сказывается на работе остальных подстанций. Надежность схемы можно повысить, поставив резервирующую перемычку, изображенную на схеме штриховой линией. Но это делает недостаток схемы — повышенный расход кабелей — еще ощутимее.

Более совершенна и, главное, более экономична по затратам кабеля схема со сквозными двойными магистралями, присоединенными к разным источникам питания или к разным секциям РП (рис. 9-13). В этом случае

цеховые подстанции выполняются без сборных шин с двумя трансформаторами каждая, присоединенными к разным магистралям, что создает надежное резервирование.

В некоторых случаях подстанции глубокого ввода не удастся разместить вблизи цехов. Тогда в целях экономии кабеля в распределительной сети, а также для упрощения и удешевления схем распределительных устройств РП на предприятиях с большими сосредоточенными нагрузками применяют в сетях напряжением 6—

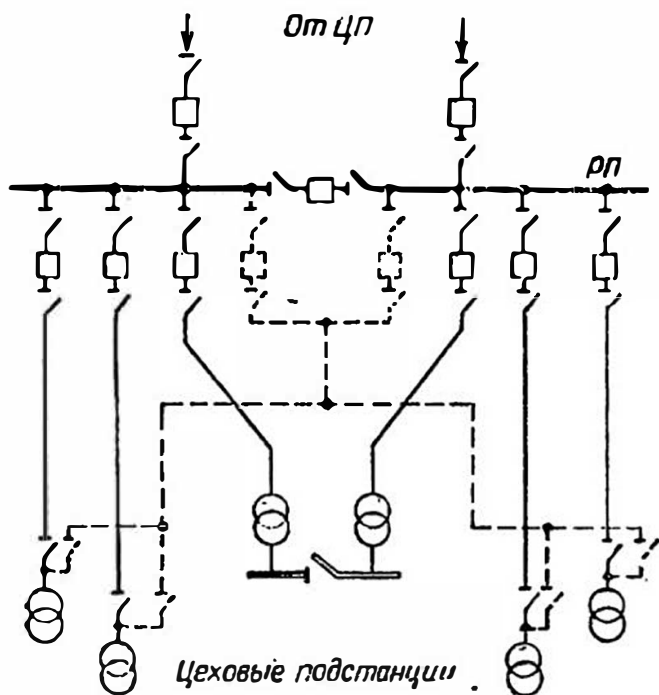


Рис. 9-12. Схема сети промышленного предприятия с индивидуальным питанием цеховых подстанций

10 кВ шинопроводы, монтируемые по эстакадам и являющиеся как бы продолжением шин РП.

Наш обзор далеко не исчерпывает всех возможных вариантов схем внутреннего электроснабжения промышленных предприятий.

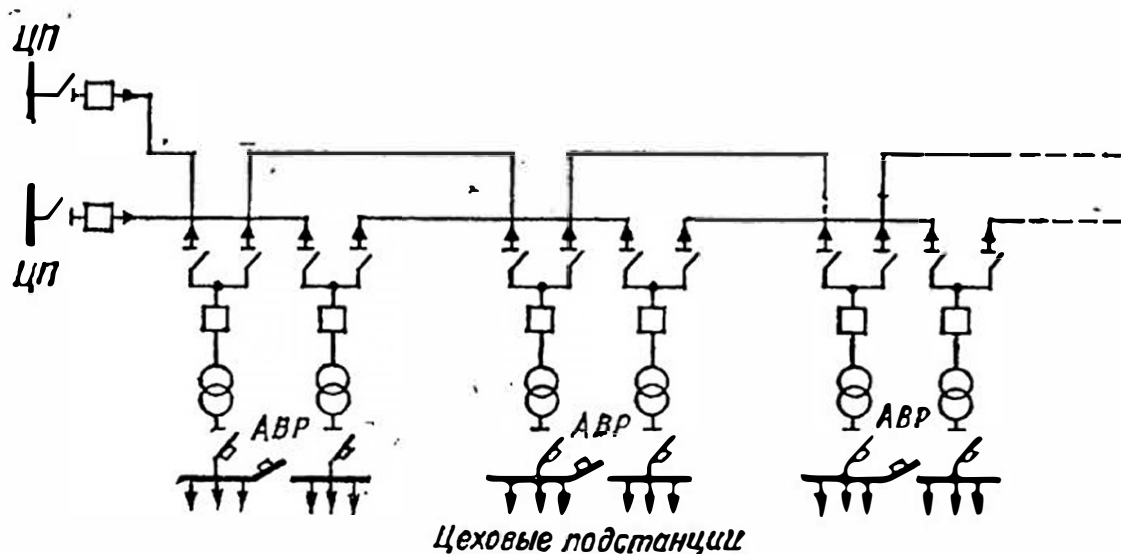


Рис. 9-13. Схема бесшинных подстанций со сквозными магистралями

Эти схемы надо разрабатывать для каждого предприятия отдельно, учитывая особенности его технологического процесса, ответственность отдельных приемников и цехов, взаимное их расположение, а также характер источников питания и их расстановку.

9-5. Схемы загородных сетей

Назначение этих сетей — электроснабжение сельскохозяйственных предприятий, небольших населенных пунктов, городов районного подчинения, колхозов и совхозов. К этим сетям присоединяются также промышленные предприятия малой и средней мощности, расположенные в сельской местности, а также подстанции горных разработок, рудников, карьеров, торфоразработок и т. п.

В связи со строительством крупных животноводческих ферм, комплексов по производству продуктов животноводства на промышленной основе, птицефабрик, тепличных ферм, а также в связи с повышением энерговооруженности колхозно-совхозного производства, нагрузки загородных сетей непрерывно возрастают.

Учитывая значительные размеры территорий, на которых располагаются упомянутые потребители, основными магистралями электроснабжения, как правило, являются линии 110 кВ с центрами питания 110/10 кВ и 110/35/10 кВ. Распределительная сеть от этих подстанций осуществляется на напряжении 10 кВ, с радиусом действия 10—12 км. При малой плотности нагрузки с большими расстояниями между ЦП с трехобмоточными трансформаторами сеть осуществляется на напряжении 35 кВ. Радиус действия таких сетей может достигать 30—35 км при передаче мощности до 4 МВт.

Загородные сети напряжением 10 кВ строят, главным образом, по радиальным схемам с замыкающими переключателями, обеспечивающими резервирование при ремонтах (см. рис. 9-14); при этом часть

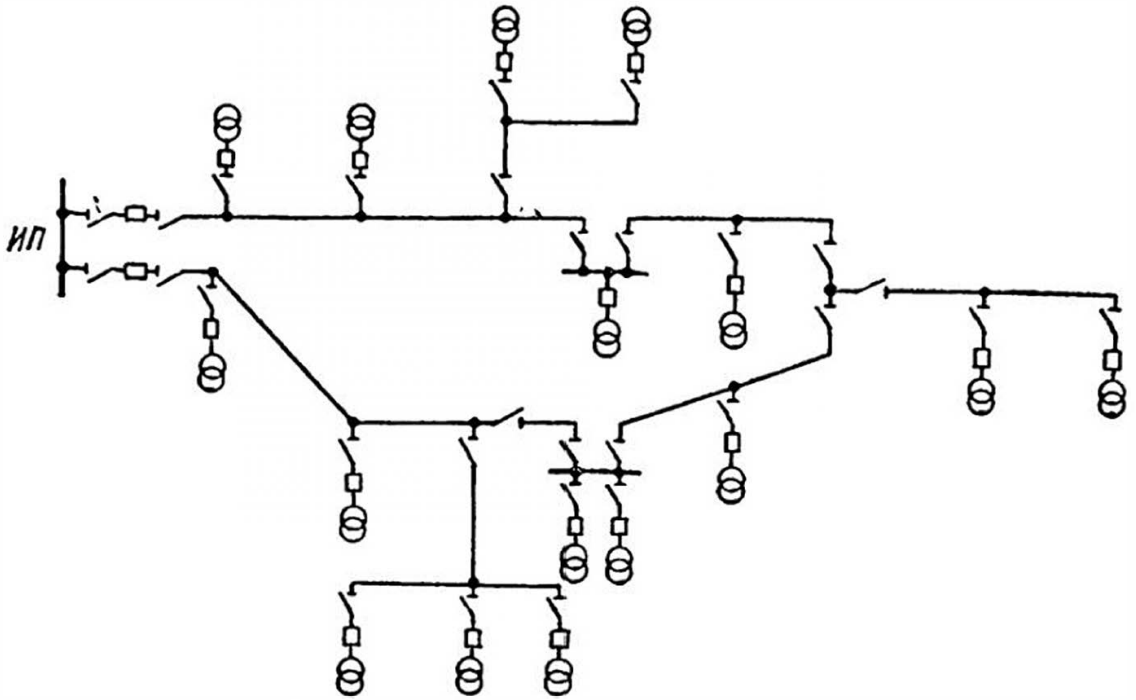


Рис. 9-14. Схема загородной сети напряжением 6—10 кВ

потребителей присоединяется на глухих ответвлениях, а часть наиболее ответвленных включаются в рассечку линий.

Загородные сети 35 кВ сооружают преимущественно по радиальным разомкнутым схемам, а при наличии потребителей I кате-

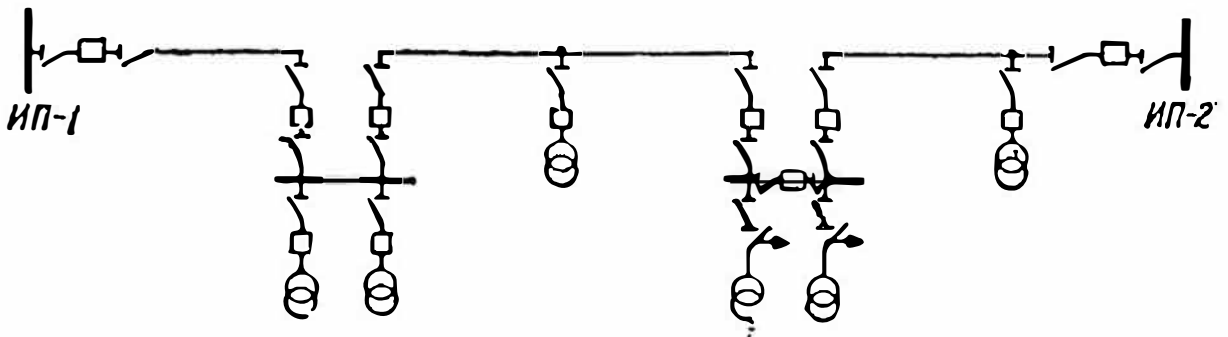


Рис. 9-15. Схема замкнутой сети напряжением 35 кВ

гории по схемам с двусторонним питанием от двух независимых источников. Пример такой схемы представлен на рис. 9-15.

Распределительные сети 380/220 В выполняются, как правило, воздушными по разомкнутой схеме.

ГЛАВА ДЕСЯТАЯ

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

10-1. Схемы замещения линий электропередачи

Для передачи мощности отдельных электростанций энергосистемы к центрам потребления и для распределения этой мощности между крупными потребителями применяют более высокие напряжения переменного тока, чем в местных сетях, а именно 110, 220 и 330 кВ. Еще более высокие напряжения — 500 и 750 кВ — применяют для передачи больших количеств электроэнергии в крупные промышленные районы, значительно удаленные от источников электроснабжения, а также для связи между собой электрических систем.

В последних случаях, наравне с переменным током, а при определенных условиях даже с большей экономичностью, применяют постоянный ток также очень высоких напряжений (± 400 — ± 750) кВ.

С повышением напряжения электропередачи значительно повышается ее пропускная способность, а при передаче той же мощности увеличивается дальность передачи. Однако стоимость линий и особенно стоимость оборудования подстанций с повышением напряжения увеличиваются.

Напряжение для электропередачи выбирают на основании технико-экономических расчетов (см. гл. 4). Если сравниваемые варианты равноценны в экономическом отношении, предпочтение отдают варианту, по которому электропередача осуществляется более высоким напряжением, так как в этом случае будет легче обеспечить возможное в будущем увеличение электропотребления.

При проектировании линий электропередачи заданными являются передаваемая мощность и расстояние, на которое должна быть передана эта мощность. Результатом расчетов должно быть определение номинального напряжения электропередачи, экономически наиболее отвечающее заданным условиям, число цепей и сечение проводов, а также определение мероприятий по увеличению

пропускной способности линии, если таковые окажутся необходимыми.

При решении упомянутых вопросов принимается во внимание, что длительное превышение рабочего напряжения над номинальным по условию работы изоляции не должно превосходить 15% — в сетях 110—220 кВ, 10% — в сетях 330 кВ и 5% — в линиях 500 кВ и выше. Из этого следует, что потеря напряжения в линиях электропередачи ограничена и при экономическом сечении проводов в них каждому из указанных номинальных напряжений соответствует определенное наибольшее расстояние, на которое еще целесообразна передача мощности на данном напряжении.

В качестве ориентировочных величин укажем эти расстояния для линий переменного тока:

Напряжение, кВ	110	220	330	500	750
Длина линии, км	160	240	300	1100	2000

Оптимальное расстояние для линий электропередачи постоянного тока напряжением ± 750 кВ составляет 2000—2500 км.

Электрические сети всех напряжений обладают активной и емкостной проводимостями. Наличие проводимостей обуславливает протекание в линиях токов утечки и емкостных токов, величина которых не зависит от нагрузки, а определяется только конструкцией, длиной линии и ее рабочим напряжением.

В местных сетях, имеющих относительно небольшую протяженность и небольшие номинальные напряжения, токи проводимостей малы по сравнению с токами нагрузок. Поэтому при электрических расчетах местных сетей проводимости линий не принимают во внимание.

Иное дело районные сети, имеющие большую протяженность и более высокое напряжение, чем местные сети. В районных сетях токи проводимостей достигают величин, соизмеримых с величинами токов нагрузки, и поэтому не могут не учитываться при электрических расчетах. Таким образом, в отличие от расчетов местных сетей, электрический расчет линий электропередачи районных сетей должен производиться не только по сопротивлениям R и X , но и с учетом проводимостей G и B .

Активная G и реактивная B проводимости, так же как активное R и реактивное X сопротивления, равномерно распределены вдоль линии электропередачи. Однако при расчетах линий электропередачи пользуются упрощенными методами, рассматривая линию не с равномерно распределенными, а с сосредоточенными активными и реактивными сопротивлениями и проводимостями.

Для линий электропередачи протяженностью до 300 км с достаточной точностью можно полагать проводимости сосредоточенными в середине линии, а ее сопротивления — по концам или, наоборот, сопротивления — в середине, а проводимости — по концам линии.

В зависимости от того, какой из указанных двух вариантов упрощения будет принят, приходим либо к T-образной (рис. 10-1), либо

к П-образной (рис. 10-2) схемам замещения линий. Для расчета электропередач удобнее П-образная схема замещения линий, которую и примем в основу дальнейшего рассмотрения.

Методы определения активных и индуктивных сопротивлений линий, изложенные в § 3-2 и 3-3 для сетей местного значения, пол-

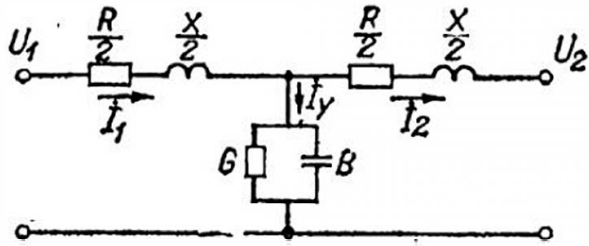


Рис. 10-1. Т-образная схема замещения линии

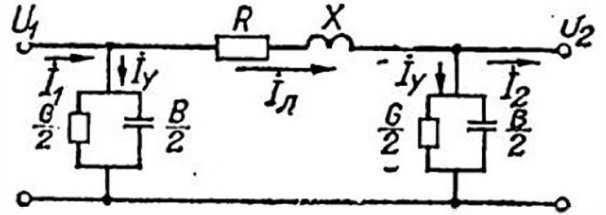


Рис. 10-2. П-образная схема замещения линии

ностью применимы и для линий передачи районных сетей с одиночными проводами на фазу.

В целях повышения пропускной способности линий (снижения реактивного сопротивления) и уменьшения потерь электрической энергии на корону линии трехфазного тока напряжением 330, 500 и 750 кВ выполняют с «расщепленными» фазами, т. е. вместо одного провода в каждой фазе подвешивают 2, 3, 4 или 5 проводов, располагая их по углам правильного многоугольника. Суммарное сечение фазных проводов принимают, как и в линиях с одиночными проводами, по экономической плотности тока.

Расщепление провода фазы на n проводов может рассматриваться как замена его проводом значительно большего радиуса, величина которого зависит от «шага» расщепления a , т. е. от расстояния между соседними проводами фазы (рис. 10-3). С увеличением числа проводов в фазе и шага расщепления индуктивное сопротивление линии уменьшается, а емкостная проводимость увеличивается. Однако с увеличением шага расщепления увеличивается и напряженность электрического поля у поверхности провода, наиболее удаленного от оси симметрии линии. Напряженность же поля имеет предельно допустимую величину по

условию образования короны и поэтому является ограничивающим фактором увеличения шага расщепления. В СССР принят шаг расщепления: 400 мм — для линий 330 и 500 кВ при расщеплении соответственно на 2 и 3 провода, 600 мм — для линий 750 кВ при расщеплении на 4 провода и 300 мм — при расщеплении на 5 проводов.

Активное сопротивление во всех случаях, а индуктивное сопротивление для линий с одиночными проводами в фазе, определяют по формулам (3-1) и (3-6).

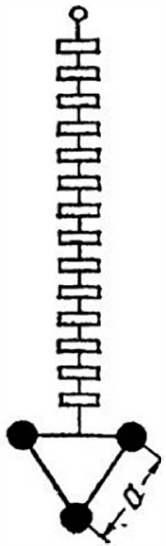


Рис. 10-3. Расщепление фазы на три провода

Индуктивное сопротивление для линий с расщепленными фазами определяется в омах на километр (Ом/км) по формуле:

$$x_0 = 0,144 \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_э} + \frac{0,016}{n}, \quad (10-1)$$

где $D_{\text{ср}}$ — среднее геометрическое расстояние между осями фаз линии, определяемое по формулам (3-5) и (3-7); $r_э$ — эквивалентный радиус n проводов одной фазы.

При расположении проводов по окружности с радиусом ρ_p (радиус расщепления) эквивалентный радиус фазы $r_э$ для любого числа n проводов может быть определен по формуле:

$$r_э = \rho_p \sqrt[n]{\frac{nr}{\rho_p}}, \quad (10-1a)$$

где r — действительный радиус одного провода.

Для $n = 2$ и $n = 3$ значение $r_э$ из формулы (10-1a), выраженное через шаг расщепления a , будет

$$r_э = \sqrt[n]{ra_{\text{ср}}^{n-1}}, \quad (10-1б)$$

где $a_{\text{ср}}$ — среднее геометрическое расстояние между проводами одной фазы. Все величины, входящие в формулы (10-1)—(10-1б), принимаются одинаковой размерности.

Индуктивное сопротивление линий с двумя проводами в фазе на 20—21 %, а у линий с тремя проводами в фазе на 32—33 % меньше, чем у линий с одним проводом в фазе (сопоставлены линии с одинаковым сечением проводов в фазе).

Рассмотрим теперь физическую сущность и методы определения активной и реактивной емкостной проводимостей.

10-2. Активная проводимость линий электропередачи

Активная проводимость линий обусловлена потерями активной мощности в режиме холостого хода линии, во-первых, от токов утечки через изоляцию и, во-вторых, от электрической короны на проводах.

Потери электрической энергии от токов утечки через изоляцию возникают при включении линии электропередачи под напряжение. Эти потери незначительны в кабельных и совсем малы в воздушных линиях; следовательно, невелика и обусловленная ими активная проводимость линий.

Потери на корону более значительны. Они связаны с ионизацией воздуха около проводов и возникают, когда напряженность (градиент) электрического поля у поверхности провода превышает электрическую прочность воздуха. В этом случае на поверхности провода образуются электрические разряды. Из-за неровностей

верхнего повива многопроволочных проводов, загрязнений и заусениц разряды появляются вначале только в отдельных точках провода. Это так называемая местная корона провода. По мере повышения напряжения корона распространяется на большую поверхность провода и в конечном счете охватывает провод целиком по всей его длине, т. е. возникает общая корона.

Величина потерь электрической энергии на корону существенно зависит от состояния погоды. При сухой и ясной погоде потери наименьшие; при ишее, тумане, дожде, мокром снеге, изморози и гололеде потери увеличиваются (в порядке перечисления характеристик погоды) от нескольких раз до нескольких десятков раз.

Помимо потерь электроэнергии корона вызывает коррозию проводов, арматуры гирлянд изоляторов, оказывает мешающее влияние на работу высокочастотных каналов связи линий электропередачи и вызывает высокочастотные помехи в проводных линиях связи и радиопомехи.

Начальная напряженность (амплитудное значение) E_0 , кВ/см, электрического поля у поверхности провода, соответствующая появлению общей короны провода в хорошую погоду, определяется эмпирической формулой Пика:

$$E_0 = 30,3m\delta \left(1 + \frac{0,3}{\sqrt{r\delta}} \right), \quad (10-2)$$

где r — радиус провода, см; m — коэффициент гладкости проводов, равный единице для гладких цилиндрических проводов; для многопроволочных витых проводов коэффициент гладкости зависит от числа проволок во внешнем повиве провода и находится в пределах 0,82—0,92 (верхние значения относятся к проводам большего сечения); $\delta = \frac{0,386p}{273 + \vartheta}$ — относительная плотность воздуха — коэффициент, учитывающий атмосферное давление p , мм рт. ст. и температуру воздуха ϑ , °С; при $p = 760$ мм рт. ст. и $\vartheta = 20^\circ$ С коэффициент $\delta = 1$.

Начальная напряженность, как видно из формулы (10-2), в большой степени зависит от конструкции провода. При применении гладких полых проводов начальная напряженность электрического поля у поверхности провода наиболее высокая ($m = 1$). Для наиболее распространенных на линиях передачи 220—500 кВ сталеалюминиевых проводов сечением 300—500 мм² коэффициент гладкости 0,9—0,92.

Относительная плотность воздуха зависит от высоты над уровнем моря и при этом изменяется в течение суток и тем более в течение года. Среднегодовое значение δ для районов с умеренным климатом составляет 1,04—1,05.

Рабочая напряженность электрического поля у поверхности провода, соответствующая нормальным условиям работы линии, определяется рабочим напряжением и конструкцией линии.

Для линий с одиночными проводами на фазу амплитудное значение рабочей напряженности E , кВ/см может быть определено из формулы:

$$E = \frac{q}{2\pi\epsilon r} = \frac{0,355U_{\text{э}}}{r \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r}}, \quad (10-3)$$

где $U_{\text{э}}$ — среднее эксплуатационное (линейное) напряжение, кВ; r и $D_{\text{ср}}$ — радиус проводов и среднее геометрическое расстояние между осями фаз, см; q — электрический заряд на проводе; ϵ — электрическая постоянная воздуха.

Для линий с n проводами в фазе, создающими общее поле, вводится понятие средней рабочей напряженности E , амплитудное значение которой может быть определено в кВ/см так:

$$E = \frac{0,355U_{\text{э}}}{nr \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{э}}}}, \quad (10-3a)$$

где $r_{\text{э}}$ и $D_{\text{ср}}$ — то же, что и в формуле (10-1).

Наибольшая напряженность поля возникает у поверхности наиболее удаленного от оси симметрии расщепленной фазы провода:

$$E_{\text{макс}} = kE, \quad (10-3б)$$

где k — коэффициент, зависящий от радиуса проводов расщепленной фазы r и расстояния между ними (шага расщепления) a ; при двух и трех проводах в фазе коэффициент k соответственно равен $1 + 2r/a$ и $1 + 3,5r/a$.

Формулы (10-3) и (10-3a) справедливы для линий с расположением фаз по сторонам равностороннего треугольника. При горизонтальном (или вертикальном) расположении проводов рабочая напряженность средней фазы на 5—7% больше той, которую дают формулы (10-3) и (10-3a).

Начальное (коронное) напряжение $U_{\text{к}}$, кВ, при котором наступает общая корона на всех проводах линий, выполненных с расположением проводов в вершинах равностороннего треугольника, или на крайних проводах линий с расположением проводов в одной плоскости, определится из формулы:

$$U_{\text{к}} = \frac{E_0}{E_{\text{макс}}} U_{\text{э}}.$$

Чтобы повысить коронное напряжение, необходимо уменьшить рабочую напряженность электрического поля у поверхности провода. Как видно из формулы (10-3), это достигается увеличением либо диаметра проводов, либо расстояния между ними. Увеличение диаметра проводов влечет за собой почти прямо пропорциональное снижение рабочей напряженности и поэтому является эффективной мерой. Что касается расстояния между проводами, то повышение этой величины малоэффективно, так как она входит в упомянутую формулу под знаком логарифма.

Наиболее действенной мерой снижения рабочей напряженности поля в линиях передачи напряжением 330 кВ и выше является расщепление каждой фазы линии на несколько проводов (см. рис. 10-3), что вытекает из формулы (10-3а). При такой конструкции фазных проводов создается общее электрическое поле для всех n проводов каждой фазы, что приводит, при прочих равных условиях, к существенному (в несколько раз) снижению среднегодовых потерь мощности на корону.

Общая корона на линиях электропередачи всех напряжений в хорошую погоду должна отсутствовать. Это может быть достигнуто в том случае, если среднее значение максимальной рабочей напряженности электрического поля всех трех фаз линий $E_{\text{макс}}$ будет значительно меньше начальной напряженности E_0 .

Согласно ПУЭ, наибольшая напряженность поля $E_{\text{макс}}$, кВ/см, у поверхности любого из проводов должна быть не более $0,9E_0$, вычисленной по формуле (10-2) с коэффициентами $m = 0,82$ и $\delta = 1$, т. е.

$$E_{\text{макс}} \leq 0,9 \cdot 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,3}{\sqrt{r_0}}\right).$$

При $E_{\text{макс}} \geq E_0$ работа линии становится неэкономичной из-за больших потерь энергии на корону.

Для линий электропередачи 330—750 кВ может применяться различное количество проводов в фазе при условии, что напряженность электрического поля будет не более 28 кВ/см. Наблюдениями за работой линий электропередач установлено, что при этой напряженности поля общая корона на проводах не наступает.

Исходя из изложенного, для воздушных линий электропередачи напряжением 110—750 кВ, проходящих на отметках до 1000 м над уровнем моря, по условиям потерь на корону можно принимать следующие минимальные диаметры и соответствующие им марки проводов по ГОСТ 839—74:

Напряже- ние, линии, кВ	Число проводов на фазу	Диаметр провода, мм	Марка провода
110	1	11,4	АС-70/11
220	1	21,6	АС-240/34
330	1	33,2	АС-600/72
330	2	21,6	АС-240/32
500	2	36,2	АС-700/96
500	3	25,2	АС-330/43
750	4	29,1	АС-400/93
750	5	22,4	АС-240/56

Из двух возможных вариантов проводов экономически наиболее целесообразными являются два провода на фазу для линий 330 кВ и три для линий 500 кВ. Расщепление на пять проводов используется впервые.

Принимая те или иные меры для снижения рабочей напряженности электрического поля, линии электропередачи проектируют

таким образом, чтобы потерь мощности на корону в них при хорошей погоде не было, а среднегодовые потери были малы (не больше нескольких киловатт на 1 км). А так как потери активной мощности, обусловленные токами утечки по изоляторам и в диэлектрике последних, также незначительны, то при электрических расчетах линий электропередачи их активную проводимость в схемах замещения полагают равной нулю ($G = 0$).

Из-за систематического изменения метеорологических условий потери мощности на корону в течение суток и года неравномерны. Так, например, наибольшие потери наблюдаются в почные часы суток — на этот период приходится около 50% всех годовых потерь энергии. В течение года свыше 50% потерь регистрируется во время дождя и изморози, несмотря на то, что продолжительность такой погоды составляет только около 8% в год. Поэтому определение мощности на корону представляет трудности. Оно усложняется еще тем, что климатические условия для различных географических районов страны не одинаковы.

На основе обширных и длительных измерений составлены обобщенные кривые зависимости потерь энергии на корону (в кВт·ч на 1 км одиночного провода с радиусом 1 см) от максимальных напряженностей электрического поля E_{\max} для различных географических районов страны. Найденные по этим кривым потери энергии для расчетной рабочей напряженности поля для крайних $A_{кр}$ и среднего $A_{ср}$ проводов проектируемой линии пересчитываются по действительному радиусу r и количеству проводов n в фазе линии по формуле:

$$W_{ср. год} = (2A_{кр} + A_{ср}) nr^2.$$

Так как линия передачи находится под напряжением практически круглый год, то среднегодовая мощность потерь на корону будет (кВт/км):

$$\Delta P_k = \frac{W_{ср. год}}{8760}.$$

Для иллюстрации ниже приводятся среднегодовые потери мощности при нормальном рабочем напряжении для линий электропередачи 330—500 кВ, проходящих в средней полосе Европейской части СССР:

Номинальное напряжение линии, кВ	300	500
Марка провода по ГОСТ 839—59	2 × АСО-300	3 × АСО-400
Потери мощности на корону, кВт/км	3,35	4,8

С повышением рабочего напряжения на 5% потери мощности увеличиваются на 30—35%, а при снижении его на 5% уменьшаются на 25—30%.

Потери активной мощности в изоляции кабелей зависят от их конструкции и могут быть определены, если известны b_0 и $\operatorname{tg} \delta$ по формуле:

$$\Delta P_0 = U^2 b_0 \operatorname{tg} \delta = U^2 g_0,$$

где g_0 и b_0 — удельные активная и реактивная проводимости.

Для кабельных линий напряжением 110—220 кВ потери активной мощности в изоляции составляют несколько киловатт на 1 км и, следовательно, при небольших длинах линий могут в расчет не приниматься.

10-3. Реактивная проводимость и зарядная мощность линий электропередачи

Проводимость линии. Любую пару проводов воздушной или кабельной линии передачи, а также каждый провод такой линии и землю можно рассматривать как конденсатор с соответствующей

частичной емкостью (рис. 10-4, а и б). Рабочая емкость линий состоит из частичных емкостей фаза — фаза и фаза — земля и представляет собой отношение заряда данного провода к его потенциалу.

Понятие рабочей емкости справедливо только для симметричных линий, например для трехфазного кабеля (рис. 10-4, б). Рабочую емкость воздушных линий определяют, исходя из предположения, что физическая симметрия их обеспечивается транспозицией проводов. Рабочая емкость определяется как емкость плеча эквивалентной звезды и находится из преобразования треугольника проводимостей в звезду (рис. 10-4, в):

$$C = 3C_{12} + C_{10}.$$

Рабочая емкость линий зависит от диаметра проводов, их взаимного расположения, расстояния между ними и диэлектрической про-

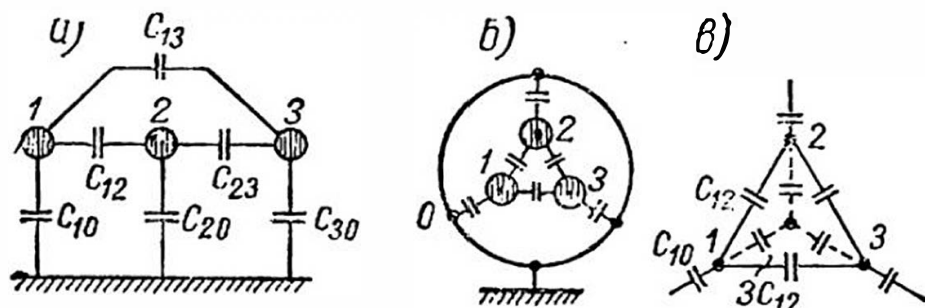


Рис. 10-4. Емкости трехфазных линий электропередачи: а — схема для воздушной линии; б — схема для кабельной линии; в — преобразование треугольника емкостей в звезду

ницаемости среды. Влиянием соседних цепей линий передачи и грозозащитных тросов на емкость проводов при определении рабочей емкости воздушных линий пренебрегают. Вызванная этими допущениями ошибка даже в наименее благоприятном случае не превысит 5%, что вполне допустимо.

В практических расчетах электрических сетей рабочую емкость трехфазной воздушной линии с одним проводом на фазу определяют в фарадах на километр (Ф/км) по формуле:

$$C_{\bullet} = \frac{0,024}{\lg \frac{D_{\text{ср}}}{r}} \cdot 10^{-6}, \quad (10-4)$$

где $D_{\text{ср}}$ — среднее геометрическое расстояние между проводами; $r = d/2$ — внешний радиус провода.

Для подсчета рабочей емкости кабельных линий пользоваться формулой (10-4) нельзя, так как диэлектрическая проницаемость изоляции кабеля значительно отличается от единицы — диэлектрической проницаемости воздуха. Кроме того, электрическое поле кабеля резко отличается от электрического поля воздушной линии, так как токоведущие жилы кабеля расположены очень близко друг к другу и к заземленной свинцовой или алюминиевой оболочке.

Большое разнообразие конструкций и геометрических размеров кабелей сильно усложняет определение их рабочей емкости, в связи с чем на практике пользуются готовыми заводскими данными.

Реактивная (емкостная) проводимость воздушных и кабельных линий, См/км, определяется известной формулой:

$$b_0 = \omega C_0,$$

а воздушной линии с емкостью по формуле (10-4) при частоте переменного тока 50 Гц — формулой:

$$b_0 = \frac{7,58}{\lg \frac{D-p}{r}} \cdot 10^{-6}. \quad (10-5)$$

Чтобы подсчитать проводимость воздушной линии с расщепленными проводами (при двух или трех проводах на фазу), надо в формуле (10-5) заменить r на r_s из формулы (10-1). Расщепление проводов увеличивает емкостную проводимость линий на 21—33%.

Удельные емкостные проводимости воздушных линий приведены в приложении 1. Емкостная проводимость всей линии в сименсах

$$B = b_0 l,$$

где b_0 — удельная проводимость линии, См/км; l — длина линии, км.

Зарядный ток линии. (Под действием приложенного к линии переменного напряжения в емкости линии возникает переменное электрическое поле и происходит перемещение электрических зарядов, т. е. возникает реактивный переменный ток) Этот ток называется емкостным или зарядным током линии. (Значение емкостного тока на единицу длины линии при равномерно распределенной емкости ($b_0 = \text{const}$) зависит от напряжения в каждой точке линии.) Так как падение напряжения в линии, вызванное током нагрузки, непрерывно изменяет напряжение вдоль линии по величине и по фазе, то соответственно этому изменяется и емкостный ток. Однако в практических расчетах этим обстоятельством пренебрегают и при определении емкостного тока на единицу длины (А/км) вместо действительного напряжения принимают среднее рабочее или номинальное напряжение линии:

$$I_{b_0} = U_{\phi} b_0 = \frac{U_{\text{н}}}{\sqrt{3}} b_0,$$

где $U_{\text{н}}$ — номинальное линейное напряжение передачи, В.

Емкостный ток, как это видно из рис. 10-5, изменяется вдоль линии, от ее конца к началу, пропорционально длине линии. В нача-

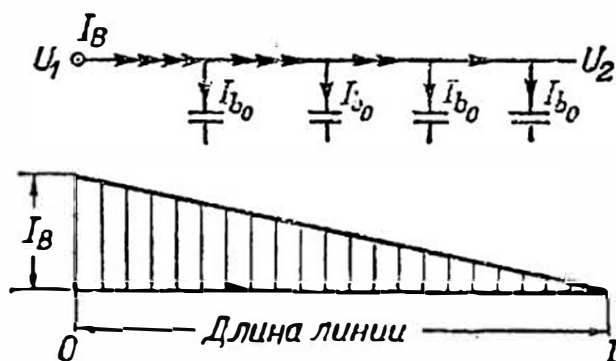


Рис. 10-5. Изменение емкостного тока по длине линии

ле линии он состоит из суммы единичных емкостных токов всей линии и, следовательно, будет равен:

$$I_B = I_{b_0} l = \frac{U_n}{\sqrt{3}} b_0 l = \frac{U_n}{\sqrt{3}} B. \quad (10-6)$$

Действительный суммарный ток нагруженной линии, определяемый геометрическим сложением в каждой точке линии тока нагрузки с емкостным током линии, также изменяется по величине и по фазе вдоль линии. Однако в П-образной схеме замещения линии (см. рис. 10-2) вся проводимость линии условно сосредоточена по концам схемы и, следовательно, суммарный ток, проходящий через активное и индуктивное сопротивления, остается неизменным по величине и по фазе.

Зарядный емкостный ток всей линии, обусловленный проводимостями $B/2$ схемы замещения, находим как сумму двух токов, определяемых по напряжениям начала и конца линии:

$$I_B = I_{B_1} + I_{B_2} = \frac{U_1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{B}{2} + \frac{U_2}{\sqrt{3}} \cdot \frac{B}{2}, \quad (10-7)$$

или, приближенно, по номинальному напряжению линии:

$$I_B = 2 \frac{U_n}{\sqrt{3}} \cdot \frac{B}{2} = \frac{U_n}{\sqrt{3}} B,$$

причем в этом случае

$$I_{B_1} = I_{B_2} = I_B/2.$$

Емкостной ток, как видно из формулы (10-6), прямо пропорционален напряжению линии, ее длине и удельной проводимости. Удельная проводимость, согласно формуле (10-5), тем меньше, чем больше отношение D_{cp}/r , т. е. должна быть несколько меньше для линии более высокого напряжения, для которых D_{cp} велико. Но, так как D_{cp}/r входит под знак логарифма и так как обычно с увеличением напряжения линии и ее пропускной способности увеличивается и сечение проводов, то разница в удельных проводимостях линий различных напряжений невелика. Следовательно, емкостной ток линии определяется главным образом напряжением и длиной линии.

Линии местных сетей при относительно малых номинальных напряжениях (35 кВ и ниже) имеют небольшие длины, их зарядные токи поэтому очень малы и при расчетах на потерю напряжения не учитываются. Линии передачи районных сетей напряжением 110 кВ и выше, как правило, имеют большую протяженность; их зарядные токи становятся соизмеримыми с токами нагрузки и поэтому должны учитываться при расчетах.

Что касается кабельных линий напряжением 6—35 кВ, то хотя удельная проводимость у них в десятки раз больше, чем у воздушных линий, их зарядные токи из-за малой протяженности линий все же очень малы по сравнению с номинальными токами нагрузки и не оказывают заметного влияния на величину суммарного тока

кабелей. Проводимость кабельных линий напряжением 110—220 кВ относительно небольшой протяженности, обычно прокладываемых в сетях крупных городов, может оказать заметное влияние на результаты электрических расчетов линий в минимальных режимах нагрузки.

Зарядная мощность. Наличие емкостной проводимости позволяет рассматривать линию передачи как потребителя реактивной емкостной мощности. Емкостная мощность, Мвар/км, определяется зарядным емкостным током и рабочим напряжением линии:

$$Q_{b_0} = \sqrt{3} UI_{b_0} = \sqrt{3} U \frac{U}{\sqrt{3}} b_0 = U^2 b_0, \quad (10-8)$$

где U — рабочее линейное напряжение, кВ; b_0 — См/км.

Эта мощность называется зарядной мощностью линии. Зарядная мощность, имея противоположный знак, уменьшает индуктивную составляющую нагрузки, передаваемой по линии к потребителю. Поэтому зарядную мощность удобно рассматривать как реактивную индуктивную мощность, генерируемую емкостью линии.

При расчете линии по П-образной схеме замещения величина зарядной мощности по концам схемы определяется либо по действительным (расчетным) напряжениям начала и конца линии:

$$Q_{B_1} = U_1^2 B/2 \text{ и } Q_{B_2} = U_2^2 B/2, \quad (10-8a)$$

либо по номинальному напряжению линии:

$$Q_{B_1} = Q_{B_2} = U_{\text{н}}^2 B/2. \quad (10-8б)$$

В табл. 10-1 приведены значения зарядной мощности для линий местных сетей (35 кВ) и линий районных сетей (110—500 кВ). Из

Таблица 10-1

Проводимости и зарядные мощности линий электропередачи

Номинальное напряжение, кВ	Длина линий, км	Марка провода или кабеля	Номинальная нагрузка, МВ·А	Емкостная проводимость, мкСм/км	Зарядная мощность		
					относительная, Мвар/км	всей линии, Мвар	в долях номинальной нагрузки
Воздушные линии							
35	20	АС-70	5	2,7	0,003	0,06	0,01
110	130	АС-150	30	2,74	0,033	4,3	0,15
220	210	АС-300	120	2,65	0,13	27	0,23
330	300	2 × АС-300	340	3,42	0,37	112	0,33
500	800	3 × АС-400	900	3,7	0,92	740	0,82
Кабельные линии							
35	3	ОСБ-120	15	70	0,09	0,27	0,02
110	5	МССК-270	90	83	1	5	0,06
220	8	МВДТ-500	200	80	3,9	31	0,15

таблицы видно, что линии 35 кВ и меньшего напряжения имеют незначительную зарядную мощность и их можно рассчитывать без учета ее, тогда как линии районных сетей большой протяженности напряжением 110 кВ и выше необходимо рассчитывать с учетом зарядной мощности.

Пример 10-1. Определить максимальную напряженность электрического поля, индуктивное сопротивление и зарядную мощность для двух вариантов конструктивного выполнения линии электропередачи 330 кВ с экономическим сечением проводов 600 мм²: а) с одиночными проводами в фазе АС-600/72 и б) с двумя проводами на фазу $2 \times АС = 300/39$ с шагом расщепления 400 мм. Фазы расположены по треугольнику, $D_{ср} = 11,2$ м.

В а р и а н т а. Начальная напряженность поля при одиночных проводах радиусом $r = 1,66$ см, $m = 0,82$ и $\delta = 1$ определяется по формуле (10-2):

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,3}{1,66} \right) = 30,6 \text{ кВ/см.}$$

Рабочая напряженность по формуле (10-3) при среднем эксплуатационном напряжении линии 330 кВ:

$$E = \frac{0,355 \cdot 330}{1,655 \lg \frac{1120}{1,66}} = 25 \text{ кВ/см,}$$

т. е. ниже предельно допустимой по условию образования общей короны 28 кВ/см.

Отношение $E/E_0 = 0,82 < 0,9$, что отвечает требованию ПУЭ.

Напряжение, при котором наступает общая корона на проводах:

$$U_k = \frac{30,6}{25} \cdot 330 \approx 400 \text{ кВ,}$$

т. е. больше допустимого эксплуатационного напряжения передающего конца линии, равного $1,1 \cdot 330 = 363$ кВ.

Индуктивное сопротивление линии по формуле (3-6):

$$x_0 = 0,144 \lg \frac{1120}{1,66} + 0,016 = 0,423 \text{ Ом/км.}$$

Реактивная емкостная проводимость линии по (10-5):

$$b_0 = \frac{7,58}{\lg \frac{1120}{1,66}} \cdot 10^{-6} = 2,67 \cdot 10^{-6} \text{ См/км.}$$

Зарядная мощность при номинальном напряжении по (10-8):

$$Q_{b_0} = U_n^2 b_0 = 330^2 \cdot 2,67 \cdot 10^{-6} = 0,27 \text{ Мвар/км.}$$

В а р и а н т б. Эквивалентный радиус проводов расщепленной фазы при физическом радиусе провода АС-300/39 $r = 12$ мм и шаге расщепления $a = 400$ мм по формуле (10-16):

$$r_э = \sqrt{12 \cdot 400} = 69 \text{ мм.}$$

Средняя рабочая напряженность поля при $n = 2$ по формуле (10-3а):

$$E = \frac{0,355 \cdot 330}{2 \cdot 1,2 \lg \frac{1120}{6,9}} = 22,5 \text{ кВ/см.}$$

Максимальная напряженность поля по формуле (10-36):

$$E_{\text{макс}} = \left(1 + \frac{2 \cdot 1,2}{40}\right) \cdot 22,5 = 23,8 \text{ кВ/см,}$$

т. е. меньше, чем напряженность при одиночном проводе того же сечения на фазу.

Индуктивное сопротивление по формуле (10-1):

$$x_0 = 0,144 \lg \frac{1120}{6,9} + \frac{0,016}{2} = 0,32 \text{ Ом/км.}$$

Емкостная проводимость по формуле (10-5):

$$b_0 = \frac{7,58}{\lg \frac{1120}{6,9}} \cdot 10^{-6} = 3,42 \cdot 10^{-6} \text{ См/км.}$$

Зарядная мощность при номинальном напряжении по формуле (10-8):

$$Q_{b_0} = 330^2 \cdot 3,42 \cdot 10^{-6} = 0,372 \text{ Мвар/км.}$$

Как видно из расчета, при одинаковом сечении проводов на фазу в линии с расщепленной фазой реактивное сопротивление уменьшилось на 24%, а емкостная проводимость увеличилась на 28%; максимальная рабочая напряженность поля снизилась по сравнению с напряженностью линии с одиночными проводами на 5%.

10-4. Векторная диаграмма линий электропередачи

Полагая, что потери на корону отсутствуют, можно для расчета линий электропередачи принять П-образную схему замещения (рис. 10-6). Здесь R и X — активное и индуктивное сопротивления всей линии; B — реактивная емкостная проводимость линии; I_{B_1} и I_{B_2} — емкостные зарядные токи начала и конца линии, соответствующие проводимостям по концам линии, см. формулу (10-7); U_2 , I_2 и $\cos \varphi_2$ — заданное напряжение, ток нагрузки и коэффициент мощности в конце линии.

Требуется определить напряжение U_1 , ток I_1 и коэффициент мощности $\cos \varphi_1$ в начале линии.

Задачу решим графически, построив для принятой схемы замещения векторную диаграмму токов и фазных напряжений, изображенную на рис. 10-7.

Вектор фазного напряжения в конце линии \dot{U}_{φ_2} совмещаем с осью действительных величин. Ток нагрузки I_2 откладываем из точки O под заданным углом φ_2 к вектору напряжения \dot{U}_{φ_2} . Вектор зарядного тока емкостной проводимости конца линии

$$\dot{I}_{B_2} = \dot{U}_{\varphi_2} B/2$$

опережает вектор напряжения \dot{U}_{φ_2} на 90° и, следовательно, будет совпадать с положительным направлением оси мнимых значений.

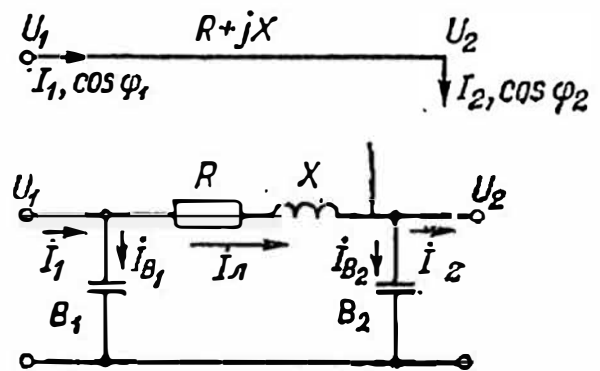


Рис. 10-6. Расчетная П-образная схема замещения линии

Ток в линии, протекающий через сопротивления R и X , определится геометрическим сложением токов нагрузки и проводимости конца линии:

$$I_1 = I_2 + I_{B_2}.$$

Как видно из диаграммы, при наличии значительной индуктивной составляющей тока нагрузки ток в линии I_1 по величине будет меньше полного тока нагрузки I_2 . Это происходит потому, что емкостный ток проводимости конца линии, проходя по линии совместно с током нагрузки, компенсирует соответствующую величину индуктивной составляющей тока нагрузки в линии и, следовательно, разгружает линию от передачи этой части тока нагрузки.

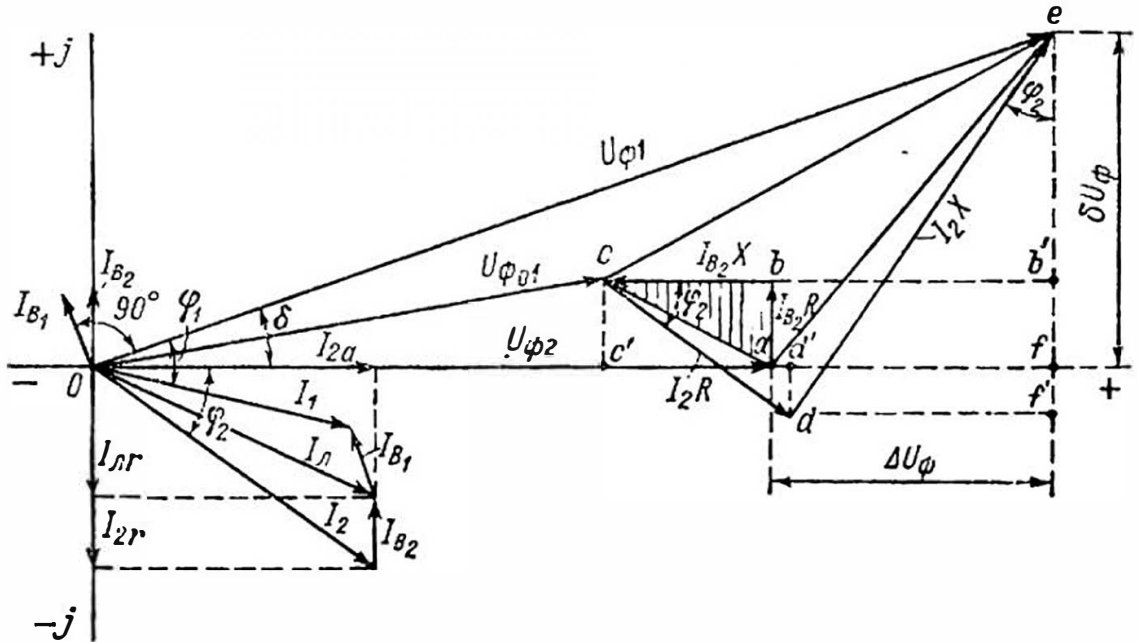


Рис. 10-7. Векторная диаграмма линии электропередачи при полной нагрузке

Таким образом, емкость линии в схеме замещения можно рассматривать не только как потребителя реактивной емкостной мощности, но и как генератор такой же по величине реактивной индуктивной мощности, присоединенный в данной точке и дающий эту мощность в линию и в нагрузку.

Напряжение $\dot{U}_{\phi 1}$ определяется как геометрическая сумма векторов напряжения конца линии $\dot{U}_{\phi 2}$ и падения напряжения $\Delta \dot{U}_{\phi}$, вызванного током I_1 в сопротивлениях R и X линии, т. е.

$$\dot{U}_{\phi 1} = \dot{U}_{\phi 2} + \Delta \dot{U}_{\phi},$$

где

$$\begin{aligned} \Delta \dot{U}_{\phi} &= \dot{I}_1 (R + jX) = (\dot{I}_{B_2} + \dot{I}_2) (R + jX) = \\ &= \dot{I}_{B_2} (R + jX) + \dot{I}_2 (R + jX) = \Delta U_{\phi 0} + \Delta U_{\phi 2}. \end{aligned} \quad (10-9)$$

Полное падение напряжения в нагруженной линии, как видно из формулы (10-9), складывается из падения напряжения при холостом ходе линии $\Delta U_{\phi 0}$, вызванного током I_{B_2} , и падения напряжения $\Delta U_{\phi 2}$ от тока нагрузки I_2 .

Переходя к графическому решению (рис. 10-7), вначале определяем падение напряжения в линии при холостом ходе от тока I_{B_2} и затем к полученному результату геометрически прибавляем падение напряжения в ней от тока нагрузки I_2 .

У конца вектора \dot{U}_{ϕ_2} строим треугольник abc падения напряжения в активном и индуктивном сопротивлениях от тока I_{B_2} . Складывая геометрически вектор полного падения напряжения ac с вектором \dot{U}_{ϕ_2} , получаем вектор напряжения в начале линии при холостом ходе $\dot{U}_{\phi_{01}}$. Затем, приставляя к концу этого вектора треугольник cde падения напряжения в сопротивлениях R и X от тока нагрузки I_2 , получаем искомый вектор напряжения в начале линии при нагрузке, т. е. \dot{U}_{ϕ_1} .

Таким образом, вектор полного падения напряжения от тока I_1 в сопротивлениях линии R и X будет равен ae , а его продольная и поперечная составляющие соответственно $\Delta U_{\phi} = af$ и $\delta U_{\phi} = cf$.

Искомый вектор тока в начале линии I_1 находим геометрическим сложением вектора I_2 и вектора емкостного тока $I_{B_1} = \dot{U}_{\phi_1} B/2$, отложенного от точки O перпендикулярно вектору напряжения \dot{U}_{ϕ_1} . Искомый угол сдвига фаз φ_1 между векторами \dot{U}_{ϕ_1} и I_1 показан на диаграмме.

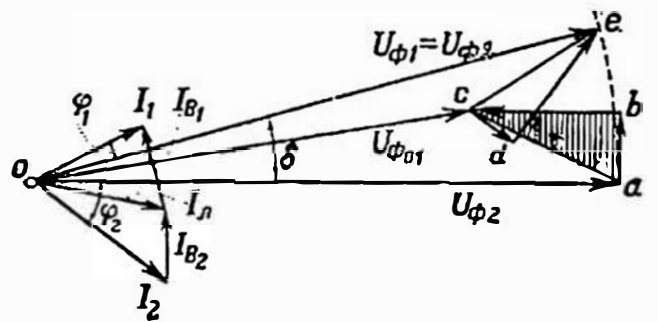


Рис. 10-8. Векторная диаграмма линии электропередачи при малой нагрузке

Рассмотрим теперь влияние зарядного емкостного тока линии на напряжение линии при разных нагрузках.

Из векторной диаграммы (рис. 10-7) видно, что емкостный ток I_{B_2} уменьшает продольную составляющую падения напряжения в линии на величину ac^1 и увеличивает поперечную составляющую на величину fb' . Следствием этого являются уменьшение потери напряжения в линии и увеличение сдвига фаз между напряжениями в начале и конце линии.

Первый результат — уменьшение потери напряжения — сказывается благоприятным образом на режиме работы линии, особенно при больших и средних нагрузках, способствуя поддержанию нормального уровня напряжения по концам линии. При некоторой небольшой нагрузке линии потеря напряжения, вызванная током нагрузки I_2 , будет полностью скомпенсирована отрицательной потерей напряжения от емкостного тока линии I_{B_2} . В этом случае передача мощности будет осуществляться при равенстве напряжений в начале и конце линии (рис. 10-8).

При дальнейшем снижении нагрузки отрицательная потеря напряжения от тока I_{B_2} будет больше, чем потеря напряжения от тока нагрузки I_2 , следовательно, в этом случае напряжение в начале линии становится меньше, чем напряжение в конце линии ($U_{\phi_1} < U_{\phi_2}$).

При холостом ходе линии ($I_2 = 0$) будет только отрицательная потеря напряжения от емкостного тока I_{B_2} (рис. 10-9); напряжение в конце линии будет больше, чем в начале, на величину $ad \approx ae$ — потерю напряжения, вызванную током I_{B_2} в индуктивном сопротивлении линии. Генерируемая емкостью линии индуктивная мощность направлена в сторону генераторов станции и оказывает подмагничивающее действие на их магнитную систему, увеличивая напряжение генераторов и в сети, присоединенной к шинам электростанции.

Из сказанного видно, что емкостной ток, являясь положительным фактором при больших и средних нагрузках, при малых нагрузках и холостом ходе линии может оказывать неблагоприятное влияние. Так, например, при сбросе нагрузки на длинных линиях напряжение на конце линии может достигнуть таких пределов, на которые не рассчитана изоляция аппаратов приемной подстанции. Поэтому на дальних линиях передачи, чтобы избежать нежелательных последствий, применяют поперечную компенсацию емкости путем параллельного включения реакторов в ряде пунктов вдоль линии передачи (см. рис. 14-6 и 14-9).

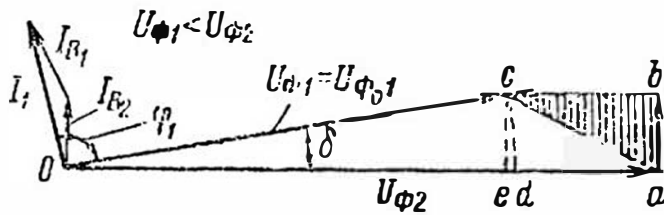


Рис. 10-9. Векторная диаграмма линии электропередачи при холостом ходе линии

Второй результат — увеличение сдвига фаз между напряжениями в начале и конце линии (δ), вызываемое поперечной составляющей падения

напряжения от тока I_{B_2} , — связан с устойчивостью параллельной работы электростанций и принимается во внимание при расчете режимов работы длинных линий передачи внутри- и межсистемных связей.

Из диаграммы на рис. 10-7 можно, аналогично изложенному в § 6-3 для линий трехфазного тока местных сетей, вывести формулу для определения напряжения в начале линии с учетом зарядного тока линии:

$$\dot{U}_{\phi 1} = U_{\phi 2} + \Delta U_{\phi} + \delta U_{\phi}, \quad (10-10)$$

где ΔU_{ϕ} и δU_{ϕ} — соответственно продольная и поперечная составляющие падения напряжения в сопротивлении $Z = R + jX$ линии, равные:

$$\begin{aligned} \Delta U_{\phi} &= c'd' + d'f - c'a = I_2 R \cos \varphi_2 + I_2 X \sin \varphi_2 - I_{B_2} X = \\ &= I_{a2} R + (I_{r2} - I_{B_2}) X \quad \text{и} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \delta U_{\phi} &= cf' - b'f' + b'f = I_2 X \cos \varphi_2 - I_{r2} \sin \varphi_2 + I_{B_2} R = \\ &= I_{a2} X - (I_{r2} - I_{B_2}) R. \end{aligned}$$

Принимая во внимание, что вектор $\dot{U}_{\phi 2}$ совмещен с осью действительных значений ($\dot{U}_{\phi 2} = U_{\phi 2}$), нагрузки I_{a2} , I_{r2} и I_{B_2} выразим через соответствующие им активную и реактивные мощности $P_{\phi 2}$, $Q_{\phi 2}$

и Q_{B_2} , определяемые по напряжению конца линии $U_{\phi 2}$. После подстановки всех найденных значений в формулу (10-10) получим:

$$\dot{U}_{\phi 1} = \dot{U}_{\phi 2} + \frac{P_{\phi 2} R + (Q_{\phi 2} - Q_{\phi B_2}) X}{U_{\phi 2}} + j \frac{P_{\phi 2} X - (Q_{\phi 2} - Q_{\phi B_2}) R}{U_{\phi 2}}$$

или, переходя к линейным напряжениям и мощностям трех фаз, напишем:

$$\dot{U}_1 = U_2 + \frac{P_2 R + (Q_2 - Q_{B_2}) X}{U_2} + j \frac{P_2 X - (Q_2 - Q_{B_2}) R}{U_2}, \quad (10-10a)$$

где $P_2 + j(Q_2 - Q_{B_2}) = \dot{S}_2$ — мощность, проходящая через сопротивление $Z = R + jX$ линии электропередачи, отвечающая на диаграмме току в линии I_2 .

В частном случае при холостом ходе линии, когда $P_2 - jQ_2 = 0$, имеем:

$$\dot{U}_1 = U_2 - \frac{Q_{B_2} X}{U_2} + j \frac{Q_{B_2} R}{U_2}. \quad (10-10б)$$

Приведенные векторные диаграммы линии передачи рис. 10-7, 10-8 и 10-9, а также формулы (10-10) наглядно показывают влияние емкостного тока и зарядной мощности линии на величину напряжения, тока и коэффициента мощности в начале линии при разных величинах нагрузки, присоединенной к линии.

Векторная диаграмма рис. 10-7 и сделанные из нее выводы относятся к простейшему случаю расчета линий с одной нагрузкой, присоединенной к концу линии, и при отсутствии в схеме трансформаторов. Для практических расчетов электропередач различной сложности пользуются не графическими, а аналитическими методами, рассмотрение которых дано ниже.

10-5. Расчет линий электропередачи по П-образной схеме замещения с нагрузкой, выраженной мощностью

Как установлено в § 10-3, из-за емкости проводов ток в линии непрерывно изменяется вдоль нее. Однако в любой схеме замещения линии электропередачи *всегда можно выделить участок с сопротивлениями R и X , ограниченный проводимостями, на протяжении которого ток остается неизменным по величине и по фазе*. Такой участок схемы замещения называют *з в е н о м* (рис. 10-10).

Падение напряжения в линии, состоящей из одного или нескольких последовательно включенных звеньев, полностью сосредоточено в них. Поэтому электрический расчет линий электропередачи на падение напряжения производят по звеньям, предварительно определяя расчетом мощность начала или конца каждого звена, исходя из заданной мощности и учитывая потери мощности в сопротивлениях и проводимостях схемы замещения. Очевидно, что при расчете линии, состоящей только из одного звена, напряжения по концам звена являются одновременно и напряжениями по концам линии.

Расчет линий электропередачи по схемам замещения с сосредоточенными сопротивлениями и проводимостями без введения поправочных коэффициентов даст достаточную для практических целей точность при длинах воздушных линий до 300 км и кабельных — до 50 км. Нагрузки, учитываемые при расчете, должны быть выражены в комплексной форме.

На рис. 10-11 представлена П-образная расчетная схема замещения линии электропередачи, состоящая из одного звена; там же указаны нагрузки, приходящиеся на отдельные участки схемы.

Возможны четыре случая постановки задачи расчета линий.

Первый случай — известны напряжение и мощность в конце линии электропередачи U_2 и \dot{S}'_2 ; требуется определить напряжение и мощность в начале линии U_1 и \dot{S}'_1 .

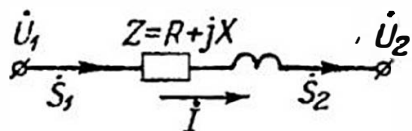


Рис. 10-10. Схема замещения звена линии

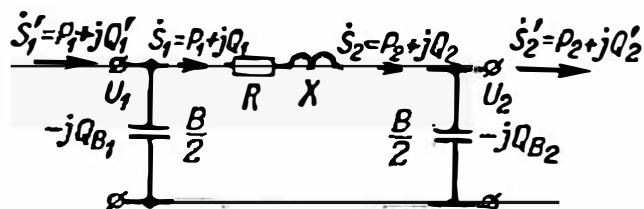


Рис. 10-11. Расчетная П-образная схема замещения линии

Второй случай — известны напряжение и мощность в начале линии U_1 и \dot{S}'_1 ; требуется определить напряжение и мощность в конце линии U_2 и \dot{S}'_2 .

Третий случай — известны мощность в начале линии \dot{S}'_1 и напряжение в конце линии U_2 ; требуется определить напряжение в начале линии U_1 и мощность в конце линии \dot{S}'_2 .

Четвертый случай — известны мощность в конце линии \dot{S}'_2 и напряжение в начале линии U_1 ; требуется определить напряжение в конце линии U_2 и мощность в начале линии \dot{S}'_1 .

Каждый из этих случаев является характерным для практического решения задач о передаче мощности:

п е р в ы й — от любой точки сети энергосистемы к потребителю с заданной мощностью, с установкой на передающем конце линии регулирующего напряжение линейного автотрансформатора;

в т о р о й — от электростанции в любую точку сети энергосистемы, с установкой на приемном конце линии линейного или силового автотрансформаторов, регулирующих напряжение в точке примыкания электропередачи к сети энергосистемы (т. е. на расчетном напряжении в первом случае и на вторичном напряжении во втором);

т р е т ь и й — от отдельной электростанции, связанной рассчитываемой электропередачей с сетью энергосистемы на приемном конце линии (при любом числе цепей);

ч е т в е р т ы й — от любой точки сети энергосистемы с фиксированным уровнем напряжения к потребителю с заданной нагрузкой. Как правило, в этом, наиболее распространенном на практике

случае расчет линий электропередачи ведут с учетом трансформаторов, устанавливаемых на приемных подстанциях (см. § 11-4).

Отметим, что два последних случая с заданными исходными величинами по разным концам линии приводятся в расчетном отношении к первым двум случаям, т. е. к расчету по данным конца линии или по данным начала линии, соответственно заданному исходному напряжению.

Выведем расчетные формулы для определения искомого напряжений линии электропередачи, исходя из схемы замещения звена линии (рис. 10-10), состоящего из активного и реактивного сопротивлений и имеющего индуктивную нагрузку, и произведем расчет мощностей для схемы замещения линии, представленной на рис. 10-11.

Первый случай — расчет по данным, характеризующим конец линии. Поскольку ток I звена неизменен, напряжение в начале звена (рис. 10-10) будет:

$$\dot{U}_{\phi 1} = \dot{U}_{\phi 2} + \dot{I}Z = \dot{U}_{\phi 2} + \dot{I}(R + jX).$$

Как и при построении векторной диаграммы линии (§ 10-4), совместим вектор заданного напряжения $\dot{U}_{\phi 2}$ с положительным направлением оси действительных значений. Тогда выражение для вектора напряжения в начале звена будет равно:

$$\dot{U}_{\phi 1} = U_{\phi 2} + \dot{I}(R + jX).$$

Имея в виду, что нагрузка звена линии \dot{S}_2 имеет индуктивный характер, вектор тока \dot{I} в комплексном виде напишется следующим образом:

$$\dot{I} = I_a - jI_r$$

и тогда

$$\dot{U}_{\phi 1} = U_{\phi 2} + (I_a - jI_r)(R + jX).$$

Выражая составляющие комплексы тока I_a и I_r через соответствующие им мощности конца звена линии с напряжением $U_{\phi 2}$ имеем:

$$I_a = \frac{P_{\phi 2}}{U_{\phi 2}} \quad \text{и} \quad I_r = \frac{Q_{\phi 2}}{U_{\phi 2}}.$$

Произведя перемножение комплексных величин, получаем:

$$U_{\phi 1} = U_{\phi 2} + \frac{P_{\phi 2}R + Q_{\phi 2}X}{U_{\phi 2}} + j \frac{P_{\phi 2}X - Q_{\phi 2}R}{U_{\phi 2}}$$

или, переходя к линейным напряжениям и мощностям трех фаз, путем умножения на $\sqrt{3}$, выражение для напряжения в начале звена представляем в виде:

$$\boxed{U_1 = U_2 + \frac{P_2 R + Q_2 X}{U_2} + j \frac{P_2 X - Q_2 R}{U_2}}, \quad (10-11)$$

где U_2 — заданное напряжение конца звена; $P_2 + jQ_2$ — мощность конца звена;

$$\frac{P_2 R + Q_2 X}{U_2} = \Delta U_2 \quad \text{и} \quad \frac{P_2 X - Q_2 R}{U_2} = \delta U_2$$

— соответственно продольная и поперечная составляющие комплекса падения напряжения в звене.

Численное значение напряжения (модуль напряжения \dot{U}_1) будет:

$$U_1 = \sqrt{\left(U_2 + \frac{P_2 R + Q_2 X}{U_2}\right)^2 + \left(\frac{P_2 X - Q_2 R}{U_2}\right)^2} \quad (10-11a)$$

или

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

Если мощности, входящие в формулу (10-11), выражены в МВт и Мвар, то напряжения измеряются в кВ.

Векторная диаграмма напряжений звена линии для данного случая представлена на рис. 10-12.

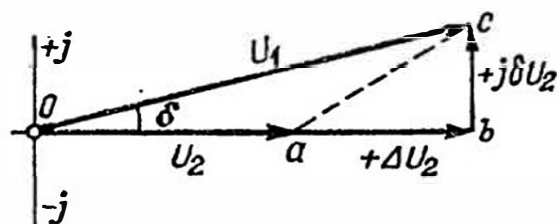


Рис. 10-12. Векторная диаграмма напряжений звена линии при наличии данных, характеризующих конец линии

Отметим, что напряжения U_1 и U_2 в формуле (10-11), выведенной для звена линии, являются одновременно напряжениями соответственно начала и конца линии, схема замещения которой дана на рис. 10-11. Напомним также, что вывод формулы произведен из предположения, что нагрузка конца звена линии имеет

индуктивный характер и одинаковое направление активной и реактивной мощностей, что и выражается формулой $S_2 = P_2 + jQ_2$. При емкостном характере нагрузки комплекс мощности будет записан в виде $\dot{S}_2 = P_2 - jQ_2$ и, следовательно, в формуле (10-11) величину Q_2 необходимо брать с обратным знаком.

Для определения численного значения напряжения по продольной и поперечной составляющим падения напряжения при сравнительно небольших величинах угла δ между векторами \dot{U}_1 и \dot{U}_2 , взамен формулы (10-11a) может быть предложена другая, полученная путем разложения бинома (10-11a) в ряд:

$$U_1 = U_2 + \Delta U_2 + \frac{\delta U_2^2}{2(U_2 + \Delta U_2)}$$

или, производя дальнейшее упрощение, положив $U_2 + \Delta U_2 = U_{н.}$, получим:

$$U_1 = U_2 + \Delta U_2 + \frac{\delta U_2^2}{2U_{н.}} \quad (10-11б)$$

Формула (10-11б) практически применима для расчета сетей напряжением до 330 кВ.

Величина поперечной составляющей падения напряжения в линиях 110 кВ, имеющих относительно небольшие сечения проводов

и нагрузки с коэффициентом мощности 0,8—0,85, оказывает незначительное влияние на величину модуля напряжения. Поэтому линии напряжением 110 кВ, за исключением особых случаев, могут рассчитываться по упрощенной формуле, с учетом только продольной составляющей падения напряжения:

$$U_1 = U_2 + \Delta U_2.$$

Мощность конца звена в схеме замещения рис. 10-11 $\dot{S}_2 = P_2 + jQ_2$, входящая в формулу (10-11), определяется как геометрическая сумма мощностей: нагрузки $\dot{S}'_2 = P_2 + jQ'_2$ и проводимости конца схемы замещения линии — jQ_{B_2} , т. е.:

$$\dot{S}_2 = P_2 + j(Q'_2 - Q_{B_2}), \quad (10-12)$$

где $Q_2 = U_2^2 B_2 \approx U_{н}^2 B/2$ — зарядная мощность конца схемы замещения или половина зарядной мощности линии.

Искомая мощность в начале звена будет равна геометрической сумме мощности \dot{S}_2 и потери мощности в сопротивлениях звена:

$$\left. \begin{aligned} \dot{S}_1 = \dot{S}_2 + \Delta \dot{S} &= (P_2 + \Delta P) + j(Q_2 + \Delta Q), \\ \Delta P &= \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} R \text{ и } \Delta Q = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} X \end{aligned} \right\} \quad (10-13)$$

где

представляют собой потери активной и реактивной мощности в сопротивлениях звена, определяемые, согласно формул § 4-2, но через мощность конца звена и соответствующее этой мощности напряжение конца линии U_2 . При подстановке в формулы (10-13) мощностей в МВт и Мвар, напряжения в кВ и сопротивлений в Ом, искомые потери мощности будут выражены в МВт и Мвар.

Мощность, поступающая в линию (т. е. мощность начала схемы замещения) будет меньше мощности в начале звена на величину Q_{B_1} :

$$\dot{S}_1 = P_1 + jQ'_1 = P_1 + j(Q_1 - Q_{B_1}),$$

где

$$Q_{B_1} = U_1^2 B/2 \approx U_{н}^2 B/2$$

— зарядная мощность начала схемы замещения линии.

Коэффициент мощности в начале линии:

$$\cos \varphi_1 = P_1/S'_1.$$

Коэффициент полезного действия линии в процентах

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} \cdot 100.$$

Второй случай — расчет по данным, характеризующим начало линии.

Напряжение в конце звена

$$\dot{U}_{\varphi 2} = \dot{U}_{\varphi 1} - IZ = \dot{U}_{\varphi 1} - I(R + jX).$$

Совмещая в данном случае с осью действительных значений вектор $\dot{U}_{\varphi 1}$ ($\dot{U}_{\varphi 1} = U_{\varphi 1}$) и полагая, что нагрузка имеет индуктивный

характер (ток звена \dot{I} отстает от напряжения U_1 на угол φ_1), выражение для комплекса тока, как и в предыдущем случае, будет:

$$\dot{I} = I_a - jI_r$$

и

$$\dot{U}_{\phi 2} = U_{\phi 1} - (I_a - jI_r)(R + jX).$$

Выражая составляющие комплекса тока через соответствующие им мощности и а ч а л а з в е н а л и н и и P_1 и Q_1 , определяемые через напряжение U_1 , и произведя перемножение комплексных величин, получим:

$$\dot{U}_{\phi 2} = U_{\phi 1} - \frac{P_{\phi 1}R + Q_{\phi 1}X}{U_1} - j \frac{P_{\phi 1}X - Q_{\phi 1}R}{U_1}.$$

Переходя к линейным напряжениям и мощностям трех фаз, получаем выражение для напряжения в конце звена:

$$\boxed{\dot{U}_2 = U_1 - \frac{P_1R + Q_1X}{U_1} - j \frac{P_1X - Q_1R}{U_1}}, \quad (10-14)$$

где U_1 — заданное напряжение в начале звена (или, что все равно, напряжение в начале линии); \dot{U}_2 — искомое напряжение в конце звена; $P_1 + jQ_1$ — мощность в начале звена;

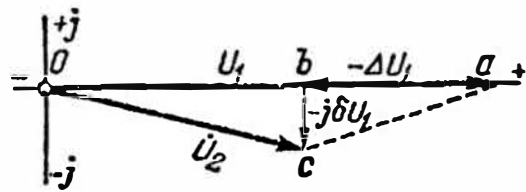


Рис. 10-13. Векторная диаграмма напряжений звена линии при наличии данных, характеризующих начало линии

$$\frac{P_1R + Q_1X}{U_1} = \Delta U_1 \quad \text{и} \quad \frac{P_1X - Q_1R}{U_1} = \delta U_1$$

— соответственно выражения продольной ΔU_1 и поперечной δU_1 составляющих комплекса падения напряжения в звене.

Векторная диаграмма напряжений звена линии для данного случая изображена на рис. 10-13.

Численное значение искомого напряжения будет:

$$U_2 = \sqrt{(U_1 - \Delta U_1)^2 + \delta U_1^2} \quad (10-14a)$$

или аналогично (10-11б):

$$U_2 = U_1 - \left(\Delta U_1 - \frac{\delta U_1^2}{2U_1} \right). \quad (10-14б)$$

Мощность начала звена, входящая в формулу (10-14), определится как геометрическая разность между мощностью, поступающей в линию (\dot{S}_1), и зарядной мощностью начала схемы (Q_{B_1}):

$$\dot{S}_1 = P_1 + jQ_1 = P_1 + j[Q'_1 - (-Q_{B_1})] = P_1 + j(Q'_1 + Q_{B_1}), \quad (10-15)$$

где

$$Q_{B_1}^- = U_1^2 B / 2 \approx U_{н}^2 B / 2.$$

Мощность в конце звена:

$$\dot{S}_2 = P_2 + jQ_2 = (P_1 - \Delta P) + j(Q_1 - \Delta Q), \quad (10-16)$$

где

$$\Delta P = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2} R \quad \text{и} \quad \Delta Q = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2} X$$

— потери активной и реактивной мощностей в сопротивлениях звена, определяемые через мощность начала звена и соответствующее ей напряжение U_1 .

Мощность в конце схемы:

$$\dot{S}'_2 = P_2 + jQ'_2 = P_2 + j(Q_2 + Q_{B_2}), \quad (10-17)$$

где

$$Q_{B_2} = U_2^2 B/2 \approx U_{н}^2 B/2.$$

Коэффициенты мощности и полезного действия равны:

$$\cos \varphi'_2 = \frac{P_2}{S'_2}; \quad \eta = \frac{P_2}{P_1} 100\%.$$

Из выражений (10-15) и (10-17) видно, что часть реактивной мощности нагрузки, присоединенной к линии, покрывается за счет генерирования реактивной индуктивной мощности емкостью линии.

Необходимо отметить, что величины продольных и поперечных составляющих падения напряжения в звене, подсчитанные по данным начала и по данным конца звена, не одинаковы. В этом можно убедиться, если векторные диаграммы напряжений звена линии для рассмотренных двух случаев, построенные при одинаковых условиях нагрузки по данным, характеризующим конец звена (рис. 10-12) и начало звена (рис. 10-13), наложить так, чтобы соответствующие векторы напряжений совпали.

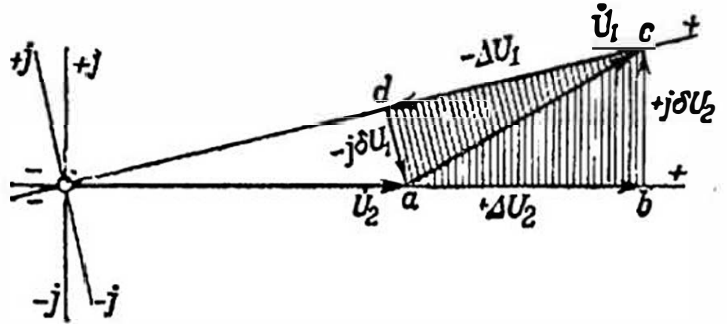


Рис. 10-14. Совмещенная векторная диаграмма напряжений звена

Из совмещенной диаграммы (рис. 10-14) видно, что

$$\Delta U_1 > \Delta U_2 \quad \text{и} \quad \delta U_1 < \delta U_2.$$

Это указывает на необходимость при точных расчетах пользоваться формулами с учетом продольной и поперечной составляющих падения напряжения.

Третий случай — расчет по заданной мощности начала линии \dot{S}'_1 и по напряжению конца линии U_2 (рис. 10-11).

Искомое напряжение U_1 в начале линии подсчитывают по формуле (10-11).

Входящую в эту формулу мощность конца звена $P_2 + jQ_2$ определяют, исходя из заданной мощности \dot{S}'_1 (начала линии), по форму-

ам (10-15) и (10-16), но приближенно, через номинальное напряжение линии U_n , вместо искомого U_1 образом,

$$\left. \begin{aligned} Q_{B_1} &= U_n^2 B/2; \\ \dot{S}_1 &= P_1 + jQ_1 = P_1 + j(Q_1' + Q_{B_1}); \\ \Delta P &= \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_n^2} R \text{ и } \Delta Q = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_n^2} X; \\ \dot{S}_2 &= P_2 + jQ_2 = (P_1 - \Delta P) + j(Q_1 - \Delta Q). \end{aligned} \right\} \quad (10-18)$$

Мощность, отдаваемая потребителю,

$$\dot{S}_2' = P_2 + Q_2' = P_2 + j(Q_2 + Q_{B_2}),$$

где

$$Q_{B_2} = U_n^2 B/2.$$

Коэффициент мощности в конце схемы и к. п. д. линии определяются, как во втором случае.

Четвертый случай — расчет по заданной мощности конца линии \dot{S}_2 и по напряжению начала линии U_1 (рис. 10-11).

Искомое напряжение U_2 конца линии подсчитывают по формуле (10-14).

Входящую в эту формулу мощность начала звена $P_1 + jQ_1$ определяют, исходя из заданной мощности \dot{S}_2' (конца схемы), по формулам (10-12) и (10-13), как и в предыдущем случае, приближенно, через номинальное напряжение линии вместо искомого.

Таким образом,

$$\left. \begin{aligned} Q_{B_2} &= U_n^2 B/2; \\ \dot{S}_2 &= P_2 + jQ_2 = P_2 + j(Q_2' - Q_{B_2}); \\ \Delta P &= \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_n^2} R \text{ и } \Delta Q = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_n^2} X; \\ \dot{S}_1 &= P_1 + jQ_1 = (P_2 + \Delta P) + j(Q_2' - Q_{B_2} + \Delta Q). \end{aligned} \right\} \quad (10-19)$$

Мощность, поступающая в линию,

$$\dot{S}_1' = P_1 + jQ_1' = P_1 + j(Q_1 - Q_{B_1}),$$

где

$$Q_{B_1} = U_n^2 B/2.$$

Коэффициент мощности в начале схемы и к. п. д. линии определяют, как в первом случае.

Сравнивая способы расчетов линий электропередачи с различными исходными данными, приходим к выводу, что определение искомого напряжений в задачах, соответствующих трестемунчетвертом у случаям, дает менее точные результаты, чем расчет по данным начала и по данным конца линии. Это — следствие не точности, возникающей из-за того, что потери мощности в сопро-

тивлениях и проводимости линии подсчитывают не по действительным напряжениям U_1 или U_2 , а по номинальному напряжению U_n . Однако получающаяся при этом погрешность невелика, так как практически номинальное напряжение линии несильно отличается от действительных.

Если же разница между номинальным напряжением U_n и напряжением U_1 или U_2 , полученным расчетом, окажется значительной, что может встретиться при расчете относительно длинных линий, то результат надо уточнить повторным расчетом (по методу последовательных приближений), подставив в формулы для определения потерь мощности вместо U_n полученные расчетом значения U_1 или U_2 , соответственно поставленной задаче.

Рассмотрим теперь условия работы линий при холостом ходе.

Мощность конца звена при холостом ходе линии, т. е. когда нагрузка $\dot{S}_2 = P_2 + jQ_2 = 0$, как видно из формул (10-19), будет:

$$\dot{S}_2 = -jQ_{B_2}$$

и мощность начала звена

$$\dot{S}_1 = \Delta P + j(\Delta Q - Q_{B_2}),$$

где ΔP и ΔQ — в данном случае потери мощности в активном и реактивном сопротивлениях линии при холостом ходе, т. е.

потери, вызываемые прохождением только зарядной мощности конца схемы Q_{B_2} . Так как эти потери очень малы, то, пренебрегая ими, получим

$$\dot{S}_1 \approx -jQ_{B_2}.$$

Напряжения в конце линии найдем из формулы (10-14), помня что эта формула выведена для случая потребления приемником индуктивной мощности, т. е. для направления мощности $\dot{S} = P + jQ$ от источника питания. В данном случае потребляемая приемником реактивная мощность емкостная, следовательно, в формуле (10-14) реактивную мощность надо взять с обратным знаком. Тогда

$$\dot{U}_2 = U_1 - \frac{(-Q_{B_2})X}{U_1} - j \frac{-(-Q_{B_2})R}{U_1}$$

или

$$\dot{U}_2 = U_1 + \frac{Q_{B_2}X}{U_1} - j \frac{Q_{B_2}R}{U_1}.$$

Векторная диаграмма холостого хода линии (рис. 10-15), построенная для этого случая, показывает, что при холостом ходе на отключенном от сети конце линии напряжение будет больше, чем в начале линии.

Ниже приведены примеры расчета одноцепных линий электропередачи, характеризующие второй и третий расчетные

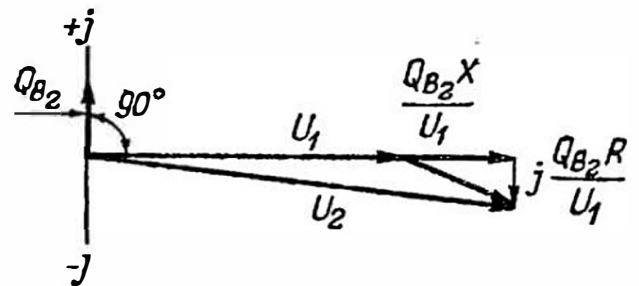


Рис. 10-15. Диаграмма напряжений при холостом ходе линии

случае. Электропередачи, состоящие из двух или более параллельных цепей, рассчитываются аналогичным образом, по схеме замещения, приведенной к одной цепи (рис. 10-11). При этом параметры схемы замещения (сопротивления, проводимости) рассчитывают и наносят на схему, исходя из действительного числа цепей рассчитываемой электропередачи.

Пример 10-2. По линии электропередачи напряжением 330 кВ, длиной 200 км, с шин высшего напряжения электростанции в сеть энергосистемы передается мощность $\dot{S}'_1 = 360 - j \cdot 150$ МВ·А, при рабочем напряжении на передающем конце $U_1 = 359$ кВ. Определить напряжение приемного конца линии U_2 и коэффициент полезного действия линии электропередачи.

Линия выполнена на металлических опорах с двумя проводами на фазу марки АС-300/39 с шагом расщепления проводов $a = 400$ мм. Расположение фаз по треугольнику, $D_{\text{ср}} = 11,2$ м.

Параметры линии (см. пример 10-1): $R = 0,048 \cdot 200 = 9,6$ Ом; $X = 0,32 \times \times 200 = 6,4$ Ом; $B/2 = 3,42 \cdot 10^{-6} \cdot 200/2 = 342 \cdot 10^{-6}$ См.

Задача относится ко второму случаю расчета линий. Мощности выражены в МВт и Мвар.

Зарядная мощность начала схемы замещения (10-8а):

$$Q_{B_1} = 359^2 \cdot 342 \cdot 10^{-6} = 44.$$

Мощность начала звена (10-15):

$$\dot{S}_1 = 360 + j(150 + 44) = 360 + j \cdot 194.$$

Напряжение на приемном конце линии (10-14):

$$\dot{U}_2 = 359 - \frac{360 \cdot 9,6 + 194 \cdot 64}{359} - j \frac{360 \cdot 64 - 194 \cdot 9,6}{359} = 314,8 - j \cdot 59.$$

Модуль напряжения \dot{U}_2 :

$$U_2 = \sqrt{314,8^2 + 59^2} = 320 \text{ кВ.}$$

Потери мощности в линии (10-16):

$$\Delta P = \frac{360^2 + 194^2}{359^2} \cdot 9,6 = 12,4; \quad \Delta Q = \frac{360^2 + 194^2}{359^2} \cdot 64 = 83.$$

Зарядная мощность приемного конца линии:

$$Q_{B_2} = 320^2 \cdot 342 \cdot 10^{-6} = 35.$$

Мощность, поступающая в сеть энергосистемы (10-17):

$$\dot{S}'_2 = 360 - 12,4 + j(194 - 83 + 35) \approx 347,6 + j \cdot 146.$$

Коэффициент полезного действия линии:

$$\eta = \frac{347,6}{360} \cdot 100 = 96,4\%.$$

Коэффициент мощности приемного конца линии:

$$\text{tg } \varphi_2 = \frac{146}{347,6} = 0,42; \quad \cos \varphi_2 = 0,92.$$

Угол сдвига между напряжениями передающего и приемного концов линии

$$\text{tg } \delta = \frac{59}{314,8} = 0,189; \quad \delta = 10^\circ 42'.$$

Пример 10-3. По линии электропередачи с номинальным напряжением 220 кВ и длиной 160 км с шин электростанции непосредственно в основную сеть энергосистемы передают мощность $\dot{S}_1 = 100 + j \cdot 50$ МВ·А. Линия выполнена на железобетонных опорах, провода марки АС-300/48 расположены горизонтально, расстояние между ними $D = 7$ м. Определить напряжение в начале линии, если рабочее напряжение в точке присоединения линии к системе $U_2 = 215$ кВ.

Эта задача относится к третьему случаю расчета линий (см. § 10-5).

Мощности выражены в МВт и Мвар.

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot 7 = 8,8 \text{ м}; R = 0,098 \cdot 160 = 15,7 \text{ Ом}; d = 24,1 \text{ мм}; \\ X = 0,425 \cdot 160 = 68 \text{ Ом}; B = 2,67 \cdot 160 \cdot 10^{-6} = 427 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Пользуясь формулами (10-18), находим, что зарядная мощность начала схемы:

$$Q_{B_1} \approx Q_{B_2} = 220^2 \cdot \frac{427 \cdot 10^{-6}}{2} = 10,3;$$

мощность начала звена

$$\dot{S}_1 = 100 + j(50 + 10,3) = 100 + j \cdot 60,3;$$

потери мощности в линии

$$\Delta P = \frac{100^2 + 60,3^2}{220^2} \cdot 15,7 = 4,4;$$

$$\Delta Q = \frac{100^2 + 60,3^2}{220^2} \cdot 68 = 19,2;$$

Следовательно, мощность конца звена

$$\dot{S}_2 = (100 - 4,4) + j(60,3 - 19,2) = 95,6 + j \cdot 41,1.$$

Напряжение в начале линии электропередачи:

$$\dot{U}_1 = 215 + \frac{95,6 \cdot 15,7 + 41,1 \cdot 68}{215} + j \frac{95,6 \cdot 68 - 41,1 \cdot 15,7}{215} = 235 + j \cdot 27,2 \text{ кВ}.$$

Модуль напряжения \dot{U}_1 :

$$U_1 = \sqrt{235^2 + 27,2^2} = 237 \text{ кВ}.$$

Мощность, поступающая в сеть энергосистемы:

$$\dot{S}'_2 = 95,6 + j(41,1 + 10,3) = 95,6 + j \cdot 51,4.$$

Коэффициент полезного действия линии:

$$\eta = \frac{95,6}{100} \cdot 100 = 95,6\%.$$

Проверочный расчет, произведенный по данным начала линии с помощью формулы (10-14), исходя из полученного значения $U_1 \approx 237$ кВ, дает напряжение в конце линии $U_2 = 217$ кВ. Стало быть, при подсчете мощностей приближенным способом по формулам (10-18) погрешность в определении напряжения получается небольшой — меньше 1%.

10-6. Общие сведения о расчете линий электропередачи большой протяженности

Однородная линия электропередачи представляет собой электрическую цепь с равномерно распределенными параметрами: сопротивлением $z_0 = r_0 + jx_0$ и проводимостью $y_0 = g_0 + jb_0$ неизменными

по длине цепи. Ток и напряжение в линии непрерывно изменяются по ее длине: ток из-за наличия проводимости, а напряжение за счет падения напряжения в сопротивлении. Изменения напряжения и тока при волновом характере передачи энергии по линии описываются известными из курса основ электротехники у р а в н е н и я м и д л и н н о й л и н и и, которые при конечной длине линии дают соотношения между напряжениями \dot{U}_1 и \dot{U}_2 и токами \dot{I}_1 и \dot{I}_2 в начале и в конце линии:

$$\text{и} \quad \left. \begin{aligned} \dot{U}_1 &= \dot{U}_2 \operatorname{ch} \gamma_0 l + \sqrt{3} \dot{I}_2 Z_c \operatorname{sh} \gamma_0 l \\ \dot{I}_1 &= \dot{I}_2 \operatorname{ch} \gamma_0 l + \frac{1}{\sqrt{3} Z_c} \dot{U}_2 \operatorname{sh} \gamma_0 l \end{aligned} \right\} \quad (10-20)$$

где l — длина линии передачи, км; $Z_c = \sqrt{\frac{r_0 + jx_0}{g_0 + jb_0}} = \sqrt{z_0/y_0}$ — волновое сопротивление линии, Ом. Для идеализированной линии без потерь энергии ($r_0 = g_0 = 0$) $Z_c = \sqrt{x_0/b_0} = \sqrt{L_0/C_0}$; $\gamma_0 = \sqrt{z_0 y_0} = \alpha_0 + j\beta_0$ — коэффициент распространения, 1/км; α_0 — коэффициент затухания амплитуды волны напряжения или тока, 1/км; β_0 — коэффициент фазы волны напряжения или тока при ее распространении вдоль линии; при частоте 50 Гц $\beta_0 = 0,06 \div 0,065$ град/км.

Комплексные величины Z_c и γ_0 являются основными характеристиками однородной линии. Волновое сопротивление Z_c , как видно из формулы, не зависит от длины линии и при неизменных ее параметрах является постоянным для любой точки цепи. Величина волнового сопротивления для воздушных линий всех напряжений с одиночными проводами в фазе равна 400 Ом, с двумя проводами в фазе — 320 Ом и при расщеплении на три провода — 275 Ом. Волновое сопротивление кабельных линий примерно в 6—8 раз меньше, чем воздушных с одиночными проводами.

Коэффициент распространения $\gamma_0 = \alpha_0 + j\beta_0$ зависит от конструктивного исполнения линии. При этом величина βl характеризует изменение фазы волны при ее распространении от одного конца линии до другого и при некоторых условиях работы линии ($P = P_c, Q = 0$) определяет фазовый угол δ между напряжениями в начале и в конце линии.

Линию любой длины можно заменить эквивалентной схемой замещения с сосредоточенными параметрами. Удобной схемой замещения, как указывалось ранее, является П-образная схема (рис. 10-2) с сопротивлением звена $Z = R + jX$ и проводимостями по концам схемы $Y/2 = G/2 + jB/2$.

Для П-образной схемы замещения можно составить уравнение для U_1 , аналогичное по форме первому из уравнений (10-20), но с параметрами схемы замещения:

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 + (\dot{U}_{\psi_2} Y/2 + \dot{I}_2) \sqrt{3} Z = \dot{U}_2 (1 + ZY/2) + \sqrt{3} \dot{I}_2 Z, \quad (10-21)$$

где $\dot{U}_{\psi_2} Y/2$ — ток проводимости конца схемы замещения.

Сравнивая между собой соответствующие уравнения (10-20) и (10-21), найдем соотношения между параметрами линии и ее схемы замещения, а именно:

$$\operatorname{ch} \gamma_0 l = 1 + \frac{ZY}{2} \quad \text{и} \quad Z_c \operatorname{sh} \gamma_0 = Z,$$

откуда определим параметры схемы замещения через основные характеристики длинной линии:

$$Z = Z_c \operatorname{sh} \gamma_0 l \quad \text{и} \quad Y = \frac{2(\operatorname{ch} \gamma_0 l - 1)}{Z_c \operatorname{sh} \gamma_0 l}.$$

Представляя найденные параметры схемы замещения в форме:

$$Z = z_0 l K_Z \quad \text{и} \quad Y = y_0 l K_Y,$$

получим:

$$z_0 l K_Z = Z_c \operatorname{sh} \gamma_0 l \quad \text{и} \quad y_0 l K_Y = \frac{2(\operatorname{ch} \gamma_0 l - 1)}{Z_c \operatorname{sh} \gamma_0 l},$$

откуда определим значения коэффициентов K_Z и K_Y :

$$K_Z = \frac{Z_c \operatorname{sh} \gamma_0 l}{z_0 l} \quad \text{и} \quad K_Y = \frac{2(\operatorname{ch} \gamma_0 l - 1)}{Z_c y_0 l}. \quad (10-22)$$

Пользуясь значениями $\gamma_0 = \sqrt{z_0 y_0}$ и $Z_c = \sqrt{z_0 / y_0}$, выразим Z_c через удельные параметры линии z_0 и y_0 , а именно:

$$Z_c = \gamma_0 / y_0 \quad \text{и} \quad Z_c = z_0 / \gamma_0.$$

Подставляя полученные значения Z_c в формулы (10-22), окончательно находим:

$$K_Z = \frac{\operatorname{sh} \gamma_0 l}{\gamma_0 l} \quad \text{и} \quad K_Y = \frac{2(\operatorname{ch} \gamma_0 l - 1)}{\gamma_0 l}. \quad (10-23)$$

Коэффициенты K_Z и K_Y , как видно из их вывода, представляют собой связь между параметрами линии, представленной уравнениями длинной линии и параметрами ее схемы замещения и, следовательно, могут рассматриваться как поправочные коэффициенты к параметрам схемы замещения, учитывающие распределенность параметров вдоль линии. Численные значения коэффициентов можно получить с той или иной точностью путем разложения гиперболических функций в бесконечные ряды:

$$K_Z = 1 + \frac{(\gamma_0 l)^2}{6} + \frac{(\gamma_0 l)^4}{120} + \dots,$$

$$K_Y = 1 - \frac{(\gamma_0 l)^2}{12} + \frac{(\gamma_0 l)^4}{120} + \dots$$

Для воздушных линий электропередачи длиной до 300 км и кабельных линий до 50 км значения поправочных коэффициентов очень близки к единице, поэтому при расчете таких линий с распределенностью параметров можно не считаться. Этот вывод можно применить и к расчету длинных линий, разбив линию на ряд участков, каждый такой длины, при которой отказ от учета распределенности параметров не вызывает значительной погрешности в расчетах.

Каждый такой участок воздушной линии протяженностью 280—320 км эквивалентуется П-образной схемой замещения и в резуль-

тате образуется цепочечная схема замещения длинной линии, состоящая из ряда последовательно включенных П-образных схем. Этот прием позволяет определять соотношения между напряжениями и токами не только по концам, но и находить их значения в промежуточных точках длинной линии, что большей частью является необходимым для практических целей. Расчет линии по цепочечной схеме ведется последовательно от одного участка к другому. Потери активной мощности на корону учитываются по участкам схемы и в большинстве случаев представляются в виде нагрузок между участками.

Линии передачи с номинальным напряжением 500—750 кВ в режиме минимальных нагрузок имеют избыточную реактивную мощность, генерируемую линией. Для компенсации этой мощности на передающем конце и вдоль линии устанавливают шунтовые реакторы (индуктивные проводимости), располагая их на промежуточных подстанциях или переключательных пунктах на расстоянии

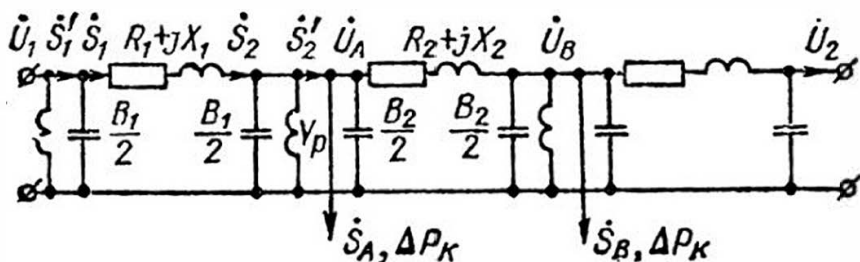


Рис. 10-16. Примерная схема замещения линии 500 кВ

примерно 300—320 км друг от друга. Примерная схема замещения такой линии приведена на рис. 10-16. В случае присоединения к промежуточной подстанции значительной нагрузки энергосистемы реакторы в этом пункте можно не устанавливать или, по крайней мере, снизить их мощность за счет отбора реактивной мощности потребителями.

При некомпенсированных линиях (или участках линий) протяженностью до 500—600 км для выявления основных характеристик линии (передаваемой предельной мощности, токов и напряжений по концам линии и др.) возможно применение П-образной схемы замещения ко всей линии в целом. В этом случае распределенность параметров вдоль линии может быть учтена поправочными коэффициентами (10-23), вычисленными по приближенным формулам¹:

$$K_r = 1 - \frac{1}{3} l^2 x_0 b_0,$$

$$K_x = 1 - \frac{1}{6} l^2 x_0 b_0 \left(1 - \frac{r_0^2}{x_0^2} \right),$$

$$K_b = 1 + \frac{1}{12} l^2 x_0 b_0,$$

$$g_0 = 0,$$

¹ Электрические системы. Под редакцией проф. В. А. Веникова. Т. III. М., «Высшая школа», 1972, 375 с. с ил.

где r_0 , x_0 , b_0 и g_0 — удельные параметры, отнесенные к 1 км линии; l — длина рассчитываемой линии, км.

Параметры схемы замещения в этом случае определяются следующими выражениями:

$$R = r_0 l K_r; \quad X = x_0 l K_x; \quad B = b_0 l K_b.$$

Передача реактивной мощности генераторов станции для питания потребителей приемных подстанций по линиям большой протяженности напряжением 500—750 кВ не может быть осуществлена по условию обеспечения надлежащего уровня напряжения в линии. Поэтому на шинах высшего напряжения станции устанавливают неотключаемые шунтовые реакторы, а генераторы работают с недо возбуждением, с опережающим напряжением током, при коэффициенте мощности 0,97—0,98.

10-7. Понятие о пропускной способности линий электропередачи

Пропускная способность линий электропередачи резко увеличивается с увеличением номинального напряжения линии. При данном же номинальном напряжении электропередачи она определяется в основном тремя условиями: а) экономичностью передачи, зависящей от величины потерь электрической энергии в линии; б) уровнем напряжения на концах электропередачи, зависящим от величины падения напряжения в линии, и в) устойчивостью параллельной работы генераторов питающей электростанции в электрической системе.

Из выказанного вытекает, что с увеличением дальности передачи пропускная способность линии снижается, что обуславливается либо достижением предельного перепада напряжения по ее концам, либо предельного угла δ между напряжениями передающего и приемного концов. Стремление к передаче значительных мощностей на большие расстояния при освоенных промышленностью номинальных напряжениях линий приводит к необходимости повышения пропускной способности электропередач путем применения специальных средств, как, например, компенсация параметров линии, искусственное повышение устойчивости параллельной работы генераторов питающей электростанции и др.

Потребление активной мощности электроприемниками электрической энергии, как известно, связано с потреблением ими также и реактивной мощности. Необходимая реактивная мощность или часть ее, как указывалось в § 7-1, может производиться на месте потребления активной мощности или на приемных подстанциях линий электропередачи в синхронных компенсаторах и батареях конденсаторов или же она будет передаваться по линии электропередачи от генераторов питающей электростанции.

Передача реактивной мощности по линии увеличивает полную мощность в линии и вызывает в ней рост потерь как напряжения, так

и энергии. Вопрос о том, какую часть реактивной мощности следует передавать по линии, а какую генерировать на месте, решается как с экономической точки зрения, так и допустимыми уровнями напряжения по концам линии. Для линий передачи напряжением 110—330 кВ, как правило, целесообразно иметь перепад напряжений по концам линии, допустимый по уровню напряжения в приемной системе и на передающем конце линии. Наличие перепада напряжений ($U_1 > U_2$) ведет к передаче по линии реактивной мощности. В этих случаях пропускную способность линий следует оценивать по полной передаваемой мощности.

На величину реактивной мощности в электропередаче оказывает влияние зарядная мощность линии. Относительно небольшая зарядная мощность линий 110—220 кВ, в линиях напряжением 500—750 кВ большой протяженности она достигает весьма значительных величин, в результате чего выдача реактивной мощности от генераторов питающей станции в линию исключается (§ 10-6), а избыточная реактивная мощность в линии компенсируется реакторами.

Как видно из формулы (10-8), зарядная мощность линии не зависит от нагрузки линии. Потеря же реактивной мощности в индуктивном сопротивлении линии пропорциональна квадрату передаваемой по линии мощности. Поэтому при некоторой передаваемой мощности по линии может возникнуть такой случай, когда *потери реактивной мощности в индуктивном сопротивлении линии и ее зарядная мощность будут полностью компенсировать друг друга, т. е.*

$$3I^2x_0 = 3U_{\phi}^2 b_0. \quad (10-24)$$

Если при этом по линии передается только активная мощность ($\cos \varphi = 1$), то передача будет происходить с наименьшими потерями мощности. Такой режим работы линии называется режимом натуральной мощности.

Подставив в формулу (10-24) значения $x_0 = \omega Z_0$ и $b_0 = \omega C_0$ и полагая $\cos \varphi = 1$, найдем, что натуральная мощность линии

$$P_c = \frac{U^2}{\sqrt{L_0/C_0}}, \quad (10-25)$$

где $\sqrt{L_0/C_0} = Z_c$ — волновое сопротивление линии, значения которого для линий передачи разных конструкций приведены в § 10-6.

При подстановке в формулу (10-25) номинального напряжения линии в кВ, а соответствующего данной линии волнового сопротивления в Ом, искомая натуральная мощность линии будет выражена в МВт.

Величины натуральных мощностей для трехфазных воздушных линий передачи разных номинальных напряжений приведены в табл. 10-2.

Передавать по линии мощность, превышающую натуральную, значит увеличивать потери активной и реактивной (индуктивной) мощностей и снижать уровень напряжения в приемной системе. Тем не менее, экономические соображения приводят к тому, что

почти все линии электропередачи напряжением 110—220 кВ и не мало линий 330 кВ проектируются для передачи мощностей, превышающих их натуральные мощности. Линии электропередачи более высоких напряжений преимущественно рассчитываются на передачу натуральных мощностей.

Таблица 10-2

Натуральные и наибольшие передаваемые мощности воздушных линий, МВт

Номинальные напряжения линий, кВ	110	220	330	500	750
Число проводов в фазе	1	1	2	3	4
Натуральная мощность	30	120	340	900	2200
Наибольшие передаваемые мощности (на одну цепь)	20—50	90—200	300—650	700—900	1800—2200
Наибольшие длины линий передачи, км	160—100	240—130	300—120	1200—800	2000—1200

В табл. 10-2, наряду с указанием величины натуральной мощности, в качестве ориентировки приведены наибольшие передаваемые мощности по одной цепи электропередач разных напряжений и указаны соответствующие передаваемым мощностям предельные длины линий.

ГЛАВА ОДИННАДЦАТАЯ

РАСЧЕТ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ С УЧЕТОМ ТРАНСФОРМАТОРОВ И АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ

11-1. Схемы замещения линий электропередачи с учетом трансформаторов

В преобладающем большинстве расчетов электропередач мощность и напряжение задаются не по концам линии, как рассматривалось в § 10-5, а на генераторных шинах электростанций, на шинах высшего напряжения (ВН) питающих подстанций или на шинах низшего (НН) и среднего (СН) напряжений приемных подстанций. В этих случаях в рассчитываемый канал передачи электрической энергии входят трансформаторы, установленные по обоим концам линии, или только трансформаторы приемной подстанции. Трансформаторы обладают своими сопротивлениями и проводимостями, и поэтому расчет электропередачи производится с учетом этих параметров.

В приложении 3 помещены параметры трансформаторов и автотрансформаторов, изготавливаемых в СССР. В таблицах приведены сочетания номинальных напряжений обмоток и другие характеристики, необходимые для расчета линий электропередачи с учетом трансформаторов.

В расчетах обычно принимают упрощенную Г-образную схему замещения трансформаторов (рис. 11-1), в которой активная проводимость $G_{тр}$, обусловленная потерями активной мощности в стали трансформатора на перемагничивание и вихревые токи, и реактивная проводимость $B_{тр}$, обусловленная намагничивающей сталь мощностью, присоединены с одной стороны схемы.

Рис. 11-1. Г-образная схема замещения двухобмоточного трансформатора

Наличие этих проводимостей связано с током холостого хода (т. х. х.) I_0 трансформатора, состоящим из тока $I_{ст}$, вызванного потерями мощности в стали, и тока I_{μ} , вызванного намагничивающей сталь мощностью. Значение т. х. х. трансформатора I_0 зависит в основном от намагничивающего тока I_{μ} , так как ток потерь в стали $I_{ст}$ относительно

мал (около 10% от I_{μ}) и складывается геометрически с током I_{μ} под углом 90° . Учитывая это обстоятельство, в большинстве практических расчетов током $I_{ст}$ и, следовательно, активной проводимостью пренебрегают, полагая $G_{тр} = 0$.

Применение для трансформаторов Г-образной схемы замещения вместо более точной Т-образной, известной из курса электротехники, значительно упрощает расчеты сетей. Погрешность в определении потери напряжения в трансформаторе, получаемая при этом из-за пренебрежения влиянием т. х. х. на величину и фазу тока в первичной обмотке трансформатора, очень невелика и существенного значения не имеет.

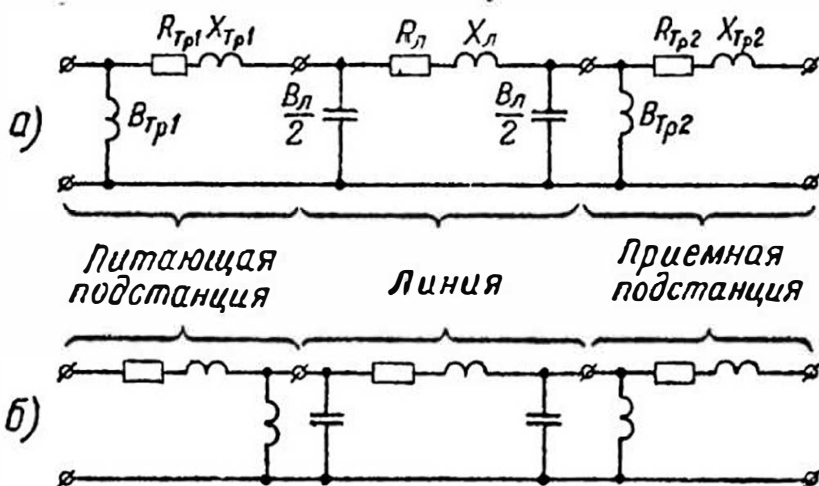


Рис. 11-2. Схема замещения электропередачи с прямой (а) и обратной (б) Г-образными схемами повышающего трансформатора

Проводимости в схемах замещения трансформаторов следует подключать с той стороны, с которой трансформатор получает электроэнергию от источника (прямая схема). Иногда для частичной компенсации погрешности, вносимой применением Г-образной схемы, а также при реверсивной работе электропередачи, один из трансформаторов включают по прямой схеме, а второй — по обратной (рис. 11-2).

Трехобмоточные трансформаторы в расчетах представляют схемой замещения в виде

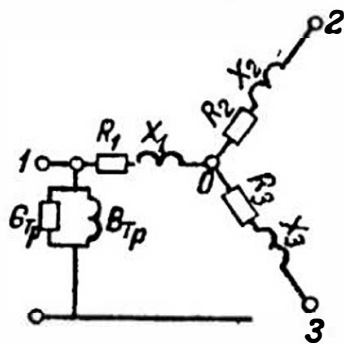


Рис. 11-3. Схема замещения трехобмоточного трансформатора

эквивалентной трехлучевой звезды (рис. 11-3). Проводимость трехобмоточного трансформатора включают со стороны луча обмотки трансформатора, подключенной к источнику питания.

11-2. Активное и реактивное сопротивления трансформаторов и автотрансформаторов

Выведем формулы для определения активного и реактивного сопротивлений трансформаторов.

Двухобмоточные трансформаторы

Потери активной мощности в обмотках трансформатора можно с достаточной точностью принимать равными потерям короткого замыкания, определенным при работе трансформатора на основном ответвлении обмотки ВН с номинальной нагрузкой:

$$\Delta P_{\text{к}} = 3I_{\text{н}}^2 R_{\text{тр}}, \quad (11-1)$$

где $I_{\text{н}}$ — номинальный ток обмотки расчетного напряжения трансформатора; $R_{\text{тр}}$ — активное сопротивление трансформатора, отнесенное к обмотке расчетного напряжения.

Номинальный ток может быть определен по номинальной мощности трансформатора $S_{\text{н}}$ и номинальному его напряжению $U_{\text{н}}$

$$I_{\text{н}} = S_{\text{н}} / (\sqrt{3} U_{\text{н}}).$$

Из выражения (11-1) после подстановки в него значения $I_{\text{н}}$, выраженного через мощность, получим формулу для определения активного сопротивления трансформатора $R_{\text{тр}}$ для основного ответвления регулируемой обмотки:

$$R_{\text{тр}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{3I_{\text{н}}^2} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{3[S_{\text{н}} / (\sqrt{3} U_{\text{н}})]^2} = \frac{\Delta P_{\text{к}} U_{\text{н}}^2}{S_{\text{н}}^2}. \quad (11-2)$$

Выразив U_H в кВ, S_H в МВ·А, а ΔP_K в кВт, получим $R_{тр}$ в Ом:

$$\boxed{R_{тр} = \frac{\Delta P_K U_H^2}{10^3 S_H^2}} \quad (11-3)$$

При переводе трансформатора на работу с основного на другое любое ответвление его активное сопротивление изменяется незначительно и поэтому его можно считать неизменным.

Для определения реактивного сопротивления трансформатора пользуемся выражением для реактивного падения напряжения в процентах:

$$u_r = \frac{\sqrt{3} I_H X_{тр}}{U_H} \cdot 100,$$

где $X_{тр}$ — реактивное сопротивление трансформатора при работе его на основном ответвлении, при номинальных токе и напряжении.

Выразив I_H через мощность, получим:

$$X_{тр} = \frac{u_r U_H}{\sqrt{3} I_H \cdot 100} = \frac{u_r U_H}{\sqrt{3} [S_H / (\sqrt{3} U_H)] \cdot 100} = \frac{u_r U_H^2}{S_H \cdot 100} \quad (11-4)$$

Величину u_r , входящую в формулу (11-4), определяют следующим образом:

$$u_r = \sqrt{u_K^2 - u_a^2},$$

где u_K — напряжение короткого замыкания трансформатора, выраженное в процентах от U_H (дается в каталогах и приведено в приложении П. 3); u_a — активная составляющая u_K , равная по величине относительной потере мощности короткого замыкания трансформатора ΔP_K , выраженной в процентах S_H .

Для трансформаторов, используемых в районных сетях, u_a очень мала и u_r весьма незначительно отличается от u_K .

Положив в формуле (11-4) $u_r = u_K$ и выразив U_H в кВ, а S_H в МВ·А, получим $X_{тр}$ в Ом:

$$\boxed{X_{тр} = \frac{u_K U_H^2}{100 S_H}} \quad (11-5)$$

Реактивное сопротивление трансформаторов с РПН при переходе с основного ответвления на другое изменяется более значительно, чем активное, и для крайних положений регулировочной обмотки ($\pm PO$) величина изменения $X_{тр}$ весьма существенна. Это обстоятельство нельзя не учитывать при расчете токов короткого замыкания (т. к. з.). Однако при расчетах электрических сетей, результатом которых является определение потери напряжения в трансформаторах и вторичного напряжения на шинах приемной подстанции, для вычисления $X_{тр}$ с достаточной для практики точностью можно пользоваться только номинальными параметрами трансфор-

матора при любом значении подведенного к нему напряжения, т. е. $X_{\text{тз}}$ считать так же неизменным.

При необходимости получения более точных результатов можно сделать поверочные расчеты с учетом действительных значений напряжения короткого замыкания для выбранного ответвления регулируемой обмотки трансформатора.

Формулы (11-3) и (11-5) справедливы как для трехфазных, так и для однофазных трансформаторов, включенных в трехфазную группу. В этом случае следует подставлять в формулы номинальную мощность группы и потери мощности всех трех однофазных трансформаторов, входящих в группу.

При пользовании формулами (11-3) и (11-5) следует иметь в виду, что *величины сопротивлений трансформатора в омах зависят от того, к обмотке какого номинального напряжения они отнесены. При расчете электрических сетей за расчетное напряжение принимают номинальное напряжение той обмотки трансформатора, которая непосредственно присоединена к рассчитываемой линии.*

Трехобмоточные трансформаторы

Обмотки трехобмоточного трансформатора могут иметь различные мощности. За номинальную мощность трансформатора принимается мощность, равная наибольшей из мощностей отдельных обмоток. Отечественные трансформаторы в целях унификации в последнее время изготавливаются с обмотками ВН, СН и НН одинаковой мощности.

Обмотки на стержнях магнитопровода располагаются концентрически и поэтому напряжения короткого замыкания между каждой парой обмоток имеют различные значения. Обмотка ВН располагается снаружи, а обмотки НН на стержне магнитопровода.

Для некоторых значений шкалы номинальных мощностей трансформаторы 110 и 220 кВ изготавливаются с иным расположением обмотки НН, а именно между обмотками ВН и СН. В таком исполнении трехобмоточные трансформаторы предназначаются для установки на электростанциях в качестве повышающих. Выдача генераторной мощности в сети ВН и СН в этих трансформаторах происходит через относительно небольшие реактивные сопротивления, т. е. с малыми потерями напряжения и реактивной мощности. Номинальные напряжения первичных обмоток трансформаторов в этом исполнении принимаются равными номинальным напряжениям генераторов.

В табл. 11-1 для примера приведены варианты взаимного расположения обмоток на магнитопроводе и соответствующие значения напряжений короткого замыкания между ними.

Общее активное сопротивление трехобмоточного трансформатора $R_{\text{обм}}$ определяют по формуле (11-3), в которую подставляют: $\Delta P_{\text{к}}$ максимальные потери мощности короткого замыкания при номинальной нагрузке обмотки НН, обозначенные в паспортах на транс-

Напряжения короткого замыкания между обмотками

Вариант исполнения	Взаимное расположение обмоток (справа к магнитопроводу)	Напряжение трансформаторов, кВ	Напряжения короткого замыкания на основном ответвлении $u_k, \%$		
			ВН—СН	ВН—НН	СН—НН
Основной	ВН→СН→НН	110	10,5	17	6
		220	12,5	22	9,5
По согласованию	ВН→НН→СН	110	17	10,5	6
		220	22	12,5	9,5

форматоры и ГОСТ, и S_H — номинальную мощность трансформатора.

Активные сопротивления лучей звезды в схеме замещения трехобмоточного трансформатора (рис. 11-3) определяют по общему активному сопротивлению трансформатора.

При равенстве мощностей обмоток

$$R_1 = R_2 = R_3 = 0,5R_{\text{общ.}}$$

Приняв реактивные падения напряжения между каждой парой обмоток трансформатора в относительных единицах равными u_k и выразив их в виде суммы падений напряжения в соответствующих лучах звезды схемы замещения (рис. 11-3), получим:

$$u_{k_{1-2}} = u_{k_1} + u_{k_2};$$

$$u_{k_{2-3}} = u_{k_2} + u_{k_3};$$

$$u_{k_{1-3}} = u_{k_1} + u_{k_3}.$$

Решив эти уравнения относительно u_{k_1} , u_{k_2} и u_{k_3} , найдем:

$$\left. \begin{aligned} u_{k_1} &= 0,5(u_{k_{1-2}} + u_{k_{1-3}} - u_{k_{2-3}}); \\ u_{k_2} &= 0,5(u_{k_{2-3}} + u_{k_{1-2}} - u_{k_{1-3}}); \\ u_{k_3} &= 0,5(u_{k_{1-3}} + u_{k_{2-3}} - u_{k_{1-2}}). \end{aligned} \right\} \quad (11-6)$$

Реактивные сопротивления лучей звезды схемы замещения трехобмоточного трансформатора в относительных единицах равны реактивным падениям напряжения u_k . Эти сопротивления представляют собой фиктивные величины, вводимые для удобства расчета.

Рассмотрим луч, соответствующий обмотке, расположенной между двумя другими обмотками. Сопротивление этого луча благодаря взаимному влиянию соседних обмоток имеет обычно величину, близкую к нулю, либо небольшое отрицательное значение, выражающее собой емкостное сопротивление. В практических расчетах эту отрицательную величину обычно принимают равной нулю.

Зная реактивные падения напряжения в отдельных лучах схемы замещения, по формуле (11-5) определим их реактивные сопротивления в омах.

Трансформаторы с расщепленными обмотками

Для того чтобы сделать возможным присоединение к одному трансформатору (или к одной трехфазной группе) двух и более генераторов или независимых нагрузок одного или разных (соседних классов) напряжений на приемных подстанциях, современные трансформаторы высокого напряжения изготавливаются с обмотками низшего напряжения, расщепленными на две (или более) ветви.

В однофазных трансформаторах ветви расщепленной обмотки НН размещают на разных стержнях магнитопровода, а в трехфазных — одна над другой, на одном стержне магнитопровода каждой фазы. Таким образом, каждая из ветвей имеет одинаковое индуктивное сопротивление по отношению к любой другой основной обмотке, а сопротивления ветвей равны между собой.

На рис. 11-4 представлены схема соединений обмоток для одной фазы трехфазного двухобмоточного трансформатора с расщепленной обмоткой НН на две ветви и его схема замещения; активные сопротивления обмоток и проводимости в целях упрощения на рисунке не показаны. С достаточной для практики точностью такой трансформатор может рассматриваться как два независимых трансформатора, питающиеся от общей сети ВН. Мощность каждой из ветвей низшего напряжения НН-1 и НН-2 равна 50% номинальной мощности трансформатора, определяемой мощностью обмотки ВН.

При параллельном соединении ветвей НН-1 и НН-2 трансформатор с расщепленными обмотками будет работать как обычный двухобмоточный трансформатор. Следовательно, сопротивление трансформатора между выводами ВН и обобщенным выводом обмоток НН-1 и НН-2 будет равно $X_{тр}$, отнесенному к номинальной мощности трансформатора.

Сопротивление каждой из ветвей расщепленной обмотки определим, полагая сопротивление обмотки ВН равным нулю, т. е. считая $X_{тр}$ сосредоточенным целиком в обмотках НН-1 и НН-2, включенных параллельно. Отсюда:

$$X_{тр} = X_{НН-1}/2 = X_{НН-2} \text{ и } X_{НН-1} = X_{НН-2} = 2X_{тр}.$$

Приведенные выше соотношения, строго говоря, справедливы лишь для групп из однофазных трансформаторов, для которых

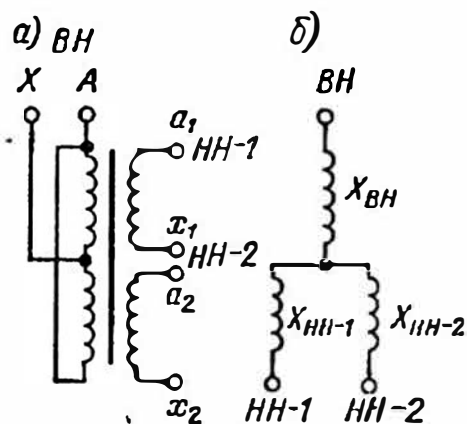


Рис. 11-4. Двухобмоточные трансформаторы с расщепленными обмотками низшего напряжения: а — соединение обмоток трансформатора; б — схема замещения

ветви расщепленной обмотки могут рассматриваться как обмотки отдельных трансформаторов. В трехфазных трансформаторах степень магнитной связи между ветвями расщепленной обмотки отличается от однофазных и сильно зависит от конструкции расположения обмоток на стержне. При расположении ветвей расщепленной обмотки одна над другой, как это принято для отечественных трансформаторов (коэффициент расщепления равен 3,5 против 4 для однофазных), сопротивления ветвей расщепленной обмотки трехфазных трансформаторов составляют примерно 90% от указанной выше величины, т. е.:

$$X_{\text{нн-1}} = X_{\text{нн-2}} = 1,8X_{\text{тр}}$$

Все выведенные выше величины сопротивлений отнесены к номинальной мощности трансформатора, равной суммарной мощности ветвей расщепленной обмотки. Практически в паспортах трансформаторов напряжение короткого замыкания между выводами ВН—НН-1 и ВН—НН-2 указываются в отношении к собственной мощности ветви расщепленной обмотки.

Применение трансформаторов с расщепленными обмотками для отдельного питания секций распределительного устройства от обмоток НН позволяет снизить мощность короткого замыкания на шинах секций почти в два раза без установки сдвоенных токоограничивающих реакторов. Следует отметить, что в настоящее время трехфазные двухобмоточные трансформаторы с расщепленными обмотками для класса напряжений 110 и 220 кВ являются основным типом трансформаторов приемных подстанций.

Трехобмоточные автотрансформаторы

Все автотрансформаторы 220, 330 и 500 кВ изготавливаются с расположением обмотки СН между обмотками ВН и НН, т. е. в отличие от трехобмоточных трансформаторов только с одним вариантом напряжения короткого замыкания между обмотками,

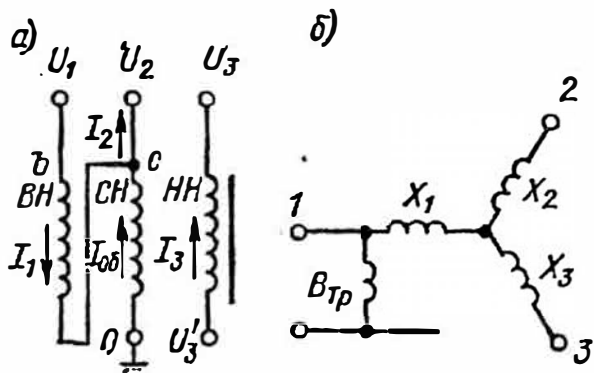


Рис. 11-5. Схема соединений автотрансформатора (а) и его схема замещения (б)

На рис. 11-5 показана схема соединений обмоток одной фазы автотрансформатора и его схема замещения с учетом реактивной проводимости. Из схемы видно, что часть обмотки высшего напряжения bcO , заключенная между точками c и O , одновременно

является также обмоткой среднего напряжения U_2 . Эта часть обмотки называется общей обмоткой, а другая ее часть (bc) — последовательной обмоткой.

Три фазы обмоток высшего U_1 и среднего U_2 напряжений в точке O соединены в звезду и образуют общую для обоих напряжений

нулевую точку, заземляемую наглухо. Обмотка низшего напряжения U_3 имеет трансформаторную связь с двумя другими обмотками и соединена треугольником. К этой обмотке на приемных подстанциях обычно присоединяют синхронный компенсатор, но она может быть использована и для питания электросетевой нагрузки или нагрузки собственных нужд подстанции.

За номинальную мощность автотрансформатора принимается номинальная мощность обмоток ВН или СН, имеющих между собой автотрансформаторную связь. Эта мощность также носит название *проходной*. Для отечественных автотрансформаторов мощности обмоток ВН и СН одинаковы.

Следовательно,

$$S_n = \sqrt{3}I_1U_1 = \sqrt{3}I_2U_2.$$

Ток, проходящий в общей обмотке автотрансформатора (рис. 11-5, а), равен алгебраической разности токов нагрузок в линиях СН и ВН, т. е.

$$I_{\text{общ}} = I_2 - I_1,$$

или в долях номинального тока нагрузки линии среднего напряжения

$$I_{\text{общ}}/I_2 = 1 - I_1/I_2.$$

Выразив $I_{\text{общ}}$ и I_2 через соответствующие мощности путем умножения этих величин на $\sqrt{3}U_2$, находим:

$$S_{\text{общ}} = S_n (1 - I_1/I_2) = S_n (1 - U_2/U_1) = \alpha S_n.$$

Мощность $S_{\text{общ}}$ называется *типовой мощностью* автотрансформатора, а величина $\alpha = 1 - U_2/U_1$, являющаяся отношением типовой мощности к номинальной, именуется *коэффициентом выгоды* автотрансформатора (по отношению к трансформатору той же номинальной мощности).

Мощность обмотки НН обычно принимается равной типовой мощности автотрансформатора.

В трехобмоточном режиме работы автотрансформатора, при котором номинальная мощность на сторону СН поступает со стороны ВН (активная) и со стороны НН (реактивная), мощность в обмотке НН (выраженная в Мвар) не должна превышать двух третей типовой мощности автотрансформатора (МВ·А). При использовании автотрансформаторов 220 кВ в качестве повышающих или автотрансформаторов связи на электростанциях мощность, поступающая от генератора, не должна превышать номинальной мощности обмотки НН.

Схема замещения трехобмоточного автотрансформатора, как и трехобмоточного трансформатора, представляется трехлучевой звездой (рис. 11-5, б). Активные сопротивления обмоток и активные проводимости автотрансформаторов обычно не учитываются, а при необходимости определяются по формуле (11-3). Реактивные сопротивления лучей звезды определяются по формулам (11-6).

Масса и габариты автотрансформаторов данного класса напряжения определяются их типовой мощностью и, следовательно, они значительно меньше, чем для трансформаторов такой же номинальной мощности.

11-3. Потери мощности в трансформаторах и автотрансформаторах

Потери активной и реактивной мощности в трансформаторах и автотрансформаторах разделяются на потери холостого хода (в проводимостях G_{1p} и B_{1p}) и потери короткого замыкания (в сопротивлениях обмоток R_{1p} и X_{1p}). При расчетах линий передачи с учетом трансформаторов проводимости G_{1p} и B_{1p} , как и проводимость $B/2$ при расчете линий, учитываются в виде соответствующих нагрузок и входят в баланс мощности электропередачи.

Потеря активной мощности в стали трансформаторов на перемагничивание и вихревые токи (обуславливающие активную проводимость G_{1p}) определяются потерями холостого хода трансформаторов ΔP_0 при номинальном напряжении, которые даются в паспорте трансформатора. При этом, ввиду незначительности потерь мощности в обмотке ВН от т. х. х., полагают

$$\Delta P_{ст} \approx \Delta P_0.$$

Реактивная намагничивающая мощность трансформатора (обуславливающая реактивную проводимость B_{1p}) определяется по т. х. х. трансформатора I_{0*} , выраженному в процентах от I_n . Полагая, как указано в § 11-1, $I_{ст} = 0$, намагничивающая мощность будет равна

$$\Delta Q_{\mu} = I_{0*} S_n / 100. \quad (11-7)$$

где I_{0*} — ток холостого хода трансформатора в процентах от I_n (дается в каталогах и в приложении П. 3).

Потери мощности в обмотках трансформатора могут быть определены через вычисленные по формулам (11-3) и (11-5) сопротивления $R_{тp}$ и $X_{тp}$, а именно:

$$\Delta P_{тp} = \frac{P^2 + Q^2}{U_n^2} R_{тp} \quad \text{и} \quad \Delta Q_{тp} = \frac{P^2 + Q^2}{U_n^2} X_{тp}, \quad (11-8)$$

где U_n — номинальное напряжение той стороны трансформатора, которой он непосредственно присоединен к рассчитываемой линии.

Формулы (11-8) могут быть представлены и в другом виде. Как указывалось ранее, потери короткого замыкания (при $I = I_n$)

$$\Delta P_k \approx 3 I_n^2 R_{тp} = \frac{S_n^2}{U_n^2} R_{тp}.$$

При любой другой нагрузке I потери в трансформаторе

$$\Delta P_{тp} = 3 I^2 R_{тp} = \frac{S^2}{U_n^2} R_{тp}.$$

Из соотношения $\Delta P_{\text{т}}/\Delta P_{\text{к}}$ получаем:

$$\boxed{\Delta P_{\text{тп}} = \Delta P_{\text{к}} (S/S_{\text{н}})^2.} \quad (11-9)$$

Если в выражении для $\Delta Q_{\text{тп}}$ в формуле (11-8) заменим $X_{\text{тп}}$ его значением из равенства (11-5), то получим

$$\Delta Q_{\text{тп}} = \frac{u_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S^2}{S_{\text{н}}}. \quad (11-10)$$

Формулы (11-8) пригодны для определения потерь мощности как в двухобмоточных, так и в трехобмоточных трансформаторах при любой нагрузке их обмоток. В последнем случае вместо общей нагрузки трансформатора в формулы подставляют нагрузки отдельных обмоток, а вместо сопротивлений $R_{\text{тп}}$ и $X_{\text{тп}}$ сопротивления соответствующих обмоток по схеме замещения. По формулам (11-9) и (11-10) определяются потери мощности в двухобмоточных трансформаторах и в трансформаторах с расщепленной обмоткой НН при равенстве нагрузок ветвей НН-1 и НН-2. Они применимы к трехобмоточным трансформаторам в том случае, когда нагружены только две обмотки из трех или третья обмотка имеет относительно малую нагрузку.

Потери мощности в активных сопротивлениях и проводимости трансформаторов и автотрансформаторов малы, составляют незначительную долю нагрузки и поэтому в практических расчетах ими обычно пренебрегают.

Пример 11-1. Определить потери мощности и рассчитать сопротивления обмоток трехобмоточного автотрансформатора типа АТДЦТН-125 000/220/110 мощностью 125 МВ·А, напряжением 230/121 $\pm 6 \times 2\%$ /11 кВ при нагрузке обмотки среднего напряжения 100 МВ·А при $\cos \varphi = 0,85$; нагрузка обмотки НН, питающая собственные нужды подстанции, незначительна и принимается равной нулю.

По ГОСТ 15457—70 находим: напряжение короткого замыкания ВН—СН 11%, ВН—НН 31%, СН—НН 19%; потери холостого хода 85 кВт; ток холостого хода 0,5%; потери короткого замыкания ВН—СН 290 кВт, ВН—НН и СН—НН по 230 кВт.

Определение потерь мощности (МВт и Мвар).

Потери мощности в проводимостях автотрансформатора (11-7):

$$\Delta P_0 + j \Delta Q_0 = 0,085 + j \frac{0,5 \cdot 125}{100} = 0,085 + j \cdot 0,625.$$

Потери мощности в обмотках автотрансформатора ВН—СН по формулам (11-9) и (11-10):

$$\Delta P_{\text{тп}} + j \Delta Q_{\text{тп}} = 0,290 \cdot \left(\frac{100}{125}\right)^2 + j \frac{11}{100} \cdot \frac{100^2}{125} = 0,185 + j \cdot 8,8.$$

Как видно, потери мощности в активных проводимости и сопротивлениях автотрансформатора в сумме составляют 0,27% от нагрузки и, следовательно, с ними можно не считаться.

Определение сопротивлений в схеме замещения автотрансформатора.

Относительные реактивные сопротивления ветвей схемы замещения по формулам (11-6), в процентах:

$$X_1 = 0,5 \cdot (11 + 31 - 19) = 11,5;$$

$$X_2 = 0,5 \cdot (11 + 19 - 31) \approx 0;$$

$$X_3 = 0,5 \cdot (31 + 19 - 11) = 19,5.$$

Абсолютные сопротивления ветвей, отнесенные к номинальному напряжению обмотки ВН автотрансформатора, Ом [по формуле (11-5)]:

$$X_1 = \frac{11,5 \cdot 230^2}{125\,000} \cdot 10 = 48,6;$$

$$X_3 = \frac{19,5 \cdot 230^2}{125\,000} \cdot 10 = 82,5.$$

Отношение мощностей обмоток низшего напряжения и номинальной (проходной) мощности автотрансформатора:

$$\alpha = \frac{63\,000}{125\,000} \approx 0,5.$$

Потери мощности короткого замыкания в обмотках ВН—НН и СН—НН, отнесенные к номинальной мощности автотрансформатора:

$$\Delta P'_k = \frac{230}{0,5^2} = 920 \text{ кВт.}$$

Активные сопротивления между выводами обмоток ВН—СН, ВН—НН и СН—НН, приведенные к номинальному напряжению обмотки ВН по формуле (11-3) Ом:

$$R_{1-2} = \frac{290 \cdot 230^2}{125\,000^2} \cdot 10^3 \approx 1;$$

$$R_{1-3} = R_{2-3} = \frac{920 \cdot 230^2}{125\,000^2} \cdot 10^3 \approx 3,1.$$

Активные сопротивления ветвей схемы замещения автотрансформатора, определяемые по аналогии с формулами (11-6), Ом:

$$R_1 = 0,5 \cdot (1 + 3,1 - 3,1) = 0,5;$$

$$R_2 = 0,5 \cdot (1 + 3,1 - 3,1) = 0,5;$$

$$R_3 = 0,5 \cdot (3,1 + 3,1 - 1) = 2,6.$$

Как видно из подсчета, активные сопротивления обмоток автотрансформатора незначительны по сравнению с реактивными.

11-4. Расчет линий электропередачи по схеме замещения с учетом трансформаторов

Расчет линий электропередачи большой протяженности, как указывалось в § 10-6, производится по цепочечным схемам замещения (см. рис. 10-16). В этом случае уже сама линия, не считая присоединенных к ней трансформаторов, содержит несколько звеньев. Электропередачи длиной до 300 км, как правило, содержат одно звено, относящееся собственно к линии, а другие, последовательно включенные звенья относятся к трансформаторам, включенным по ее концам.

Для иллюстрации на схеме рис. 11-6 приведена простейшая блочная схема электропередачи и ее схема замещения, содержащая три звена. В современных условиях блочные схемы довольно редки, так как сооружаются по преимуществу крупные электрические станции, к шинам высшего напряжения которых присоединяется ряд линий.

Наибольший практический интерес представляют схемы замещения электропередач, состоящие из двух звеньев: собственно линии электропередачи и последовательно включенного трансформатора приемной подстанции. Такая схема эквивалентна и электропередачу, питание потребителей электрической энергией по которой происходит от какой-либо точки сети энергосистемы.

Расчет такой схемы может быть выполнен для любых заданных условий и сведен, как изложено в § 10-5, к расчету по данным начала или конца электропередачи. Для удобства расчета составляют

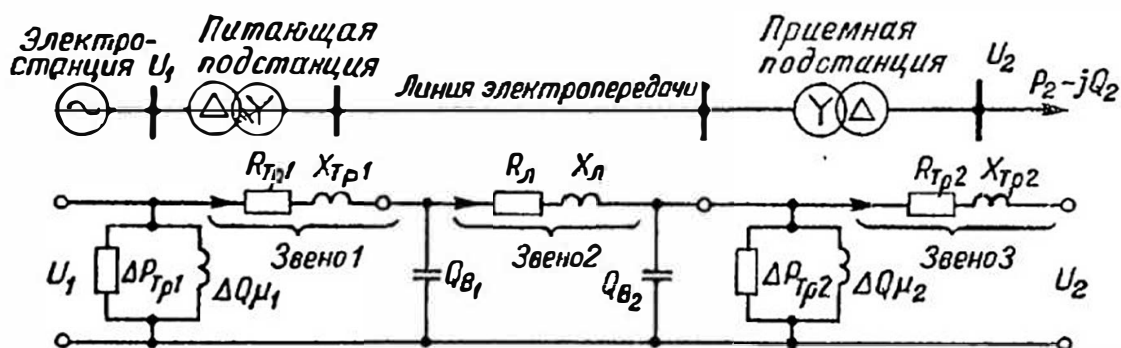


Рис. 11-6. Электропередача и ее схема замещения

баланс мощностей схемы, который записывают в таблицу или наносят на расчетную схему замещения. После этого приступают к расчету падений напряжения в звеньях и определению расчетных напряжений в интересующих точках схемы.

При определении напряжения в звене линии электропередачи по формулам (10-11) или (10-14) продольная и поперечная составляющие падения напряжения подсчитываются *через напряжение той точки схемы, для которой взята расчетная мощность*, так как этим напряжением определяется величина тока, соответствующая данной мощности.

При определении по тем же формулам падения напряжения в обмотках трансформатора с сопротивлениями $R_{тр}$ и $X_{тр}$, вычисленными через номинальные параметры трансформатора (ΔP_k , u_k и U_n) по формулам (11-3) и (11-5), *следует пользоваться номинальным напряжением трансформатора*. При поверочных же расчетах, производимых с учетом реактивного сопротивления трансформатора с РПН, соответствующего выбранному ответвлению, потери напряжения определяют как и для звена линии электропередачи, по расчетному напряжению в данной точке, т. е. по подведенному напряжению к трансформатору. Для пояснения изложенного в примере 11-2 дан расчет потери напряжения в трансформаторе 110 кВ обоими упомянутыми способами.

Здесь уместно отметить, что с применением на приемных подстанциях трансформаторов с РПН режим напряжения на шинах, питающих распределительную сеть, почти не зависит от величины напряжения, подведенного к первичной обмотке трансформатора: напряжение на этих шинах поддерживается на уровне номинального напряжения вторичной обмотки трансформатора или близкого к нему значения практически при всех величинах напряжения на первичной обмотке.

Падение напряжения в двухобмоточных трансформаторах в процентах $U_{\text{н}}$ может быть выражено через относительную величину падения напряжения в них по формуле:

$$\Delta U_{\text{тр}} = \beta_{\text{тр}} (R_{\text{тр}} \cos \varphi + u_{\text{к}} \sin \varphi) + \\ + j\beta_{\text{тр}} (u_{\text{к}} \cos \varphi - R_{\text{тр}} \sin \varphi) = \Delta U_{\text{тр}} + j\delta U_{\text{тр}}, \quad (11-11)$$

где $\Delta U_{\text{тр}}$ и $\delta U_{\text{тр}}$ — продольная и поперечная составляющие падения напряжения в трансформаторе, выраженные в процентах от номинального напряжения; $\beta_{\text{тр}}$ — коэффициент загрузки трансформатора и $\cos \varphi$ — коэффициент мощности нагрузки; $R_{\text{тр}} = (\Delta P_{\text{к}}/S_{\text{н}}) \cdot 100$ — относительное активное сопротивление трансформатора; $u_{\text{к}}$ — напряжение короткого замыкания в процентах от $U_{\text{н}}$.

Относительная величина потери напряжения в процентах в соответствии с формулой (10-14б) будет

$$\Delta U_{\text{тр}} = \Delta U_{\text{тр}} - \frac{\delta U_{\text{тр}}^2}{2 \cdot 100}. \quad (11-11a)$$

Влияние поперечной составляющей на потерю напряжения в трансформаторе невелико (0,3—0,5%). Поэтому в расчетах, не требующих большой точности, поперечной составляющей падения напряжения можно пренебречь. Тогда с учетом приведенных выше допущений формула (11-11) примет вид:

$$\boxed{\Delta U_{\text{тр}} = \beta_{\text{тр}} u_{\text{к}} \sin \varphi.} \quad (11-11б)$$

Применение приведенных выше формул к практическим расчетам показано в примере 11-3.

В завершение настоящей главы в примере 11-4 дан последовательный расчет электропередачи 110 кВ с трехобмоточным трансформатором на приемной подстанции. Последовательность расчета и его методика применимы для расчета электропередач и более высокого напряжения.

Пример 11-2. Определить потерю напряжения и напряжение вторичной обмотки трансформатора 40 МВ·А 110 кВ при работе его на основном ($\pm 0\%$ $U_{\text{н}}$) и крайних отклонениях ($\pm 16\%$ $U_{\text{н}}$) при соответствующих величинах подведенного напряжения к первичной обмотке.

Трансформатор (по ГОСТ 12965—74) типа ТРДН-40 000/110 напряжением 115/10,5—10,5 кВ; напряжения короткого замыкания, отнесенные к номинальной мощности и напряжениям ответвлений равны: 10,5% при работе на основном ответвлении с $U_{\text{н}} = 115$ кВ; 9,59% — на ответвлении —16% с номиналь-

ным напряжением ответвления 96,58 кВ; 11,40% — на ответвлении +16% с напряжением 133,42 кВ.

Передаваемая через трансформатор мощность в сеть 10 кВ при равномерной нагрузке расщепленных обмоток 40 МВ·А, $\cos \varphi = 0,8$ ($Q = 30$ Мвар).

Активное сопротивление обмоток трансформатора полагаем равным нулю.

Для обеспечения номинального напряжения в питаемой сети подведенное напряжение для каждого из расчетных случаев принимаем на 10% выше номинального напряжения ответвления.

1. Расчет по напряжениям короткого замыкания u_k рабочих ответвлений трансформатора и напряжениям в расчетной точке.

Реактивное сопротивление трансформатора при работе его на основном ответвлении ($\pm 0\%$) по формуле (11-5):

$$X_{\text{тp}_0} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 40} = 34,7 \text{ Ом.}$$

То же на ответвлении -16% U_H :

$$X_{\text{тp}_{-16}} = \frac{9,59 \cdot 96,58^2}{100 \cdot 40} = 22,4 \text{ Ом.}$$

То же на ответвлении $+16\%$ U_H :

$$X_{\text{тp}_{+16}} = \frac{11,46 \cdot 133,42^2}{100 \cdot 40} = 51 \text{ Ом.}$$

Напряжение вторичной обмотки трансформатора, приведенное к расчетному напряжению, по формуле (10-14):

а) при работе трансформатора на основном ответвлении с подведенным напряжением $1,1 \cdot 115$ кВ:

$$U'_{2_0} = 1,1 \cdot 115 - \frac{30 \cdot 34,7}{1,1 \cdot 115} = 118,3 \text{ кВ;}$$

б) при работе на ответвлении -16% с подведенным напряжением $1,1 \times \times 96,58$ кВ:

$$U'_{2_{-16}} = 1,1 \cdot 96,58 - \frac{30 \cdot 22,4}{1,1 \cdot 96,58} = 99,9 \text{ кВ;}$$

в) при работе на ответвлении $+16\%$ с подведенным напряжением $1,1 \times \times 133,42$ кВ:

$$U'_{2_{+16}} = 1,1 \cdot 133,42 - \frac{30 \cdot 51}{1,1 \cdot 133,42} = 136,3 \text{ кВ.}$$

Коэффициенты трансформации трансформатора при работе на соответствующих ответвлениях:

$$k_{\text{тp}_0} = 115/10,5 = 10,95;$$

$$k_{\text{тp}_{-16}} = 96,58/10,5 = 9,2;$$

$$k_{\text{тp}_{+16}} = 133,42/10,5 = 12,8.$$

Расчетные напряжения на вторичной обмотке трансформатора:

$$\text{а) } U_{2_0} = 118,3/10,95 = 10,8 \text{ кВ;}$$

$$\text{б) } U_{2_{-16}} = 99,9/9,2 = 10,8 \text{ кВ;}$$

$$\text{в) } U_{2_{+16}} = 136,3/12,8 = 10,65 \text{ кВ.}$$

2. Расчет по номинальным параметрам трансформатора.

$$X_{\text{тр}} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 400} = 31,7 \text{ Ом.}$$

$$\text{а) } U'_{2_0} = 1,1 \cdot 115 - \frac{30 \cdot 31,7}{115} = 117,5 \text{ кВ;}$$

$$\text{б) } U'_{2_{-16}} = 1,1 \cdot 96,58 - \frac{30 \cdot 31,7}{115} = 97,2 \text{ кВ;}$$

$$\text{в) } U'_{2_{+16}} = 1,1 \cdot 133,42 - \frac{30 \cdot 31,7}{115} = 137,7 \text{ кВ.}$$

Расчетные напряжения на вторичной обмотке трансформатора:

$$\text{а) } U_{2_0} = 117,5 / 10,95 = 10,7 \text{ кВ;}$$

$$\text{б) } U_{2_{-16}} = 97,2 / 9,2 = 10,6 \text{ кВ;}$$

$$\text{в) } U_{2_{+16}} = 137,7 / 12,8 = 10,7 \text{ кВ.}$$

Сравнивая результаты расчетов, видим, что наибольшая разница в полученных величинах U_2 по обоим способам подсчета не превышает 2%, что находится в пределах допустимой точности.

Пример 11-3. Определить относительную величину потери напряжения автотрансформатора мощностью 125 МВ·А, 230 кВ для условий, изложенных в примере 11-1.

Мощность начала звена обмоток схемы замещения с учетом потерь реактивной мощности в сопротивлении автотрансформатора:

$$\dot{S}_{\text{тр}} = 85 + j(52,7 + 8,8) = 85 + j \cdot 61,5; \quad S_{\text{тр}} = 104 \text{ МВ·А;}$$

$$\cos \varphi = 0,81 \text{ и } \sin \varphi = 0,58.$$

Коэффициент загрузки автотрансформатора: $\beta_{\text{тр}} = 104/125 = 0,83$.

Относительное активное сопротивление обмоток 230/121 кВ:

$$R_{\text{тр}} = \frac{290 \cdot 100}{125 \cdot 000} = 0,23\%.$$

Падение напряжения в автотрансформаторе по формуле (11-1):

$$\Delta U_{\text{тр}} = 0,83 \cdot (0,23 \cdot 0,81 + 10,6 \cdot 0,58) = 5,22\%;$$

$$\delta U_{\text{тр}} = 0,83 \cdot (10,6 \cdot 0,81 - 0,23 \cdot 0,58) = 7,02\%.$$

Потеря напряжения по формуле (10-11а):

$$\Delta U_{\text{тр}} = 5,22 - \frac{7,02^2}{2 \cdot 100} = 5\%.$$

То же по приближенной формуле (10-11б):

$$\Delta U_{\text{тр}} = 0,83 \cdot 10,6 \cdot 0,58 = 5,1\%.$$

Пример 11-4. Выполнить расчет электропередачи, изображенной на рис. 11-7. Линия электропередачи длиной 130 км на номинальное напряжение 110 кВ выполнена сталеалюминиевыми проводами по ГОСТ 839—74; среднее геометрическое расстояние между проводами 3,8 м.

Трехобмоточный трансформатор (по ГОСТ 12965—74) типа ТДТН-40 000/110 напряжением $115 \pm 9 \times 1,78\% / 38,5 \pm 2 \times 2,5\% / 11$ кВ.

К шинам 10 кВ приемной подстанции присоединена нагрузка $P_{\text{макс}} = 20$ МВт с $\cos \varphi = 0,85$; к шинам 35 кВ — нагрузка $P_{\text{макс}} = 10$ МВт с $\cos \varphi = 0,8$. Минимальная нагрузка (ночной период) составляет 30% от максимальной, с тем же коэффициентом мощности. Число часов использования максимальных нагрузок 3600 в год.

Рабочее напряжение на шинах 110 кВ электростанции в период максимальных нагрузок 121 кВ, а в ночное время 115 кВ.

Все нагрузки на рис. 11-7 и при решении задачи выражены в МВт, Мвар и МВ·А. Задача сводится к четвёртому случаю расчета линий (§ 10-5).

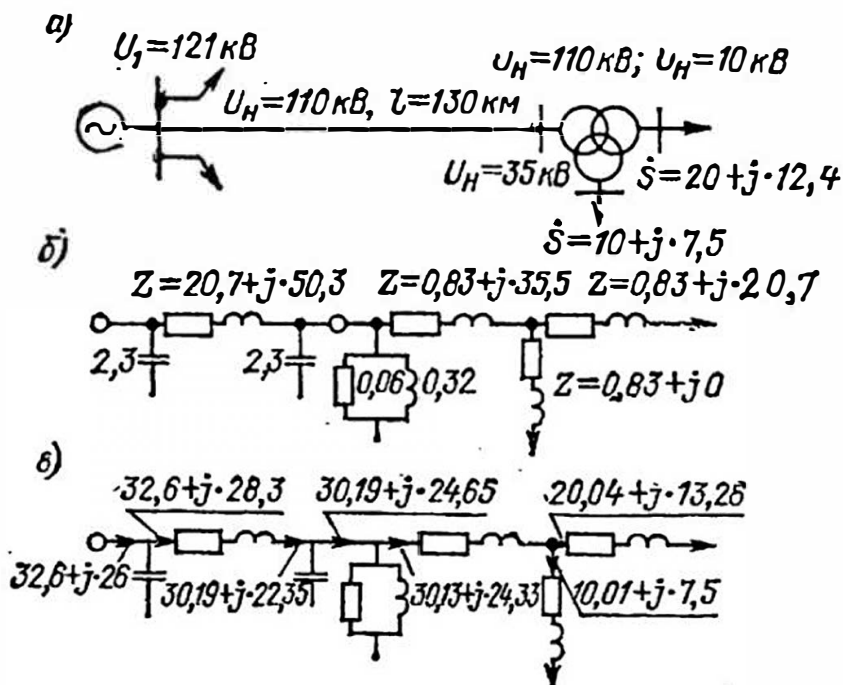


Рис. 11-7. Схема электропередачи к примеру 11-4

Расчет ведем следующим образом.

1. *Определение параметров элементов электропередачи.*

Л и н и я. Суммарная нагрузка приемной подстанции:

$$\dot{S}_{\text{макс}} = (20 + j \cdot 12,4) + (10 + j \cdot 7,5) = 30 + j \cdot 19,9; \quad I_{\text{макс}} = 188 \text{ А};$$

$$j_s = 1,1 \text{ А/мм}^2.$$

Экономическое сечение проводов линии:

$$F_s = 188 / 1,1 = 172 \text{ мм}^2.$$

Выберем провода марки АС-185/29. Тогда:

$$r = 0,159 \text{ Ом/км}; \quad R = 20,7 \text{ Ом};$$

$$x_0 = 0,39 \text{ Ом/км}; \quad X = 50,3 \text{ Ом};$$

$$b_0 = 2,92 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}; \quad B = 380 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$Q_B = U_H^2 B = 110^2 \cdot 380 \cdot 10^{-6} = 4,6 \text{ Мвар}.$$

Т р а н с ф о р м а т о р. Напряжение короткого замыкания между обмотками u_k :

$$\text{ВН-СН } 10,5\%; \quad \text{ВН-НН } 17\%; \quad \text{СН-НН } 6\%.$$

$$\Delta P_0 = 63 \text{ кВт}; \quad \Delta P_k = 200 \text{ кВт}; \quad I_{0*} = 0,8\%.$$

$$\Delta Q_{\mu} = I_{0*} S_H / 100 = 0,8 \cdot 40 / 100 = 0,32 \text{ Мвар}.$$

$$R_{\text{тр}} = \frac{200 \cdot 115^2}{10^3 \cdot 40^2} = 1,65 \text{ Ом}.$$

Активные и реактивные сопротивления лучей схемы замещения трансформатора:

$$R_{\text{тр}_1} = R_{\text{тр}_2} = R_{\text{тр}_3} = 0,5 \cdot 1,65 \approx 0,83 \text{ Ом}.$$

$$u_{k_1} = 0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6) = 10,75\%;$$

$$u_{k_2} \approx 0; \quad u_{k_3} = 0,5 (17 + 6 - 10,5) = 6,25\%.$$

Соответствующие реактивные сопротивления по формуле (11-5):

$$X_{\text{тр}_1} = \frac{10,75 \cdot 115^2}{100 \cdot 40} = 35,5 \text{ Ом}; \quad X_{\text{тр}_2} = 0;$$

$$X_{\text{тр}_3} = \frac{6,25 \cdot 115^2}{100 \cdot 40} = 20,7 \text{ Ом}.$$

Все полученные параметры наносим на схему замещения (рис. 11-7, б).

2. Составление баланса мощностей для режима максимальных нагрузок.

Определяем нагрузки в начале электропередачи согласно изложенному в § 10-5. Потери активной и реактивной мощностей в звеньях линии и трансформатора определяем по их номинальным напряжениям. Суммируя найденные значения потерь мощности с нагрузкой на конце электропередачи, находим приближительную величину, мощности в начале электропередачи.

Мощность, потребляемая с шин 10 кВ $\dot{S}_{10} = 20 + j \cdot 12,4$.

Потери мощности в сопротивлениях обмоток 10 кВ по формуле (11-8):

$$\Delta \dot{S}_{\text{тр}_{10}} = \frac{20^2 + 12,4^2}{115^2} \cdot 0,83 + j \cdot \frac{20^2 + 12,4^2}{115^2} \cdot 20,7 = 0,04 + j \cdot 0,86.$$

Мощность, поступающая в обмотку 10 кВ (мощность начала звена)

$$\dot{S}_{\text{тр}_{10}} = 20,04 + j \cdot 13,26.$$

Мощность, потребляемая с шин 35 кВ, $\dot{S}_{35} = 10 + j \cdot 7,5$.

Потери мощности в сопротивлениях обмотки 35 кВ:

$$\Delta \dot{S}_{\text{тр}_{35}} = \frac{10^2 + 7,5^2}{115^2} \cdot 0,83 + j \cdot 0 \approx 0,01 + j \cdot 0.$$

Мощность, поступающая в обмотку 35 кВ (мощность начала звена)

$$\dot{S}_{\text{тр}_{35}} = 10,01 + j \cdot 7,5.$$

Мощность конца звена обмотки 110 кВ трансформатора:

$$20,04 + 10,01 + j \cdot (13,26 + 7,5) = 30,05 + j \cdot 20,76.$$

Потери мощности в сопротивлениях обмотки 110 кВ:

$$\Delta \dot{S}_{\text{тр}_{110}} = \frac{30,05^2 + 20,76^2}{115^2} \cdot 0,83 + j \cdot \frac{30,05^2 + 20,76^2}{115^2} \cdot 35,5 = 0,08 + j \cdot 3,57.$$

Мощность, поступающая в обмотку 110 кВ (мощность начала звена)

$$\dot{S}_{\text{тр}_{110}} = 30,13 + j \cdot 24,33.$$

Потери мощности в проводимостях трансформатора

$$\Delta P_0 + \Delta Q_{\mu} = 0,06 + j \cdot 0,32.$$

Мощность, поступающая в трансформатор:

$$30,13 + 0,06 + j \cdot (24,33 + 0,32) \approx 30,19 + j \cdot 24,65.$$

Мощность конца звена линии за вычетом половины зарядной мощности линии:

$$30,19 + j \cdot (24,65 - 2,3) = 30,19 + j \cdot 22,35.$$

Потери мощности в сопротивлениях линии:

$$\Delta \dot{S}_{\text{л}} = \frac{30,2^2 + 22,4^2}{110^2} \cdot 20,7 + j \cdot \frac{30,2^2 + 22,4^2}{110^2} \cdot 50,3 \approx 2,41 + j \cdot 5,95.$$

Мощность начала звена линии:

$$\dot{S}_{\text{л}} = 30,19 + 2,41 + j \cdot (22,35 + 5,95) = 32,6 + j \cdot 28,3.$$

Мощность, потребляемая с шин 110 кВ электростанции:

$$32,6 + j \cdot (28,3 - 2,3) = 32,6 + j \cdot 26.$$

Полученные данные наносим на схему рис. 11-7, в.

Коэффициент мощности в начале линии $\cos \varphi = 0,78$.

Коэффициент полезного действия электропередачи $\eta = \frac{30}{32,6} \cdot 100 = 0,92\%$.

3. Определение напряжений в различных точках электропередачи при максимальной нагрузке.

Расчет ведем для каждого звена электропередачи, начиная с линии, пользуясь формулой (10-14), отвечающей данному расчетному случаю.

Напряжение на шинах 110 кВ приемной подстанции:

$$\dot{U}_{110} = 121 - \frac{32,6 \cdot 20,7 + 28,3 \cdot 50,3}{121} - j \cdot \frac{32,6 \cdot 50,3 - 28,3 \cdot 20,7}{121} = 103,7 - j \cdot 8,7.$$

1) Модуль напряжения

$$U_{110} = \sqrt{103,7^2 + 8,7^2} = 104 \text{ кВ.}$$

Напряжение в фиктивной нулевой точке звезды схемы замещения трансформатора:

$$\dot{U}_0 = 104 - \frac{30,13 \cdot 0,83 + 24,33 \cdot 35,5}{115} - j \cdot \frac{30,13 \cdot 35,5 - 24,33 \cdot 0,83}{115} = 96,4 - j \cdot 9,05.$$

Модуль напряжения:

$$U_0 = \sqrt{96,4^2 + 9,05^2} = 96,8 \text{ кВ.}$$

Напряжение на шинах 10 кВ подстанции, приведенное к стороне ВН трансформатора:

$$\begin{aligned} \dot{U}'_{10} &= 96,8 - \frac{20,04 \cdot 0,83 + 13,26 \cdot 20,7}{115} - j \cdot \frac{20,04 \cdot 20,7 - 13,26 \cdot 0,83}{115} = \\ &= 94,3 - j \cdot 3,5; \\ U'_{10} &= 94,3 \text{ кВ.} \end{aligned}$$

Напряжение на шинах 35 кВ, приведенное к стороне ВН трансформатора:

$$\begin{aligned} \dot{U}'_{35} &= 96,8 - \frac{10,1 \cdot 0,83}{115} + j \cdot \frac{7,5 \cdot 0,83}{115} = 96,7 + j \cdot 0,05; \\ U'_{35} &= 96,7 \text{ кВ.} \end{aligned}$$

Из расчета видно, что влияние учета поперечной составляющей падения напряжения в линии электропередачи на величину расчетного напряжения очень мало (около 0,3%). Так же незначительно и влияние учета активного сопротивления трансформатора на величину потери напряжения в нем. Поэтому расчет линий электропередачи 110 кВ, как указывалось ранее, можно производить с учетом только продольной составляющей падения напряжения. Можно также не принимать в расчет активные сопротивления и проводимости трансформаторов и автотрансформаторов ввиду их относительной малости.

Дальнейший расчет электропередачи проводим в том же порядке, но с учетом названных выше допущений.

4. Расчет электропередачи при минимальных нагрузках.

Мощность, потребляемая с шин 10 кВ приемной подстанции	$6 + j \cdot 3,7$
Потери мощности в обмотках 10 кВ трансформатора	$0 + j \cdot 0,09$
Мощность начала звена обмотки 10 кВ трансформатора	$6 + j \cdot 3,8$
Мощность, потребляемая с шин 35 кВ	$3 + j \cdot 2,3$
Мощность конца обмотки 110 кВ	$9 + j \cdot 6,1$
Потери мощности в обмотке 110 кВ трансформатора	$0 + j \cdot 0,3$
Мощность начала звена обмотки 110 кВ	$9 + j \cdot 6,4$
Потери мощности в проводимостях трансформатора	$0 + j \cdot 0,32$
Половина зарядной мощности линии	$-j \cdot 2,3$
Мощность конца звена линии	$9 + j \cdot 4,1$
Потери мощности в линии	$0,17 + j \cdot 0,42$
Мощность начала звена линии	$9,4 + j \cdot 4,8$
Половина зарядной мощности линии	$-j \cdot 2,3$
Мощность, поступающая в линию	$9,2 + j \cdot 2,5$

Напряжение на шинах 110 кВ приемной подстанции:

$$U_{110} = 115 - \frac{9,2 \cdot 20,7 + 4,8 \cdot 50,3}{115} = 111,3 \text{ кВ.}$$

Напряжение в нулевой точке схемы замещения трансформатора:

$$U_0 = 111,3 - \frac{6,4 \cdot 35,5}{115} = 109,3 \text{ кВ.}$$

Напряжение на шинах 10 кВ подстанций, приведенное к стороне высшего напряжения:

$$U'_{10} = 109,3 - \frac{3,8 \cdot 20,7}{115} = 108,6 \text{ кВ.}$$

Напряжение на шинах 35 кВ, приведенное к расчетному напряжению 110 кВ, будет равно напряжению нулевой точки звезды схемы замещения трансформатора, так как сопротивления обмотки 35 кВ приняты равными нулю. Следовательно,

$$U'_{35} = 109,3 \text{ кВ.}$$

5. Выбор рабочих ответвлений на обмотках ВН и СН трансформатора и определение действительных напряжений на шинах 10 и 35 кВ.

Прежде чем приступить к непосредственному выбору рабочих ответвлений рассмотрим условия регулирования напряжения на подстанциях с трехобмоточными трансформаторами.

Регулирование напряжения под нагрузкой в трехобмоточных трансформаторах, осуществляемое со стороны ВН, производится в зависимости от заданного напряжения только для одной из вторичных обмоток трансформатора, в то время как напряжение на выводах другой вторичной обмотки будет меняться вынужденно и будет удовлетворять эксплуатационным требованиям только в случае совпадения суточных графиков нагрузки шин НН и СН. Как правило, режим регулирования напряжения задается на выводах обмотки НН, к которой непосредственно присоединена распределительная сеть низшего напряжения.

Желательная величина напряжения на шинах 10 кВ подстанции, обеспечивающая нормальную работу присоединенных к ней потребителей, 10,5—10,7 кВ в режиме максимальных нагрузок и 10,2—10,4 кВ в минимальном режиме (см. § 13-2).

Напряжение на шинах 35 кВ может изменяться в более широких пределах потому, что на подстанциях, питаемых с этих шин линиями передачи 35 кВ, как правило, устанавливаются трансформаторы 35/6—10 кВ также с РПН, обеспечивающие заданное напряжение на шинах НН независимо от величины подведенного напряжения к их первичной обмотке.

Рабочее ответвление обмотки 35 кВ определяется исходя из выбранного рабочего ответвления обмотки 110 кВ в режиме максимальных нагрузок и затем проверяется по уровню напряжения при минимальных нагрузках. Необходимо помнить при этом, что *выбранное рабочее ответвление обмотки СН (ПВ) не меняется в течение сезона и поэтому оно должно удовлетворять напряжениям на шинах СН в обоих режимах.*

Примем желательное напряжение на шинах 35 кВ подстанции в пределах 37—39 кВ для режима максимальных нагрузок и 35—36 кВ в минимальном режиме.

Исходя из найденных расчетом значений напряжения на шинах 10 и 35 кВ, приведенных к расчетному напряжению 110 кВ, определим рабочие ответвления обмоток ВН и СН трансформатора для разных режимов нагрузок шин 10 и 35 кВ и найдем действительные напряжения на этих шинах при работе трансформатора на выбранных ответвлениях.

Режим максимальных нагрузок.

Ш и н ы 10 кВ. Расчетное напряжение на шинах 10 кВ подстанции в режиме максимальных нагрузок, приведенное к стороне ВН трансформатора, найдено равным 94,3 кВ. Следовательно, действительное напряжение на шинах 10 кВ

при работе трансформатора на основном ответвлении обмотки ВН ($\pm 0\%$), т. е. с коэффициентом трансформации $k_{тр} = 115/11$, будет

$$3) \quad U_{10расч} = \frac{94,3 \cdot 11}{115} = 9 \text{ кВ},$$

т. е. ниже принятого уровня желательного напряжения. Отсюда следует, что для получения требуемого уровня напряжения обмотка ВП должна быть включена в сеть с меньшим коэффициентом трансформации.

Примем число витков обмотки ВП при работе ее на основном ответвлении за 100%. Тогда необходимое относительное снижение числа витков обмотки ВП для получения желательного напряжения на шинах, равного 10,6 кВ (среднее значение) вместо расчетного 9 кВ, будет:

$$4) \quad \Delta\omega = \frac{U_{расч} - U_{жел}}{U_{н}} \cdot 100 = \frac{9 - 10,6}{11} \cdot 100 = -14,6\%,$$

что соответствует работе обмотки ВН или на ответвлении $-8 \times 1,78\% = 14,2\%$ (с пониженным против заданного напряжением), или на ответвлении $-9 \times 1,78\% = -16\%$ (с повышенным напряжением).

Выберем рабочее ответвление обмотки ВН $-9 \times 1,78 = -16\%$, т. е. работу ее с относительным числом витков обмотки ВН, равным 84%. Напряжение на шинах 10 кВ при работе обмотки ВН на этом ответвлении будет:

$$U_{10макс} = \frac{94,3 \cdot 11}{115 \cdot 0,84} \approx 10,7 \text{ кВ}.$$

Из результатов расчета видно, что рассматриваемая электропередача находится на пределе пропускной способности по уровню напряжения приемного конца.

Ш и н ы 35 кВ. Напряжение на шинах 35 кВ при работе обмотки СН на основном ответвлении ($\pm 0\%$) и обмотки ВН на выбранном ответвлении -16% (по режиму напряжения на шинах 10 кВ) будет равно:

$$U_{35} = \frac{96,7 \cdot 38,5}{115 \cdot 0,84} = 38,5 \text{ кВ}.$$

Режим минимальных нагрузок

Желательное напряжение на шинах 10 кВ в режиме минимальных нагрузок 10,3 кВ.

Действительное расчетное напряжение при работе обмотки ВН на основном ответвлении $\pm 0\%$ (т. е. с номинальным коэффициентом трансформации)

$$U_{10расч} = \frac{108,6 \cdot 11}{115} = 10,4 \text{ кВ}.$$

Для достижения заданного напряжения необходимо увеличить рабочий коэффициент трансформации между обмотками ВН и НН. Примем работу обмотки ВН на ответвлении $+1 \times 1,78\%$.

Напряжение на шинах 10 кВ при этом будет

$$U_{10мин} = \frac{10,4}{1,0178} = 10,22 \text{ кВ}.$$

Ш и н ы 35 кВ. Действительное напряжение на шинах 35 кВ найдем, помня, что рабочее ответвление обмотки СН, принятое ранее по условию работы ее в режиме максимальных нагрузок, равное $\pm 0\%$, является неизменным (сезонное регулирование), а рабочее ответвление обмотки ВН по условиям работы обмотки 10 кВ в режиме минимальных нагрузок принято $+1,78\%$. Следовательно, напряжение на шинах 35 кВ в этих условиях будет

$$U_{35мин} = \frac{109,3 \cdot 38,5}{115 \cdot (1 + 0,0178)} \approx 36,0 \text{ кВ}.$$

12-1. Основные понятия и определения

Под районными сетями понимают разомкнутые и замкнутые сети электрических систем напряжением 110 кВ и выше, состоящие из ряда линий передачи одного или нескольких напряжений, соединенные между собой непосредственно или через автотрансформаторы и трансформаторы и питающиеся от одной или нескольких электростанций.

При расчете электрической сети, питающейся от нескольких электростанций, все электростанции, кроме одной, рассматриваются как работающие по заданному графику нагрузки, а их мощности — как отрицательные нагрузки сети.

Одна из электростанций системы, работая по ориентировочному графику нагрузки, обязана покрывать как все внезапные дополнительные нагрузки, возникающие в любой части системы в любое время, так и потери мощности в электрической сети, изменяющиеся в соответствии с изменением и перераспределением нагрузки. Эта электростанция при расчете сети рассматривается как источник питания.

При расчете какой-либо части районной сети, связанной с основной системой любым количеством линий, основную систему можно рассматривать как один эквивалентный источник питания с напряжением, равным напряжению, действующему в точке присоединения рассчитываемой части сети к системе. Таким образом, расчет районной сети с любым количеством электростанций сводится к расчету сети с одним источником питания с заданным напряжением и заданными нагрузками разных знаков.

Чтобы составить расчетную схему сети, все заданные нагрузки на сторонах низшего (НН) и среднего (СН) напряжений подстанций и электростанций надо привести к стороне высшего (расчетного) напряжения (ВН).

Приведенная к стороне ВН нагрузка приемной подстанции составляется из суммы заданных нагрузок на шинах НН и СН и потерь мощности в сопротивлениях и проводимостях трансформаторов. Приведенная к стороне ВН мощность электростанции составляется из мощности генераторов за вычетом нагрузки собственных нужд, нагрузки местного района и потерь мощности в сопротивлениях и проводимостях повышающих трансформаторов.

Расчетная нагрузка подстанции или электростанции составляется как алгебраическая сумма из приведенной нагрузки и половин зарядных мощностей линий, присоединенных к шинам ВН данной подстанции или электростанции. При этом зарядные мощности линий определяются по номинальному напряжению. В том случае, если сечение проводов проектируемых линий еще не

выбрано, зарядные мощности определяются по ожидаемому сечению проводов исходя из принятой конструкции линий.

После нанесения на схему расчетных нагрузок находят предварительное распределение мощностей в сети, сводящееся к определению линейных нагрузок на отдельных участках сети, исходя из расчетных нагрузок, т. е. без учета потерь мощности в линиях. Затем, после определения сечений проводов проектируемых линий по экономической плотности тока, находят потери мощности на всех участках сети и окончательно распределяют мощности, складывая линейные нагрузки и потери мощности на каждом участке сети.

Сложение линейных нагрузок и потерь мощности в процессе окончательного распределения мощностей в замкнутых сетях начинают от точки раздела мощностей, идя в обе стороны от нее по направлению к источнику питания. При этом мощность каждого участка будет состоять из линейной нагрузки, вычисленной при предварительном распределении мощностей, из потерь мощности на данном участке и из потерь мощности на всех предыдущих участках, лежащих до точки раздела мощностей.

После окончательного распределения мощностей определяют напряжения в разных точках сети по формуле (10-14) и выбирают нужные коэффициенты трансформации трансформаторов.

Так как расчет районных сетей ведут по заданному напряжению источника питания и заданным нагрузкам у потребителя, то потери мощности во всех элементах заданной схемы находят приближенно по номинальному напряжению сети.

12-2. Расчет разомкнутых электрических сетей с несколькими нагрузками

Пусть от шин станции *A* энергосистемы отходит несколько линий и в том числе радиальная линия *Aab* (рис. 12-1), к которой присоединен ряд подстанций с различной заданной мощностью и с различным числом трансформаторов.¹⁾

Так как от шин ВН отходит несколько линий разной протяженности, питающих потребителей, величина и характер нагрузки которых различны, то заданным является напряжение на шинах ВН электростанции (или подстанции энергосистемы), т. е. в начале линии. Следовательно, расчет сети в этом случае сводится к расчету по данным начала линии.

Предположим, что требуется произвести электрический расчет указанной на рис. 12-1 разомкнутой линии *Lab* с несколькими нагрузками. Расчет линии выполняют в следующем порядке.

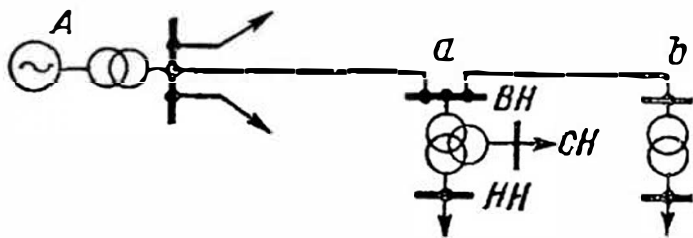


Рис. 12-1. Схема части разомкнутой сети энергосистемы

¹ На схеме условно показано по одному трансформатору на подстанцию.

1. Приведение нагрузок подстанции к шинам ВН.

Для каждой подстанции (с любым числом трансформаторов) составляют схему замещения, определяющую сопротивления обмоток и потери мощности в проводимостях эквивалентного трансформатора. В результате должна быть получена, например для подстанции a , схема, изображенная на рис. 12-2.

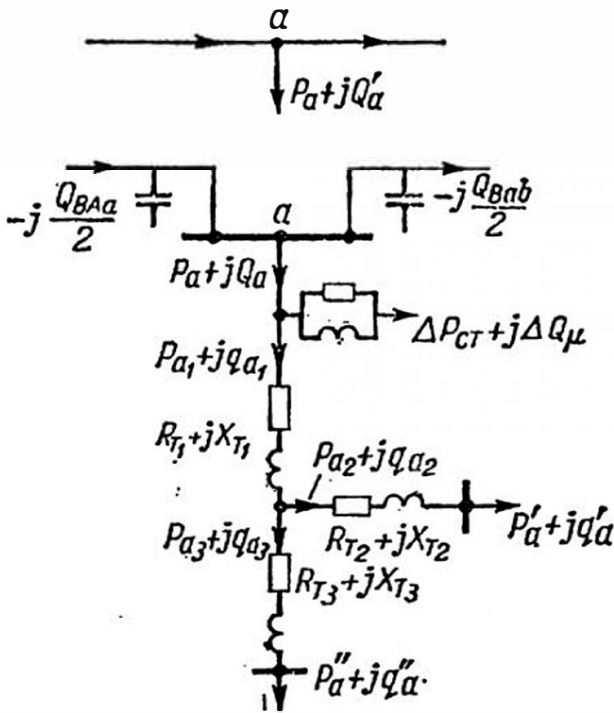


Рис. 12-2. Схема замещения для подстанции a (см. рис. 12-1) с приведением нагрузок к расчетной нагрузке

Затем для каждой подстанции определяют приведенную нагрузку (т. е. мощность, поступающую в трансформатор с шин ВН), подобно тому, как это было сделано в примере 11-4.

2. Определение расчетных нагрузок подстанций.

Расчетная нагрузка для подстанции a (рис. 12-2) будет:

$$P_a + jQ'_a = P_a + j(Q_a - Q_{B_{Aa}}/2 - Q_{B_{ab}}/2),$$

а для подстанции b

$$P_b + jQ_b = P_b + j(Q_b - Q_{B_{ab}}/2).$$

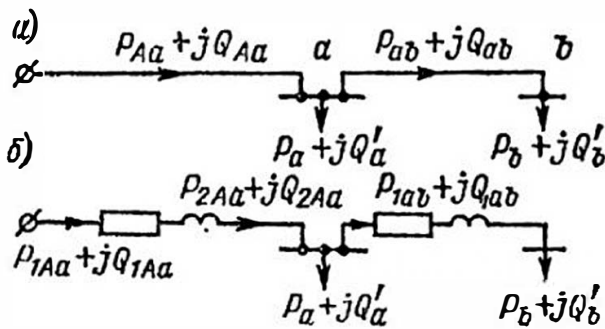


Рис. 12-3. Предварительное (а) и окончательное (б) распределение мощностей в схеме замещения сети

3. Нахождение предварительного распределения мощностей в сети (без учета потерь мощности в линиях).

Эту операцию производят постепенным суммированием расчетных нагрузок подстанций, идя от конца линии к ее началу (рис. 12-3, а).

4. Определение сечения проводов на участках сети по экономической плотности тока.

Экономическое сечение проводов определяют по линейным нагрузкам предварительного распределения мощностей.

5. Нахождение потерь мощности на каждом участке.

После определения сечений проводов на участках по экономической плотности тока находят активные и индуктивные сопротивления для каждого участка сети и потери мощности в них от линейных нагрузок, полученных при предварительном распределении мощностей.

6. Нахождение окончательного распределения мощности в сети (с учетом потерь мощности в линиях).

Для этого к нагрузкам отдельных участков сети предварительного распределения мощностей прибавляют потери мощности на данном и последующих по направлению мощности участках. Так, например, для участка Aa в схеме замещения линии на рис. 10-3, б имеем:

а) мощность в конце звена

$$\dot{S}_{2_{Aa}} = P_{2_{Aa}} + \Delta P_{ab} + j(Q_{2_{Aa}} + \Delta Q_{ab});$$

б) мощность в начале звена

$$\dot{S}_{1_{Aa}} = P_{1_{Aa}} + \Delta P_{ab} + P_{Aa} + j(Q_{1_{Aa}} + \Delta Q_{ab} + \Delta Q_{Aa}).$$

7. Определение напряжений на стороне высшего напряжения подстанций.

Как было указано в § 10-5, в расчетах электрических сетей напряжением 110 кВ можно пренебрегать поперечной составляющей падения напряжения. Поэтому напряжение в точке a найдем по формуле (10-14), в которой отброшен последний член:

$$U_a = U_A - \frac{P_{1_{Aa}} R_{Aa} + Q_{1_{Aa}} X_{Aa}}{U_A}.$$

Зная теперь напряжение в точке a и мощность в начале звена ab , равную $\dot{S}_{1_{ab}} = P_{1_{ab}} - jQ_{ab}$, напряжение в точке b найдем по формуле:

$$U_b = U_a - \frac{P_{1_{ab}} R_{ab} + Q_{1_{ab}} X_{ab}}{U_a}.$$

Аналогично рассчитывают линии с любым числом нагрузок и разветвленные сети.

Расчеты линий электропередачи с несколькими подстанциями при питании их с одной стороны с заданным напряжением в питающем пункте встречаются на практике при проектировании электроснабжения небольших областных и районных центров от сетей энергосистем. Если напряжение на конечной или на промежуточных подстанциях получается неудовлетворительным даже при использовании имеющихся на этих подстанциях средств регулирования напряжения, то в начале сети или на одной из промежуточных подстанций устанавливают линейный регулировочный автотрансформатор. Для определения необходимого уровня напряжения на вторичной стороне автотрансформатора (а следовательно, и его коэффициента трансформации) производят повторный расчет сети, но уже по заданному напряжению U_2 конечной подстанции с применением формулы (10-11), т. е. по первому случаю расчета, рассмотренному в § 10-5.

12-3. Расчет простых замкнутых сетей с одной или несколькими электростанциями

Последовательность расчета простых замкнутых сетей такова:

1. Приводят нагрузки подстанций и станций к шинам высшего напряжения и определяют расчетные нагрузки.

2. Пресобразовывают сеть в сеть с двусторонним питанием и находят распределение мощностей по участкам сети.

3. Определяют сечения проводов проектируемых линий по экономической плотности тока с проверкой найденных сечений на нагрев в аварийной схеме.

4. Находят предварительное распределение мощностей при выбранном сечении проводов.

5. Определяют потери мощности по участкам и находят окончательное распределение мощностей (с учетом потерь мощности).

6. Определяют напряжения на шинах ВН станций и приемных подстанций, выбирают коэффициенты трансформации трансформаторов и определяют напряжения на шинах генераторного напряжения станций и на шинах НН и СН подстанций в нормальном и аварийном режимах.

Для пояснения метода расчета районных сетей с несколькими электростанциями рассмотрим пример расчета простой замкнутой сети с двумя электростанциями, исходя из предположения, что сечения проводов всех линий уже известны.

Пример 12-1. Выполнить электрический расчет сети энергосистемы напряжением 110 кВ (рис. 12-4).

Рабочее напряжение в точке примыкания рассчитываемой сети к основной сети энергосистемы (т. е. на шинах условной электростанции А) равно 116 кВ.

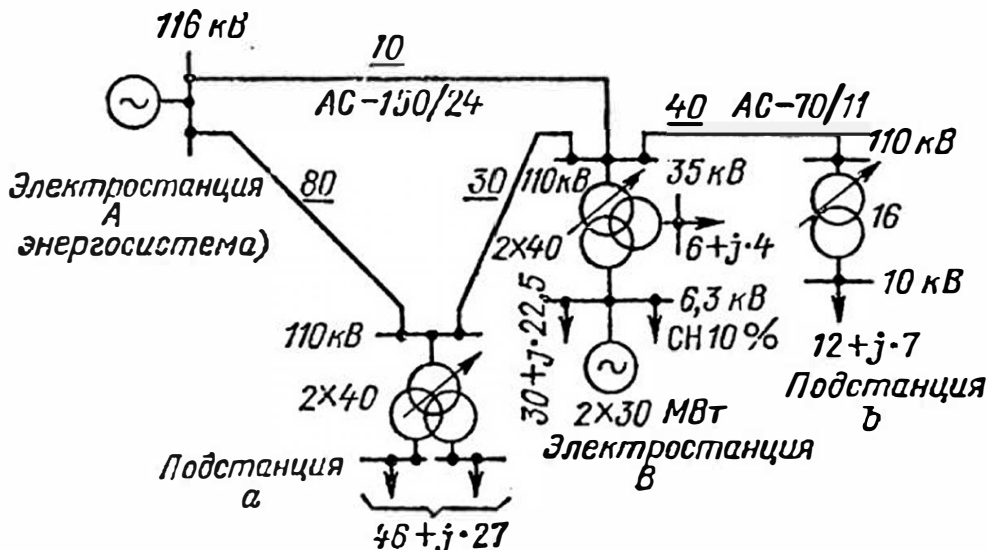


Рис. 12-4. Схема части замкнутой сети энергосистемы к примеру 12-1

На электростанции В установлены два генератора мощностью по 30 МВт с коэффициентом мощности 0,8 и номинальным напряжением 6,3 кВ, два трансформатора связи генераторов с сетью энергосистемы типа ТДТН-40 000/110 по 40 МВ·А, напряжением $115 \pm 9 \times 1,78\% / 38,5 \pm 2 \times 2,5\% / 6,3$ кВ по ГОСТ 12965—74, с расположением обмоток генераторного напряжения между обмотками ВН и СН.

Электростанция *B* работает по заданному графику нагрузки с выдачей избыточной мощности в сеть 110 кВ. Нагрузка собственных нужд станции, равная 10% от ее мощности, присоединена к шинам генераторного напряжения. Нагрузки местного района 6 и 35 кВ в МВт и Мвар указаны на рисунке.

На подстанции *a* установлены два трансформатора с расщепленными обмотками НН типа ТРДН-40 000/110 по 40 МВ·А каждый, напряжением $115 \pm 9 \times 1,78\% / 10,5 - 10,5$ кВ; на подстанции *b* установлен трансформатор типа ТДН-16 000/110 напряжением $115 \pm 9 \times 1,78\% / 11$ кВ. Нанесенные на схему нагрузки подстанций выражены в МВт и Мвар и относятся к стороне НН трансформаторов.

Линии передачи кольцевой части сети выполнены проводом по ГОСТ 839—74 марки АС-150/24, а линия к подстанции *b* — проводом АС-70/11; расположение проводов по треугольнику, $D_{ср} = 4,42$ м.

Требуется определить нагрузку линий кольцевой части сети и коэффициенты трансформации трансформаторов на электростанции *B* и на подстанциях *a* и *b* в режиме максимальных нагрузок при рабочем напряжении на зажимах генератора электростанции *B*, равном 6,4 кВ, на шинах распределительного устройства 35 кВ электростанции 38 кВ и на шинах НН подстанций *a* и *b* 10,6 кВ.

Таблица 12-1

Параметры линий сети

Показатель	Протяженность линий, км			
	80	70	30	40
R , Ом	15,6	13,6	5,8	16,8
X , Ом	32,4	28,3	12,2	17,2
$B \cdot 10^{-4}$, См	2,24	1,96	0,84	1,06
$Q_B \cdot 2$, Мвар	1,36	1,18	0,51	0,64

1. Определение параметров элементов схемы.

Л и н и и. В соответствии с заданными сечениями проводов расчетные параметры линий сведены в табл. 12-1.

Т р а н с ф о р м а т о р ы. Данные по всем трансформаторам приведены в табл. 12-2.

Таблица 12-2

Параметры трансформаторов

Показатель	Станция <i>B</i>	Подстанции	
		<i>a</i>	<i>b</i>
Потери холостого хода, кВт . . .	63	52	26
Потери короткого замыкания, кВт	200	175	90
Напряжение короткого замыкания U_k , %:			
ВН—СН	17	—	—
ВН—НН	10,5	10,5	10,5
ВН—НН-1 и ВН—НН-2 . . .	—	10,0	—
СН—НН	6	—	—
Ток холостого хода, %	0,8	0,65	0,8
Намагничивающая мощность, Мвар	0,32	0,26	0,13

Схемы замещения электростанций В и подстанций а и б даны на рис. 12-5.

2. Приведение мощности электростанции В и нагрузок подстанций а и б к шинам ВН. Определение расчетных нагрузок.

Активными сопротивлениями и проводимостями трансформаторов мощностью по 40 МВ·А пренебрегаем.

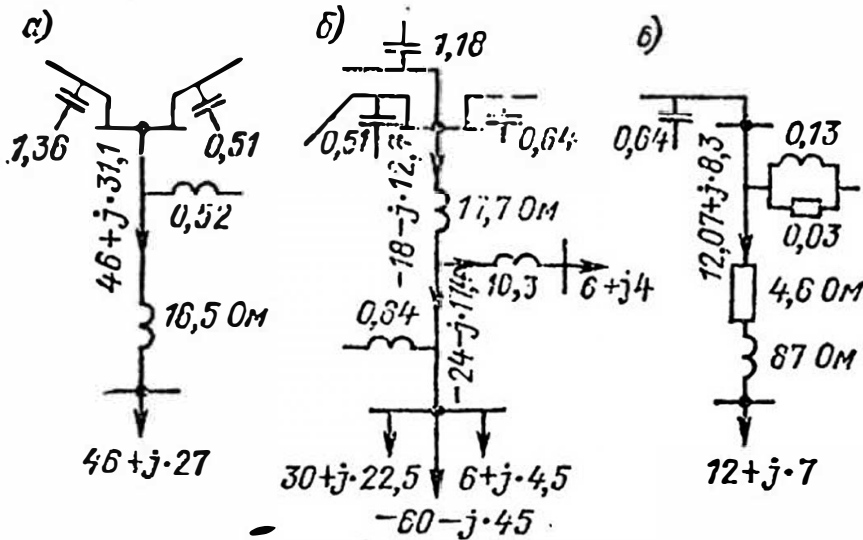


Рис. 12-5. Схемы замещения электростанции и подстанций сети по рис. 12-4: а — подстанция а; б — электростанция В; в — подстанция б

Электростанция В. Напряжение короткого замыкания обмоток повышающих трансформаторов в схеме замещения:

$$u_{к110} = 0,5 \cdot (17 + 10,5 - 6) = 10,75\%;$$

$$u_{к35} = 0,5 \cdot (6 + 17 - 10,5) = 6,25\%;$$

$$u_{к6} = 0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17) \approx 0\%.$$

Реактивные сопротивления обмоток, приведенные к напряжению обмотки ВН:

$$X_{тр110} = \frac{10,75 \cdot 115^2}{100 \cdot 40} = 35,4 \text{ Ом};$$

$$X_{тр35} = \frac{6,25 \cdot 115^2}{100 \cdot 40} = 20,6 \text{ Ом}; \quad X_{тр6} = 0.$$

Результирующее сопротивление двух трансформаторов, включенных параллельно:

$$X_{тр110} = 17,7 \text{ Ом}; \quad X_{тр35} = 10,3 \text{ Ом}; \quad X_{тр6} = 0.$$

Суммарная полная мощность генераторов при коэффициенте мощности 0,8 будет $\dot{S}_2 = 60 + j \cdot 45$. Эта мощность, согласно правилам расчета сетей с электростанциями в них, должна рассматриваться как отрицательная нагрузка, присоединенная к шинам генераторного напряжения, т. е. $\dot{S}_2 = -60 - j \cdot 45$.

Нагрузка собственных нужд станции (10% от максимальной мощности) $\dot{S}_{с.н} = 6 + j \cdot 4,5$.

Нагрузка конца звена обмоток 6 кВ трансформаторов связи:

$$\dot{S}_{тр} = -60 + 6 + 2 + j \cdot (-45 + 4,5 + 22,5 + 0,64) \approx -24 - j \cdot 17,4.$$

Потери мощности в обмотках 6 кВ равны нулю, так как по условию задачи $X_{тр6} = 0$.

Потери мощности в реактивном сопротивлении обмоток 35 кВ трансформаторов

$$\Delta Q_{тр35} = \frac{6^2 + 4^2}{115^2} \cdot 10,3 = 0,04.$$

Пренебрегая этими потерями, будем считать нагрузки начала звена обмоток 35 кВ равной присоединенной к ней мощности, т. е. $\dot{S}'_{\text{тр}35} = 6 + j \cdot 4$.

Нагрузка конца звена обмоток 110 кВ трансформаторов:

$$\dot{S}_{\text{тр}110} = -24 + 6 - j \cdot (17,4 - 4) = -18 - j \cdot 13,4.$$

Потери мощности в сопротивлении обмоток 110 кВ

$$\Delta Q_{\text{тр}110} = \frac{18^2 + 13,4^2}{115^2} \cdot 17,7 \approx 0,7.$$

Приведенная к шинам ВН нагрузка станции В или мощность начала звена обмоток 110 кВ схемы замещения трансформаторов:

$$\dot{S}'_B = -18 - j \cdot (13,4 - 0,7) = -18 - j \cdot 12,7.$$

Расчетная нагрузка станции В:

$$\dot{S}_B = -18 - j \cdot (12,7 + 0,51 + 1,18 + 0,64) \approx -18 - j \cdot 15.$$

Все полученные расчетом мощности наносим на схему замещения станции и схему сети.

Подстанция а. Трансформаторы подстанции обмотками ВН включены на разные секции шин 10 кВ. Нагрузка между секциями и, следовательно, между всеми обмотками трансформаторов распределена равномерно. Поэтому расчет проводим по обобщенному эквивалентному трансформатору.

Общее реактивное сопротивление двух трансформаторов, приведенное к обмотке ВН по формуле (11-5):

$$X_{\text{тр}} = \frac{10 \cdot 115^2}{100 \cdot 80} = 16,5 \text{ Ом.}$$

Потери мощности в реактивном сопротивлении трансформаторов:

$$\Delta Q_{\text{тр}} = \frac{46^2 + 27^2}{115^2} \cdot 16,5 \approx 3,6.$$

Мощность начала звена схемы замещения трансформаторов:

$$\dot{S}_{\text{тр}} = 46 + j \cdot (27 + 3,6) = 46 + j \cdot 30,6.$$

Приведенная к шинам ВН нагрузка подстанции а:

$$\dot{S}'_a = 46 + j \cdot (30,6 + 0,52) \approx 46 + j \cdot 31,1.$$

Расчетная нагрузка подстанции

$$\dot{S}_a = 46 + j \cdot (31,1 - 1,36 - 0,51) = 46 + j \cdot 29,2.$$

Подстанция б. Расчетную нагрузку для подстанции б найдем с учетом потери мощности в активном сопротивлении трансформатора (11-3)

$$R_{\text{тр}} = \frac{90 \cdot 115^2}{10^3 \cdot 16^2} = 4,6 \text{ Ом; } X_{\text{тр}} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 16} \approx 87 \text{ Ом;}$$

$$\Delta P_{\text{тр}} = \frac{12^2 + 7^2}{115^2} \cdot 4,6 = 0,07; \quad \Delta Q_{\text{тр}} = \frac{12^2 + 7^2}{115^2} \cdot 87 \approx 1,3.$$

Мощность начала звена схемы замещения трансформатора:

$$\dot{S}_{\text{тр}} = 12 + 0,07 + j \cdot (7 + 1,3) = 12,07 + j \cdot 8,3.$$

Расчетная нагрузка подстанции б

$$\dot{S}_b = 12,07 + 0,03 + j \cdot (8,3 + 0,13 - 0,64) = 12,1 + j \cdot 7,8.$$

Схема сети с нанесением расчетных нагрузок приведена на рис. 12-6.

3. *Нахождение предварительного распределения мощностей в сети.*

Суммарная нагрузка в точке *B* кольцевой сети без учета потерь мощности в линиях электропередачи:

$$\dot{S}_B = -18 + 12,1 + j \cdot (-15 + 7,8) = -5,9 - j \cdot 7,2.$$

По правилам нахождения мощностей, вытекающих из питающего пункта простой замкнутой однородной сети, находим:

$$\dot{S}_{AB} = \frac{(46 + j \cdot 29,2) \cdot 80 - (5,9 + j \cdot 7,2) \cdot 110}{180} = 16,9 + j \cdot 8,6;$$

$$\dot{S}_{Aa} = \frac{-(5,9 + j \cdot 7,2) \cdot 70 + (46 + j \cdot 29,2) \cdot 100}{180} = 23,2 + j \cdot 13,4.$$

Проверка: сумма нагрузок в питающих линиях *Aa* и *AB* равна сумме сосредоточенных нагрузок сети, что указывает на то, что распределение мощностей по линиям выполнено правильно.

Мощность, поступающая к подстанции *a* по линии *Va*:

$$\dot{S}_{Ba} = (46 + j \cdot 29,2) - (23,2 + j \cdot 13,4) = 22,8 + j \cdot 15,8.$$

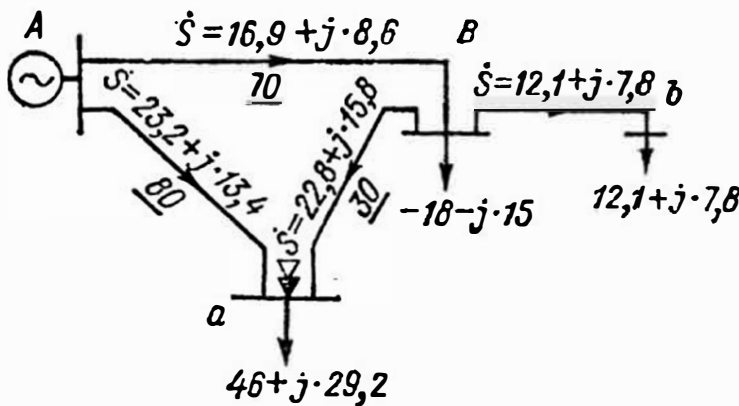


Рис. 12-6. Распределение мощностей в сети без учета потерь мощности в линиях

Наносим полученное распределение мощностей на схему сети рис. 12-6. Точкой раздела мощностей является подстанция *a*.

4. *Нахождение окончательного распределения мощностей с учетом потерь мощности на отдельных участках сети.*

Потери мощности в линиях определим исходя из предварительного распределения мощностей в них. Потери мощности в линии *AB*:

$$\Delta \dot{S}_{AB} = \frac{16,9^2 + 8,6^2}{110^2} \cdot 13,6 + j \cdot \frac{16,9^2 + 8,6^2}{110^2} \cdot 28,3 = 0,4 + j \cdot 0,8.$$

Аналогичным образом находим потери мощности в других линиях:

$$\Delta \dot{S}_{Aa} = 0,9 + j \cdot 1,9; \quad \Delta \dot{S}_{Ba} = 0,4 + j \cdot 0,8; \quad \Delta \dot{S}_{Bb} = 0,3 + j \cdot 0,3.$$

Мощность в начале линии *Bb* с учетом потери мощности в ней:

$$\dot{S}_{Bb} = 12,1 + 0,3 + j \cdot (7,8 + 0,3) = 12,4 + j \cdot 8,1.$$

Мощности на передающих концах линий кольцевой сети найдем, считая точку раздела мощностей за присмный конец этих линий. Итак:

$$\dot{S}_{Ba} = 22,8 + 0,4 + j \cdot (15,8 + 0,8) = 23,2 + j \cdot 16,6;$$

$$\dot{S}_{Aa} = 23,2 + 0,9 + j \cdot (13,4 + 1,9) = 24,1 + j \cdot 15,3.$$

Потери мощности в линиях *Va* и *Vb* являются как бы нагрузкой в точке *B* и покрываются от основной сети энергосистемы (электростанция *A*) через питающую линию *AB*. Таким образом, мощность в начале линии *AB* будет:

$$\dot{S}_{AB} = 16,9 + 0,4 + 0,4 + 0,3 + j \cdot (8,6 + 0,8 + 0,8 + 0,3) = 18 + j \cdot 10,5.$$

Окончательное распределение мощностей в линиях наносим на схему замещения сети рис. 12-7.

5. Определение коэффициентов трансформации трансформаторов связи электростанции В при заданных уровнях напряжения и нахождение действительных напряжений на шинах 6,3 и 35 кВ.

Напряжение на шинах 110 кВ электростанции В

$$U_{B110} = 116 - \frac{18 \cdot 13,6 + 10,5 \cdot 28,3}{116} = 111,3 \text{ кВ.}$$

Напряжение в нейтральной точке звезды схемы замещения трансформаторов электростанции (рис. 12-5):

$$U'_0 = 111,3 + \frac{12,7 \cdot 17,7}{115} = 113,25 \text{ кВ.}$$

Напряжение на зажимах генераторов, приведенное к стороне ВН трансформатора будет также 113,25 кВ, так как по условию $X_{гр0} = 0$.

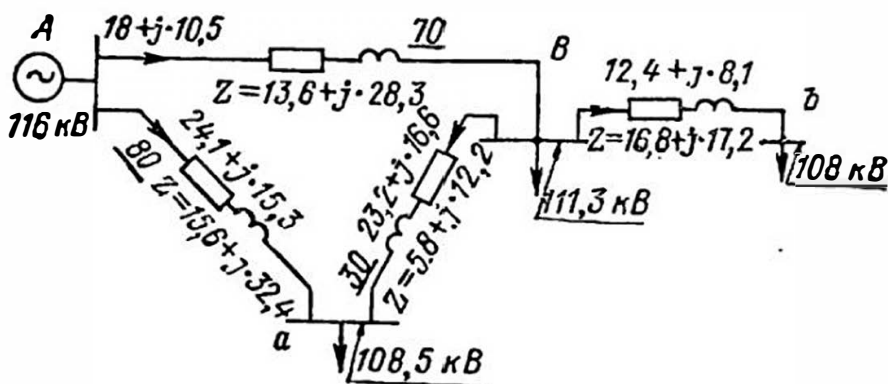


Рис. 12-7. Распределение мощностей в сети с учетом потери мощности в линиях

Напряжение на генераторных шинах при работе обмотки ВН на основном ответвлении ($\pm 0\%$), соответствующем номинальному напряжению трансформатора, будет:

$$U_6 = \frac{113,25 \cdot 6,3}{115} = 6,2 \text{ кВ,}$$

т. е. ниже заданного. Для обеспечения заданного напряжения 6,4 кВ обмотка ВН должна быть включена на рабочее ответвление с меньшим коэффициентом трансформации, т. е. с уменьшенным числом рабочих витков обмотки на величину:

$$\Delta W = \frac{6,2 - 6,4}{6,3} \cdot 100 = -3,18\%.$$

Ближайшее ответвление $-2 \times 1,78\% = -3,56\%$. Напряжение на шинах при работе трансформатора на этом ответвлении будет:

$$U_6 = \frac{113,25 \cdot 6,3}{115 \cdot (1 - 0,0356)} = \frac{113,25 \cdot 6,3}{115 \cdot 0,964} \approx 6,45 \text{ кВ.}$$

Напряжение на шинах 35 кВ, приведенное к стороне ВН трансформатора,

$$U'_{35} = 113,25 - \frac{4 \cdot 10,3}{115} = 112,9 \text{ кВ.}$$

Действительное напряжение на шинах 35 кВ при работе обмотки СН на основном ответвлении при включенной в сеть обмотке ВН на ответвлении $-2 \times 1,78\% = -3,56\%$ будет:

$$U_{35} = \frac{112,9 \cdot 38,5}{115 \cdot 0,964} = 39 \text{ кВ,}^1$$

т. е. выше заданного. Для получения заданного напряжения обмотка СН, очевидно, должна быть включена с отрицательным ответвлением (т. е. с уменьшенным числом витков):

$$\Delta W = \frac{38 - 39}{38,5} \cdot 100 = -2,6\%.$$

Ближайшее ответвление $-2,5\%$.

Напряжение на шинах 35 кВ при работе обмотки СН на этом ответвлении

$$U_{35} = 39 \cdot (1 - 0,025) \approx 38 \text{ кВ.}$$

6. Определение коэффициентов трансформации и действительных напряжений на подстанциях а и б.

Напряжение на шинах 110 кВ подстанции а:

$$U_{a110} = 116 - \frac{24,1 \cdot 15,6 + 15,3 \cdot 32,4}{116} = 108,5 \text{ кВ.}$$

Напряжение на шинах 10 кВ, приведенное к стороне ВН трансформатора,

$$U'_{10} = 108,5 - \frac{31,1 \cdot 1,65}{115} = 104 \text{ кВ.}$$

Действительное напряжение на шинах 10 кВ при работе обмоток ВН на основном ответвлении $\pm 0\%$

$$U_{10} = \frac{104 \cdot 105}{115} \approx 9,5 \text{ кВ.}$$

Для обеспечения заданного напряжения 10,6 кВ обмотка ВН должна быть включена с уменьшенным числом рабочих витков на относительную величину:

$$\Delta w = \frac{9,5 - 10,6}{10,5} \cdot 100 = 10,5\%.$$

Ближайшее ответвление $-6 \times 1,78\% = -10,6\%$. Действительное напряжение на шинах 10 кВ при работе обмотки ВН на этом ответвлении:

$$U_{10} = \frac{104 \cdot 10,5}{115 \cdot (1 - 0,106)} \approx 10,6 \text{ кВ.}$$

Напряжение на шинах 110 кВ подстанции б

$$U_{b110} = 111,3 - \frac{12,4 \cdot 18 + 8,1 \cdot 17,2}{111,3} = 108 \text{ кВ.}$$

Напряжение на шинах 10 кВ, приведенное к обмотке ВН трансформатора,

$$U'_{b10} = 108 - \frac{12,07 \cdot 4,6 + 8,3 \cdot 8,7}{115} = 101,3 \text{ кВ.}$$

Действительное напряжение на шинах при работе обмотки ВН на ответвлении $-5 \times 1,78\% = -8,8\%$ будет:

$$U_{b10} = \frac{101,3 \cdot 11}{115 \cdot (1 - 0,088)} = \frac{101,3 \cdot 11}{115 \cdot 0,912} = 10,6 \text{ кВ.}$$

Аналогичным образом проводим расчет для режимов минимальных нагрузок и аварийного.

В случае применения двухобмоточных трансформаторов определение потерь мощности и напряжения в них можно по формулам (11-10) и (11-11, б), что несколько упростит расчеты сети, не внося значительной погрешности в результаты. В практических расчетах также можно отказаться от определения рабочей ступени регулирования напряжения трансформатора, убедившись, однако, в том, что коэффициент трансформации, необходимый для обеспечения заданного уровня напряжения на шинах ВН и СН, лежит в пределах диапазона регулирования трансформатора.

12-4. Сложные замкнутые сети. Применение ЭВМ

Чтобы распределить большие количества электрической энергии внутри развитых промышленных районов и одновременно обеспечить надежность электроснабжения городов, крупных предприятий, электрифицированных железных дорог и т. д., удовлетворив вместе с тем требования экономичности электроснабжения, придется сооружать большое количество линий различных напряжений, связанных в общую схему. Составленные таким образом электрические сети образуют много замкнутых контуров и узлов, питание которых производится не менее, чем с трех сторон (см. § 8-1). Такие сети называются сложными замкнутыми сетями.

Для расчета распределения мощностей в линиях и определения напряжений в узловых точках сложных замкнутых сетей существует ряд методов, известных из курса основ электротехники: метод контурных и узловых уравнений, контурных токов, узловых напряжений и др. Эти методы, основанные на применении законов Кирхгофа, требуют решения большого количества уравнений, число которых находится в прямой зависимости от числа узлов и контуров сети и поэтому использование их при ручном счете весьма ограничено. Для приведения сложной сети к небольшому числу контуров или для полного решения поставленной задачи используется также метод преобразования схемы сети, сущность которого изложена в § 12-5.

Сети высокого напряжения современных энергетических систем имеют десятки и сотни замкнутых контуров и узлов. Поэтому для расчета таких сетей применяются электронные цифровые вычислительные машины (ЭВМ), например типа М-220, обеспечивающие быстрый счет и высокую точность результата.

Для расчета используется метод узловых напряжений. Сущность этого метода заключается в определении напряжений в узловых точках схемы с заданными проводимостями сетей, присоединенных к узлам, и затем нахождении токов в ветвях по разности узловых напряжений, ограничивающих каждую данную ветвь.

Пусть узел p части сложной схемы сети (рис. 12-8) связан через проводимости Y_{p1} , Y_{p2} , ..., Y_{pq} с другими узлами 1, 2, ..., q этой сети и через проводимость Y_{p0} с землей. Ток I_p , поступающий в узел p от источника тока, согласно первому закону Кирхгофа, равен сумме отходящих от узла токов в присоединенных к нему ветвях, т. е.

$$\begin{aligned} \dot{I}_p = & Y_{p0}(\dot{U}_p - U_0) + Y_{p1}(\dot{U}_p - \dot{U}_1) + \\ & + Y_{p2}(\dot{U}_p - \dot{U}_2) + \dots + Y_{pq}(\dot{U}_p - \dot{U}_q), \end{aligned} \quad (12-1)$$

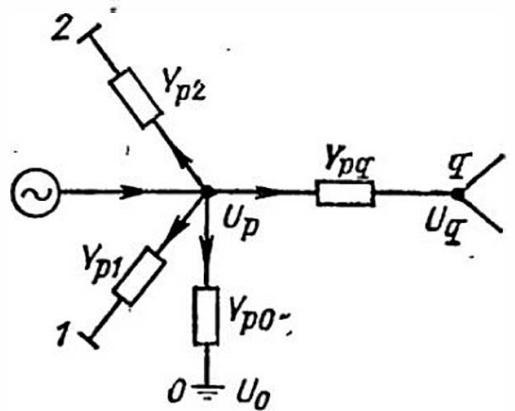


Рис. 12-8. Часть схемы сложной замкнутой сети

где $\dot{U}_p, \dot{U}_1, \dot{U}_2, \dots, \dot{U}_q$ — искомые напряжения узлов; U_0 — потенциал земли.

Принимая $U_0 = 0$, из равенства (12-1) находим:

$$U_p = \frac{I_p + Y_{p1}\dot{U}_1 + Y_{p2}\dot{U}_2 + \dots + Y_{pq}\dot{U}_q}{Y_{p0} + Y_{p1} + Y_{p2} + \dots + Y_{pq}}.$$

Выражая задающий ток узла I_p через мощность,

$$\dot{I}_p = \dot{S}^*/\dot{U}_p = (P_p - jQ_p)/\dot{U}_p^*,$$

напишем уравнение узловых напряжений для узловых точек сложной сети в общем виде:

$$U_p = \frac{(P_p - jQ_p)/\dot{U}_p^* + \sum_q Y_{pq}\dot{U}_q}{\sum_q Y_{pq}}, \quad (12-2)$$

где $P_p - jQ_p$ и \dot{U}_p^* — сопряженные величины мощности $P_p + jQ_p$ и напряжения \dot{U}_p рассматриваемого узла p ; \dot{U}_q — напряжение любого узла, связанного с узлом p комплексной проводимостью Y_{pq} .

Уравнения (12-2) составляются для всех узлов схемы сети за исключением одного — опорного, напряжение которого задается. В качестве опорного узла обычно выбирается регулирующая активную мощность станция энергосистемы, имеющая достаточное количество линейных связей для выдачи в сеть системы недостающей ей по балансу мощности. Этот узел называется балансирующим узлом.

Прямое решение большого числа уравнений (12-2) представляет значительные трудности. Упрощение расчетов достигается применением итерационного способа, основанного на постепенном уточнении результатов приближенного решения. Этот способ получил распространение при расчете сложных замкнутых схем на ЭВМ.

При итерационном способе решения уравнений начальными значениями искомых узловых напряжений задаются, оценивая их приближенно на основе опыта, предыдущих данных и т. п. Обычно задается модуль напряжения и эта величина рассматривается как продольная составляющая комплекса \dot{U}_p .

При подстановке в уравнения (12-2) приближенно выбранных значений $\dot{U}_p^{(0)}, \dots, \dot{U}_q^{(0)}$ (что отвечает нулевой итерации) равенство правой и левой частей не будет соблюдено. Для удовлетворения равенства к члену $\dot{U}_p^{(0)}$ каждого уравнения вводится поправка $\Delta\dot{U}_p^{(1)}$. Тогда в первой итерации искомое напряжение будет

$$\dot{U}_p^{(1)} = \dot{U}_p^{(0)} + \Delta\dot{U}_p^{(1)}$$

и каждое из системы уравнений (12-2) примет вид:

$$U_p^{(1)} = \frac{(P_p - jQ_p)/\dot{U}_p^{(1)*} + \sum_q Y_{pq}\dot{U}_q^{(0)}}{\sum_q Y_{pq}}.$$

Однако найденные значения напряжений $\dot{U}_p^{(1)}$ являются лишь первым приближением к действительным их значениям, так как они получены исходя из приближенно принятых напряжений $U_q^{(0)}$ других узлов, а не из полученных в первой итерации их уточненных значений. Поэтому необходимы дальнейшие уточнения напряжений, т. е. вторая и последующие итерации:

$$\dot{U}_p^{(2)} = \frac{(P_p - jQ_p) / \dot{U}_p^{(1)*} + \sum_q Y_{pq} \dot{U}_q^{(1)}}{\sum_q Y_{pq}} \text{ и т. д.}$$

Число итераций в машинном счете достигает ста и более, в зависимости от заданной точности вычислений. При этом в любой итерации для каждого узла вычисляются величины $\Delta \dot{U}_p$ как разность напряжений узла в данной итерации и предыдущей.

Для расчета на ЭВМ составляется программа, которая содержит алгоритм решения задачи, т. е. выбор численного метода решения, составление расчетных формул и выбор метода оценки погрешности. Исходный алгоритм затем преобразуется к виду, удобному для реализации на машине. При этом уравнение узловых напряжений (12-2) записывается следующим образом:

$$\dot{U}_p = \frac{\frac{P_{ген} - jQ_{ген}}{\dot{U}_p^*} + \sum_{q(q \neq p)} Y_{pq} \dot{U}_q}{Y_{p0} + \sum_q (Y_{pq} + 0,5Y_{pqc}) + \frac{P_{нагр} - jQ_{нагр}}{|U|^2}},$$

где $P_{ген} - jQ_{ген}$ и $P_{нагр} - jQ_{нагр}$ — сопряженные мощности генераторов и нагрузки.

По этому уравнению нагрузка узла, заданная активной и реактивной мощностью ($P_{нагр} + jQ_{нагр}$), в процессе итерации пересчитывается в проводимость. Учитывается половина емкостной проводимости каждой ветви, присоединенной к узлу ($0,5Y_{pqc}$), а также проводимость шунта Y_0 (т. е. шунтирующего реактора или короны).

Мощность всех электростанций, кроме балансирующей, задается активной мощностью и модулем напряжения генераторов, с указанием верхнего предела генерации реактивной мощности. Для балансирующего узла, кроме нормального напряжения (которое считается расположенным по оси вещественных значений, т. е. $\dot{U} = U$), задается также его максимальное значение по реактивной мощности.

Схема сети обычно задается сопротивлениями ветвей, которые в машине пересчитываются в проводимости. Расчет распределения мощностей ведется с учетом действительных коэффициентов трансформации без приведения элементов сети к одной ступени напряжения.

Все данные для расчета записываются в десятичной системе счисления в нормализованном виде¹. Результаты расчета: модули напряжений и их углы сдвига фаз (относительно напряжения балансирующего узла) на всех электростанциях и подстанциях системы, активные и реактивные мощности в ветвях схемы и потери мощности в них, активная и реактивная мощность балансирующего узла и суммарные потери мощности в сети — выдаются в печатном виде в десятичном счислении. Машинное время выполнения расчета сложной схемы сети энергосистемы 20 минут.

12-5. Расчет сложных сетей методом преобразования сети

Применение ЭВМ для расчета электрических сетей необходимо и оправдано в случае расчета сетей большой сложности и когда эти расчеты делаются для значительного количества вариантов нагрузок, мощностей электростанций, изменений в схемах сети и т. п. Однако еще немало случаев, когда нет необходимости прибегать к машинному счету, например для одноразового расчета сетей относительно небольшой сложности. Одним из распространенных способов ручного счета — последовательное упрощение схемы сложной сети по методу «преобразования сети».

Сущность метода преобразования сети — в том, что заданную сложную сеть путем постепенных преобразований приводят к линии с двусторонним питанием, в которой распределение мощностей находят методом, уже известным из предыдущего. Затем, после определения линейных мощностей на каждом участке преобразованной схемы, посредством последовательных обратных преобразований находят действительное распределение мощностей в исходной схеме сети.

Разберем теоретические положения метода преобразования сети.

Эквивалентирование параллельных линий при отсутствии на них нагрузки

Дан участок замкнутой сети с двумя (или более) параллельными линиями (рис. 12-9), имеющими сопротивления Z_1 и Z_2 и линейные нагрузки \dot{S}_1 и \dot{S}_2 . Требуется заменить эти линии одной эквивалентной линией с сопротивлением Z_3 и нагрузкой \dot{S}_3 при условии, чтобы напряжение в узле B осталось неизменным.

По известным законам электротехники для двух параллельных линий:

$$\dot{S}_3 = \dot{S}_1 + \dot{S}_2; \quad Z_3 = \frac{Z_1 Z_2}{Z_1 + Z_2}.$$

Для случая трех параллельных линий:

$$\dot{S}_3 = \dot{S}_1 + \dot{S}_2 + \dot{S}_3; \quad Z_3 = \frac{Z_1 Z_2 Z_3}{Z_1 Z_2 + Z_2 Z_3 + Z_1 Z_3}.$$

¹ Число M представляется десятичной дробью $0,1 \leq |M| < 1$ с указанием ее порядка, т. е. умноженной на 10^{-p} , где p — целое число. Например: $25,6 = 0,256 \cdot 10^2$; $-0,05 = 0,5 \cdot 10^{-1}$.

При разворачивании приведенной схемы сети в исходную необходимо найти распределение \dot{S}_3 по ветвям исходной схемы. Так как по условию задачи напряжение в узле B должно оставаться неизменным, то величины

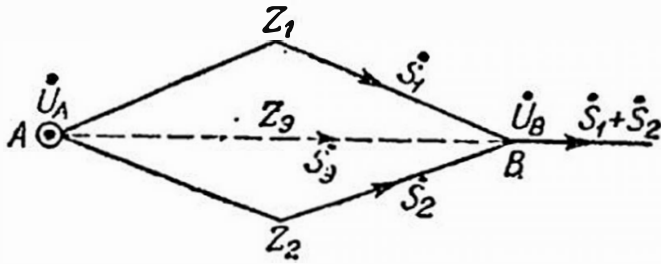


Рис. 12-9. Эквивалентирование параллельных линий без нагрузок на них

падения напряжения между точками A и B в параллельных линиях (при любом числе их) должны быть одинаковыми (см. § 8-2), т. е.

$$\frac{\dot{S}_1 Z_1}{\dot{U}_B} = \frac{\dot{S}_2 Z_2}{\dot{U}_B} = \frac{\dot{S}_3 Z_3}{\dot{U}_B} = \frac{\dot{S}_3 Z_3}{\dot{U}_B}. \quad (12-3)$$

Из равенства (12-3) найдем:

$$\dot{S}_1 = \dot{S}_3 \frac{Z_3}{Z_1}; \quad \dot{S}_2 = \dot{S}_3 \frac{Z_3}{Z_2}; \quad \dot{S}_3 = \dot{S}_3 \frac{Z_3}{Z_3}. \quad (12-3a)$$

Перенос нагрузок в другие точки сети

Эквивалентирование параллельных линий на любых участках замкнутой сети возможно только в том случае, если на этих линиях нет присоединенных нагрузок, так как в противном случае законы падения напряжения в линиях различны. Для того чтобы произ-

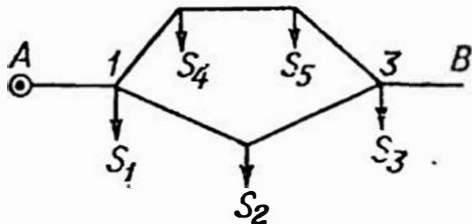


Рис. 12-10. Эквивалентирование параллельных линий с нагрузками на них

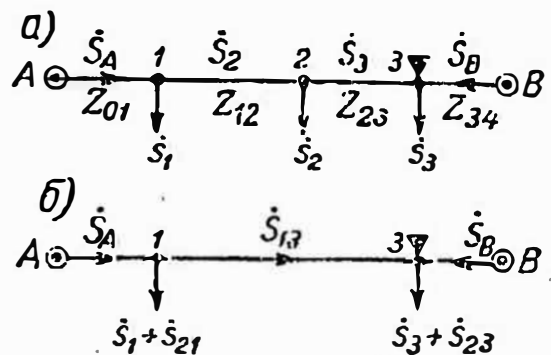


Рис. 12-11. Перенос нагрузок: а — исходная схема; б — преобразованная схема

вести эквивалентную замену параллельных линий, имеющих сосредоточенные нагрузки, прибегают к переносу этих нагрузок в другие точки сети, например на границы преобразуемого участка (точки 1 и 3 рис. 12-10).

Предположим, что требуется заменить линию 1—3 (рис. 12-11, а) и другую параллельную ей линию одной эквивалентной им линией. Нагрузку \dot{S}_2 , расположенную в точке 2 линии 1—3, можно заменить двумя эквивалентными нагрузками \dot{S}_{21} и \dot{S}_{23} , расположенными в точках 1 и 3 при условии, чтобы линейные мощности \dot{S}_A и \dot{S}_B

на соседних участках и напряжения в точках 1 и 3 как в исходной, так и в преобразованной схемах (рис. 12-11, б) остались неизменными.

Пусть раздел мощностей оказался в точке 3. По условию задачи, падения напряжения на участке сети 1—3 как в исходной, так и в преобразованных схемах должны быть одинаковы. Исходя из определения токов по номинальному напряжению сети, что соответствует расчету линии без потерь мощности, сообразуясь с приведенным выше условием, получим

$$\frac{\dot{S}_2}{\dot{U}_H} Z_{12} + \frac{\dot{S}_3}{\dot{U}_H} Z_{23} = \frac{\dot{S}_{13}}{\dot{U}_H} (Z_{12} + Z_{23}). \quad (12-4)$$

По балансу нагрузок в точках 1 и 2 при том же допущении (т. е. без учета потерь мощности) можем написать:

$$\dot{S}_2 = \dot{S}_A - \dot{s}_1; \quad \dot{S}_3 = \dot{S}_A - (\dot{s}_1 + \dot{s}_2); \quad \dot{S}_{13} = \dot{S}_A - (\dot{s}_1 + \dot{s}_{21}). \quad (12-5)$$

Подставив значения линейных мощностей, выраженные через сосредоточенные нагрузки по формулам (12-5), в уравнение (12-4) и произведя упрощения, получим

$$\frac{\dot{S}_2}{\dot{U}_H} Z_{23} = \frac{\dot{s}_{21}}{\dot{U}_H} (Z_{12} + Z_{23}),$$

откуда

$$\boxed{\dot{s}_{21} = \dot{s}_2 \frac{Z_{23}}{Z_{12} + Z_{23}}.} \quad (12-6a)$$

Аналогичным образом, выразив линейные мощности \dot{S}_2 , \dot{S}_3 и \dot{S}_{13} через мощность другого конца линии \dot{S}_B и подставив их значения в уравнение (12-4), получим

$$\boxed{\dot{s}_{23} = \dot{s}_2 \frac{Z_{12}}{Z_{12} + Z_{23}}.} \quad (12-6б)$$

Сложив полученные по формулам (12-6) нагрузки \dot{s}_{21} и \dot{s}_{23} , найдем, что $\dot{s}_{21} + \dot{s}_{23} = \dot{s}_2$, т. е. геометрическая сумма перенесенных нагрузок в преобразованной сети равна исходной нагрузке. Отсюда также следует, что перенесенные нагрузки определяются по правилу, применяемому для нахождения мощностей в линиях с двусторонним питанием (§ 8-2), если за источники питания принять точки, куда перенесены нагрузки.

Это правило верно для любого числа нагрузок также и при неодинаковых напряжениях в точках А и В.

Рассмотрим, как определяются линейные мощности в исходной сети при развертывании преобразованной схемы в исходную.

Пусть в преобразованной схеме получено распределение мощностей, согласно рис. 12-11, б, где мощность на участке 1—3 равна:

$$\dot{S}_{13} = \dot{S}_A - (\dot{s}_1 + \dot{s}_{21}).$$

Мощность на участке 1—2 исходной схемы после возврата в точку 2, при обозначенном на схеме направлении мощностей, будет больше мощности S_{13} на величину возвращаемой мощности, т. е.

$$\dot{S}_2 = \dot{S}_{13} + \dot{s}_{21} = \dot{S}_A - (\dot{s}_1 + \dot{s}_{21}) + \dot{s}_{21} = S_A - \dot{s}_1.$$

Мощность на участке 2—3 после возврата s_{23} в точку 2 будет меньше \dot{S}_{13} на величину возвращаемой мощности:

$$\dot{S}_3 = \dot{S}_{13} - \dot{s}_{23} = \dot{S}_A - (\dot{s}_1 + \dot{s}_{21}) - \dot{s}_{23} = \dot{S}_2 - \dot{s}_2.$$

Отметим, что в зависимости от величины нагрузок точка раздела мощностей при переходе от преобразованной к исходной схеме может измениться.

Преобразование треугольника в эквивалентную звезду

Если в заданной схеме сети встречается треугольный контур без сосредоточенных нагрузок на сторонах (рис. 12-12), то при приведении сложной схемы к линии с двусторонним питанием треугольник преобразуют в эквивалентную звезду (показанную на рисунке штриховой линией).

Сопrotивления лучей эквивалентной звезды, как известно из курса электротехники, определяются следующими равенствами:

$$Z_1 = \frac{Z_{12}Z_{31}}{Z_{12} + Z_{23} + Z_{31}}; \quad Z_2 = \frac{Z_{23}Z_{12}}{Z_{12} + Z_{23} + Z_{31}}; \quad Z_3 = \frac{Z_{31}Z_{23}}{Z_{12} + Z_{23} + Z_{31}}. \quad \} (12-7)$$

По известному из § 8-2 правилу находят распределение мощностей в линии с двусторонним питанием и тем самым определяют мощности в лучах звезды \dot{S}_1 , \dot{S}_2 и \dot{S}_3 преобразованной схемы.

Если в исходной схеме на какой-либо стороне треугольника имеются нагрузки, то до преобразования треугольника в эквивалентную звезду необходимо перенести нагрузки в соответствующие вершины треугольника по изложенному выше правилу.

При развертывании преобразованной схемы в исходную необходимо найти распределение мощностей в сторонах треугольника, по полученному распределению мощностей в лучах эквивалентной звезды.

Предположим условно, что в лучах звезды получено распределение мощностей, согласно рис. 12-12. Мощности в сторонах исходного треугольника получим, исходя из равенства векторов падений напряжения в любой стороне треугольника и смежных ей лучах звезды.

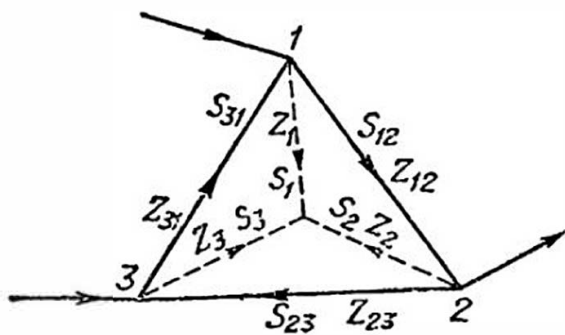


Рис. 12-12. Преобразование треугольника в звезду

Задавшись изображенными на рис. 12-12 направлениями мощностей в сторонах треугольника и определив токи на участках по номинальному напряжению сети, получим

$$\frac{\dot{S}_{12}}{\dot{U}_{11}} Z_{12} = \frac{\dot{S}_1}{\dot{U}_{11}} Z_1 - \frac{\dot{S}_2}{\dot{U}_{11}} Z_2,$$

откуда

$$\dot{S}_{12} = \frac{\dot{S}_1 Z_1 - \dot{S}_2 Z_2}{Z_{12}}; \quad \dot{S}_{23} = \frac{\dot{S}_2 Z_2 - \dot{S}_3 Z_3}{Z_{23}}; \quad \dot{S}_{31} = \frac{\dot{S}_3 Z_3 - \dot{S}_1 Z_1}{Z_{31}}. \quad (12-8)$$

Если результат получится с отрицательным знаком, то условно принятое направление мощности в этой стороне треугольника следует изменить на обратное.

Расчет сложных сетей

Сложные сети рассчитывают, как правило, исходя из мощности, заданной в комплексной форме. $\dot{S} = P + jQ$ и через полные сопротивления линий $Z = R + jX$.

В частном случае, если сеть выполнена однородно, т. е. отношения x_0/r_0 одинаковы для всех участков, то полные сопротивления могут быть заменены длинами данных линий. Если же сеть имеет смешанную конструкцию (например, воздушная сеть с кабельными линиями на отдельных участках), то приходится прибегать к последовательному подбору ряда сечений и определению потоков мощностей для них. Выбирают то сечение, которое обеспечивает пужную экономическую плотность тока.

Выбранные сечения линий проверяют по нагреву при наибольших токах нагрузки в них, возможных в случае отключения других участков сети или параллельных линий.

Применение метода преобразования сети показано в примере 12-2.

Пример 12-2. В связи с ростом нагрузки в пункте b сети напряжением 110 кВ (рис. 12-13, a) предположено увеличить пропускную способность ее от источника электроснабжения A до пункта b путем прокладки линии Ab (на схеме показана штриховой линией). Вся сеть, изображенная на рис. 12-13, состоит из воздушных линий и является однородной. Максимальные нагрузки приемных подстанций (с учетом зарядных мощностей) даны в МВт и Мвар, длины линий в км. Требуется найти распределение мощностей в реконструированной схеме и определить сечение проводов прокладываемой линии.

1. Преобразование заданной схемы сети в линию с двусторонним питанием.

1. Перенесем нагрузки из пунктов a и e (рис. 12-13, a) в узлы A , b и d по формулам (12-6), но с заменой сопротивлений длинами:

$$\dot{S}_{aA} = \frac{(16 + j \cdot 12) \cdot 25}{45} = 8,9 + j \cdot 6,7;$$

$$\dot{S}_{ab} = \frac{(16 + j \cdot 12) \cdot 20}{45} = 7,1 + j \cdot 5,3;$$

$$\text{Итого: } \dot{S}_a = 16 + j \cdot 12.$$

$$\dot{S}_{cb} = \frac{(10 + j \cdot 7) \cdot 8}{18} = 4,4 + j \cdot 3,1;$$

$$\dot{S}_{cd} = \frac{(10 + j \cdot 7) \cdot 10}{18} = 5,6 + j \cdot 3,9.$$

$$\text{Итого: } \dot{S}_e = 10 + j \cdot 7.$$

2. Найдем эквивалентную длину параллельных линий Aab и Ab при отсутствии на них нагрузок:

$$l_9 = \frac{45 \cdot 40}{45 + 40} = 21,2 \text{ км.}$$

3. Преобразуем треугольник bcd (рис. 12-13, а) в звезду (рис. 12-13, б) по формулам (12-7) с заменой сопротивлений длинами:

$$l_{bO} = \frac{26 \cdot 18}{67} = 7 \text{ км; } l_{dO} = \frac{18 \cdot 23}{67} = 6,2 \text{ км; } l_{cO} = \frac{23 \cdot 26}{67} = 8,9 \text{ км.}$$

4. Приведем простую замкнутую сеть (рис. 12-13, б) к линии с двусторонним питанием (рис. 12-13, в), разрезав ее по источнику питания. Распределение потоков мощностей в ней найдем способом, изложенным в § 8-2:

$$P_A = \frac{23,6 \cdot 34,4 + 12 \cdot 28,2 + 31,5 \cdot 21,2}{70,4} = 25,8 \text{ МВт;}$$

$$P_{A'} = \frac{23,6 \cdot 36 + 12 \cdot 42,2 + 31,5 \cdot 49,2}{70,4} = 41,3 \text{ МВт;}$$

аналогично:

$$Q_A = 18,5 \text{ Мвар; } Q_{A'} = 29,8 \text{ Мвар.}$$

Следовательно, нагрузка линии Ad

$$\dot{S}_{Ad} = 25,8 + j \cdot 18,5; \quad S_{Ad} = 31,8 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Находим распределение мощностей по участкам сети, точку раздела активных и реактивных мощностей (точка O на рис. 12-13, в) и наносим все это на схему.

11. Развертывание преобразованной схемы в исходную

1. Разложим мощность эквивалентной линии $A'b$ (рис. 12-13, в) по составляющим ее параллельным линиям Aab и Ab (рис. 12-13, з), но без нагрузки в точке a , для чего воспользуемся формулами (12-3а), предварительно заменив сопротивления длинами:

$$\dot{S}_{Ab} = \frac{(41,3 + j \cdot 29,8) \cdot 21,2}{40} = 21,9 + j \cdot 15,8; \quad S_{ab} = 27 \text{ МВ} \cdot \text{А;}$$

$$\dot{S}_{Aab} = \frac{(41,3 + j \cdot 29,8) \cdot 21,2}{45} = 19,4 + j \cdot 14,0.$$

2. Определим нагрузку линий в треугольнике bcd (рис. 12-13, з), но без нагрузки в точке e , для чего воспользуемся формулами (12-8), предварительно заменив сопротивления длинами:

$$\dot{S}_{bc} = \frac{(9,8 + j \cdot 6,4) \cdot 7 + (12 + j \cdot 8) \cdot 8,9}{26} = 6,76 + j \cdot 4,47;$$

$$\dot{S}_{dc} = \frac{(2,2 + j \cdot 1,6) \cdot 6,2 + (12 + j \cdot 8) \cdot 8,9}{23} = 5,24 + j \cdot 3,53;$$

$$\dot{S}_{bd} = \frac{(9,8 + j \cdot 6,4) \cdot 7 - (2,2 + j \cdot 1,6) \cdot 6,2}{18} = 3,04 + j \cdot 1,93.$$

Эти выражения действительны при направлении мощности от точки b к точке d .

3. Произведем возврат нагрузок в точки a и e и определим потоки мощностей в исходной схеме (рис. 12-13, з):

$$\dot{S}_{La} = (19,4 + j \cdot 14,0) + (8,9 + j \cdot 6,7) = 28,3 + j \cdot 20,7; \quad S_{La} = 35,1 \text{ МВ} \cdot \text{А;}$$

$$\dot{S}_{ab} = (19,4 + j \cdot 14,0) - (7,1 + j \cdot 5,3) = 12,3 + j \cdot 8,7; \quad S_{ab} = 15,1 \text{ МВ} \cdot \text{А;}$$

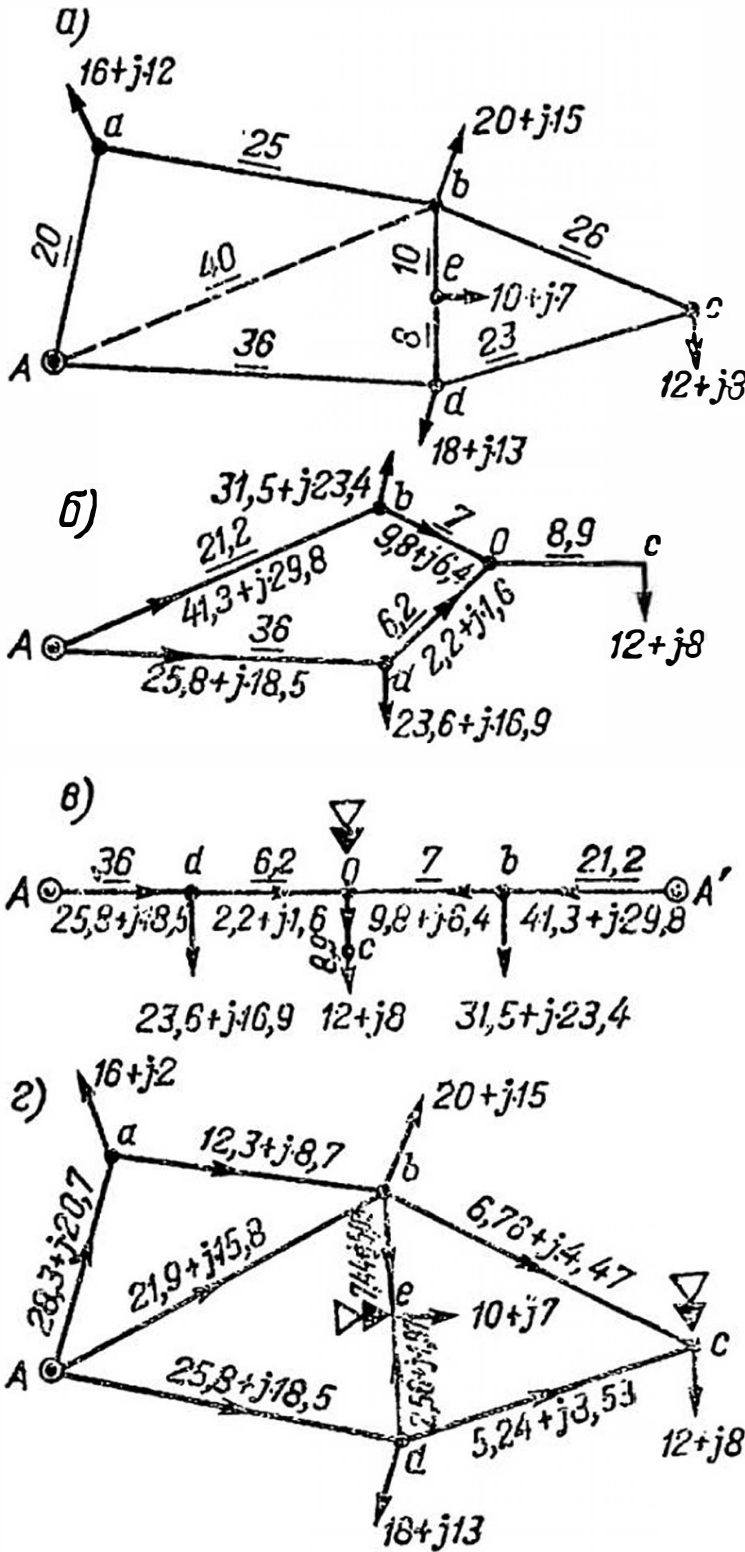
$$\dot{S}_{bc} = (3,04 + j \cdot 1,93) + (4,4 + j \cdot 3,1) = 7,44 + j \cdot 5,03; \quad S_{bc} = 9 \text{ МВ} \cdot \text{А;}$$

$$\dot{S}_{cd} = (3,0 + j \cdot 1,93) - (5,6 + j \cdot 3,9) = -2,56 - j \cdot 1,97,$$

т. е. направление активной и реактивной мощностей от d к e :

$$\dot{S}_{de} = 2,56 + j \cdot 1,97; \quad S_{ed} = 3,2 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

В исходной схеме (рис. 12-13, а) показано распределение потоков мощностей, полученное в предположении, что сеть выполнена однородно.



Считаю полезным отметить, что во избежание ошибок при расчетах необходимо проверять наличие баланса мощностей в узлах сети и в точках присоединения нагрузок. В конечном результате алгебраическая сумма всех нагрузок любого узла сети должна быть равна нулю.

III. Определение сечения проводов линии Ab

По линии Ab примем число часов использования максимума нагрузки $T = 3500$ ч. Экономическая плотность тока при этом условии равна $1,1$ А/км.

Ток нагрузки линии $I = \frac{27}{\sqrt{3} \cdot 110} = 142$ А.

С учетом перспективы развития нагрузки примем провод АС-150/24.

IV. Проверка выбранного сечения провода по нагреву в аварийном режиме

Предположим, что отключена линия Ad . Проводя такой же расчет новой схемы, найдем распределение мощностей в линиях сети. Мощность, протекающая по линии Ab , в этом случае будет

$$\dot{S}_{Ab} = 35,5 + j \cdot 25,5; \quad S_{Ab} = 43,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \quad I_{Ab} = 228 \text{ А},$$

т. е. меньше предельно допустимого тока по нагреву (445 А).

V. Расчет распределения мощностей в схеме при найденном сечении линии Ab

Линии электропередачи заданной сети, включая и расчетную линию, могут быть выполнены проводами разных сечений, т. е. сеть может оказаться неоднородной. Для получения более точного результата необходимо сделать повторный расчет, в котором преобразование исходной схемы в линию с двусторонним питанием, предварительное определение потоков мощности в ней и развертывание преобразованной схемы в исходную следует выполнить через полные сопротивления линий, выраженные в комплексной форме см. формулы (8-5а) и (8-6).

Рис. 12-13. Сложная сеть и ее преобразование (к примеру 12-2)

Для окончательного распределения мощностей необходимо прибавить к мощности каждой линии, начиная от точек раздела мощностей, потери мощности в них по принципу, изложенному в примере 12-1, и затем определить напряжения в узловых точках сети при заданном напряжении от источника энергоснабжения.

12-6. Совместный расчет электрических сетей с линиями нескольких номинальных напряжений

Сети энергетических систем, как указывалось в § 12-4, состоят из линий различных номинальных напряжений. Связь между такими линиями осуществляется на электростанциях и подстанциях через автотрансформаторы или трансформаторы. Расчет отдельных участков таких сетей или всей сети в целом можно выполнить, приведя сеть к общему базисному напряжению. За базисное напряжение практически берут одно из напряжений рассчитываемой сети, обычно напряжение более развитой части схемы, так как при этом получается меньше вычислений. *Приведение каких-либо элементов сети к базисному напряжению состоит в пересчете действительных сопротивлений и проводимостей этих элементов к базисным условиям.*

Принимая в качестве исходных условий приведения сети к базисному напряжению равенство значений относительных падений напряжений и полных мощностей как в преобразуемой так и в преобразованной схеме, напишем:

$$\Delta \dot{U}_* = Z_d \dot{I}_d / \dot{U}_d = Z_b \dot{I}_b / \dot{U}_b, \quad (12-9)$$

где Z_d , \dot{U}_d и \dot{I}_d — действительные сопротивление, напряжение и ток исходной сети; Z_b , \dot{U}_b и \dot{I}_b — те же параметры сети, приведенные к базисным условиям.

Учитывая, что при равенстве мощностей $\dot{I}_b / \dot{I}_d = \dot{U}_d / \dot{U}_b$, из (12-9) найдем:

$$Z_b = Z_d (\dot{U}_b / \dot{U}_d)^2.$$

Полагая вектор напряжения совмещенным с осью вещественных значений, будем иметь:

$$R_b = R_d (U_b / U_d)^2; \quad X_b = X_d (U_b / U_d)^2; \quad B_b = B_d (U_d / U_b)^2. \quad (12-10)$$

При расчетах, не требующих большой точности, отношение U_d / U_b принимают равным отношению номинальных напряжений автотрансформаторов и трансформаторов, разделяющих линии различных напряжений. При более точных расчетах это отношение должно соответствовать действительному коэффициенту трансформации этих трансформаторов.

Заметим, что зарядная мощность линии не изменяется при приведении к базисному напряжению, поэтому ее можно определять, не пересчитывая проводимость, т. е. непосредственно по U_d . Сопротивления трансформаторов, входящих в схему, также можно определять непосредственно по номинальному напряжению обмоток, присоединенных к той сети, напряжение которой принято за базисное.

После того как все элементы схемы приведены к базисным условиям, расчет сети выполняют аналогично описанному выше для сетей одного напряжения. Распределения мощностей во всех звеньях сети, полученные в результате расчета, являются действительными и пересчету не подлежат.

Если коэффициенты трансформации автотрансформаторов или трансформаторов, связывающих параллельные линии различных напряжений на их концах a и b , неодинаковы, то в распределение мощностей вносится поправка за счет циркуляции в замкнутой схеме уравнительной мощности, обусловленной наличием в сети продольной э. д. с. из-за разности первичных (или вторичных) напряжений этих трансформаторов при холостом ходе. Величина продольной э. д. с. (совмещенной с осью вещественных значений) равна разности действительных напряжений трансформаторов a и b , т. е.

$$\Delta E = U_a - U_b = U_b \left(\frac{U_a}{U_b} - 1 \right).$$

При отнесении э. д. с. к базисному напряжению

$$\Delta E_6 = U_6 \left(\frac{U_a}{U_b} - 1 \right) = U_6 \left(\frac{k_{гра}}{k_{гpb}} - 1 \right), \quad (12-11)$$

где $k_{гра}$ и $k_{гpb}$ — коэффициенты трансформации трансформаторов связи, установленных в пунктах a и b сети.

Поправка вводится по принципу наложения уравнительной мощности на полученное ранее предварительное распределение мощностей по звеньям сети.

Напряжение в интересующих точках схемы определяется после получения окончательного распределения мощностей в сети, выполненного с учетом потерь мощности. Определять напряжение можно как по действительным параметрам сети, так и по приведенным

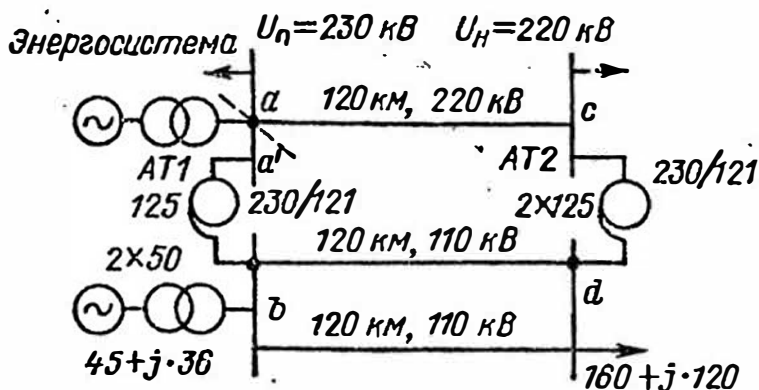


Рис. 12-14. Схема замкнутой сети двух напряжений (к примеру 12-3)

величинам, переход от которых к действительным значениям производится через коэффициенты трансформации трансформаторов или автотрансформаторов связи.

Пример 12-3. Найти распределение мощностей в замкнутой сети двух номинальных напряжений 220 и 110 кВ, изображенной на рис. 12-14,

и определить напряжение на шинах 110 кВ приемной подстанции. Нагрузки на схеме и в примере в МВт и Мвар, напряжения в кВ, длины в км. Исходные данные по сети приведены ниже.

Линия электропередачи 220 кВ: провода АС-330/43; $d = 25,2$ мм; $D_{ср} = \sqrt[3]{7,6 \cdot 6,5 \cdot 10} = 8$ м; $R = 0,087 \cdot 120 = 10,4$ Ом; $X = 0,418 \cdot 120 = 50$ Ом; $B = 2,7 \cdot 10^{-6} \cdot 120 = 325 \cdot 10^{-6}$ См; $Q_B = 220^2 \cdot 325 \cdot 10^{-6} = 16$ Мвар; $Q_B/2 = 8$ Мвар.

Линии электропередачи 110 кВ (на каждую цепь): провода АС-150/24; $d = 17,1$ мм; $D_{cp} = 1,26 \cdot 3,2 = 4$ м; $R = 0,194 \cdot 120 = 23$ Ом; $X = 0,4 \cdot 120 = 48$ Ом; $B = 2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 120 = 340 \cdot 10^{-6}$ См; $Q_B = 110^2 \cdot 340 \cdot 10^{-6} \approx 4$ Мвар. Зарядная мощность каждого конца двухцепной линии $2Q_B/2 = 4$ Мвар.

Автотрансформаторы: тип АТДЦТН-125 000/230; мощность обмоток ВП и СП 125 МВ·А, обмотки ПП 63 МВ·А; напряжение 230/121 ± ± 12%/11 кВ; u_k : ВП—СП 11%, ВП—ПП 31%, СП—ПП 19%. Проводимости и активное сопротивление автотрансформаторов в расчет не принимаются.

Нагрузки и мощность электростанций. Нагрузка на шинах 110 кВ приемной подстанции $160 + j \cdot 120$. Установленная мощность электростанции b 2×25 МВт; станция работает по заданному графику и выдает в сеть (за вычетом нагрузки собственных нужд) $45 + j \cdot 36$ МВ·А. Сеть в точке a присоединена к энергосистеме неограниченной мощности; рабочее напряжение на шинах 220 кВ энергосистемы 230 кВ.

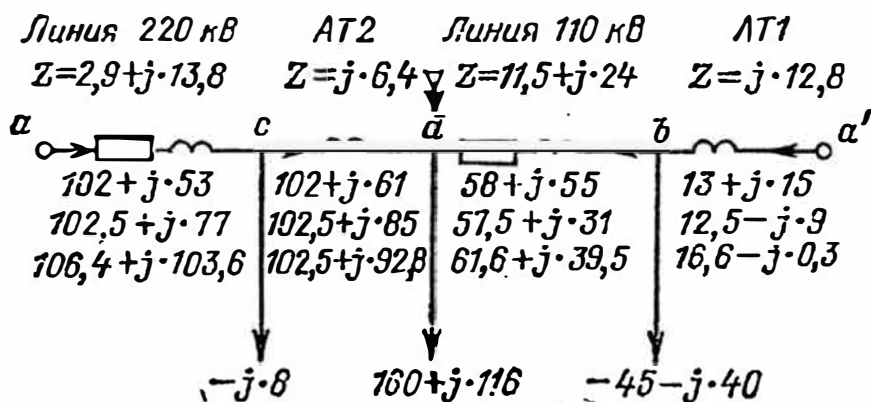


Рис. 12-15. Преобразованная схема кольцевой сети рис. 12-14 с указанием распределения мощностей в звеньях схемы

Решение. За базисное напряжение примем напряжение сети 110 кВ. Пересчет сопротивлений звеньев сети произведем по номинальному коэффициенту трансформации автотрансформаторов.

1. *Определение расчетных сопротивлений звеньев схемы.*

Автотрансформаторы: реактивное сопротивление каждого автотрансформатора, приведенное к стороне 110 кВ:

$$X_{гр} = \frac{11 \cdot 121^2}{100 \cdot 125} \approx 12,8 \text{ Ом} \quad X_{гр}/2 = 6,4 \text{ Ом.}$$

Линии 110 кВ (две цепи):

$$Z_{bd} = 11,5 + j \cdot 24 \text{ Ом.}$$

Линия 220 кВ: сопротивления, приведенные к стороне 110 кВ:

$$Z_{ac} = (10,4 + j \cdot 50) \cdot (121/230)^2 = 2,9 + j \cdot 13,8 \text{ Ом.}$$

Данные наносим на схему рис. 12-15.

2. *Определение расчетных нагрузок.*

Нагрузка на шинах 220 кВ приемной подстанции (половина зарядной мощности линии) $-j \cdot 8$ Мвар. Разделим эту нагрузку между точками a и d схемы. В точке d нагрузка

$$Q_{dc} = \frac{-j \cdot 8 \cdot (2,9 + j \cdot 13,8)}{2,9 + j \cdot 20,2} = -j \cdot 6 \text{ Мвар,}$$

а в точке a нагрузка $Q_{ac} = -j \cdot 2$ Мвар.

Нагрузка на шинах 110 кВ приемной подстанции с учетом зарядной мощности линии 110 кВ

$$\dot{S}_d = 160 + j \cdot 120 - j \cdot 4 = 160 + j \cdot 116.$$

То же, с учетом перенесенной нагрузки из точки c :

$$\dot{S}'_d = 160 + j \cdot 116 - j \cdot 6 = 160 + j \cdot 110.$$

Принимаем генерируемую мощность электростанции b как отрицательную нагрузку. Тогда нагрузка узла b с учетом зарядной мощности линий будет:

$$\dot{S}_b = -45 - j \cdot 36 - j \cdot 4 = -45 - j \cdot 40.$$

3. Нахождение распределения мощностей в схеме без учета потерь мощности.

Разрезав кольцевую сеть по источнику питания нагрузок в точке a , получим линию с двусторонним питанием с питающими пунктами a и a' (рис. 12-15). По правилам, изложенным в § 8-2, исходя из допущения равенства напряжения в сети (т. е. без потерь мощности в линиях), найдем распределение потоков мощности в звеньях схемы.

Мощность, вытекающая из питающего пункта a :

$$\dot{S}_a = \frac{(160 + j \cdot 110)(11,5 + j \cdot 36,8) - (45 + j \cdot 40) \cdot j \cdot 12,8}{14,4 + j \cdot 57} = 102 + j \cdot 55$$

или с учетом возврата части зарядной мощности линии ($-j \cdot 2$ Мвар) из точки a в точку b :

$$\dot{S}'_a = 102 + j \cdot 55 - j \cdot 2 = 102 + j \cdot 53.$$

$$\dot{S}_{a'} = \frac{(16 + j \cdot 110) \cdot (2,9 + j \cdot 20,2) - (45 - j \cdot 40) \cdot (14,4 + j \cdot 44,2)}{14,4 + j \cdot 57} = 13 + j \cdot 15.$$

Результаты наносим на схему рис. 12-15 и находим потоки мощности во всех звеньях сети.

Из данных схемы видно, что полученное распределение мощности между линиями 220 и 110 кВ не является оптимальным: линия 220 кВ оказалась слабо нагруженной (0,92 А/мм), тогда как линии 110 кВ нагружены по току выше экономической плотности (1,4 А/мм). Целесообразно часть реактивной мощности с ВЛ 110 кВ передать на ВЛ 220 кВ, что можно сделать, изменив коэффициент трансформации автотрансформаторов приемной подстанции.

Примем предельно возможный коэффициент трансформации АТ равным $k_{тр} = 230/121 \cdot 1,12 = 230/136$. Продольная э. д. с., действующая в замкнутой сети, обязанная неравенству коэффициентов трансформации по концам схемы, согласно формуле (12-11), будет

$$\Delta E = 110 \cdot (136/121 - 1) = 13,2 \text{ кВ.}$$

Уравнительный ток в цепи:

$$I_{ур} = \frac{13,2}{\sqrt{3} \cdot (14,4 + j \cdot 57)} = 0,032 - j \cdot 0,125 \text{ кА.}$$

Уравнительная мощность $\dot{S}_{ур} = \sqrt{3} U_n \dot{I}_{ур}^* = \sqrt{3} \cdot 110 \cdot (0,032 - j \cdot 0,125) = 0,5 + j \cdot 24$.

Распределение мощностей с учетом уравнительной нанесем на схему рис. 12-15 (вторая строчка сверху). Как видно, распределение нагрузки в линиях значительно улучшилось (плотность тока в линии 220 кВ 1,02 А/мм и в линии 110 кВ 1,14 А/мм).

4. Определение окончательного распределения мощностей в схеме с учетом потерь мощности.

Потери мощности в линии 220 кВ (по приведенным параметрам):

$$\Delta \dot{S}_{220} = \frac{102,5^2 + 77^2}{110^2} \cdot (2,9 + j \cdot 13,8) = 3,9 - j \cdot 18,8.$$

То же в линиях 110 кВ:

$$\Delta \dot{S}_{110} = \frac{57,5^2 + 31^2}{110^2} \cdot (11,5 + j \cdot 24) = 4,1 + j \cdot 8,5.$$

Потери мощности в автотрансформаторах по формуле (11-10):

$$\Delta Q_{cd} = \frac{11}{100} \cdot \frac{102,5^2 + 85^2}{2 \cdot 125} = 7,8 \text{ Мвар};$$

$$\Delta Q_{a'b} = \frac{11}{100} \cdot \frac{12,5^2 + 9^2}{125} = 0,2 \text{ Мвар}.$$

Окончательное распределение мощностей дано в третьей строчке схемы рис. 12-15.

5. *Определение напряжения на шинах 110 кВ приспичной подстанции.*

Напряжение на шинах 220 кВ подстанции при заданном рабочем напряжении на передающем конце линии 230 кВ:

$$\dot{U}_{220} = 230 - \frac{106,4 \cdot 10,4 + 103,6 \cdot 50}{230} - j \cdot \frac{106,4 \cdot 50 - 103,6 \cdot 10,4}{230} = 202,7 - j \cdot 18,4.$$

Модуль напряжения $U_{220} = 203$ кВ.

Напряжение на шинах 110 кВ, приведенное к первичной стороне автотрансформатора:

$$X_{\text{TP}220} = 6,4 \cdot \frac{230^2}{121^2} = 23,1 \text{ Ом}.$$

$$\dot{U}_{110} = 203 - \frac{92,8 \cdot 23,1}{230} - j \cdot \frac{102,5 \cdot 23,1}{230} = 193,7 - j \cdot 10,3.$$

Модуль напряжения $U'_{110} \approx 194$ кВ.

Действительное напряжение на шинах 110 кВ:

$$U_{110} = \frac{194 \cdot 136}{230} \approx 115 \text{ кВ}.$$

Коэффициент мощности на шинах 220 кВ энергосистемы:

$$\text{tg } \varphi = \frac{103,6 - 0,3}{106,4 + 16,6} = 0,84; \quad \cos \varphi = 0,77;$$

к. п. д. электропередачи:

$$\eta = \frac{160}{106,4 + 45 + 16,6} = 0,95.$$

ГЛАВА ТРИНАДЦАТАЯ

РЕЖИМЫ РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ В СОСТАВЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

13-1. Общие сведения о работе электрических систем

Потребление электрической энергии непрерывно изменяется в течение суток и года. Изменение нагрузки во времени (график нагрузки) для разных групп потребителей (промышленность, коммунальная нагрузка, осветительная, бытовая) не одинаково.

В зависимости от характера присоединенных потребителей суммарные графики нагрузки отдельных районов энергосистемы, где расположены электростанции, отличаются друг от друга, и сумма их максимумов больше максимума нагрузки системы. Поэтому объединение электростанций посредством электрических сетей в рамках электрической системы дает последней весьма значи-

тельные преимущества по сравнению со способом производства электроэнергии изолированными, не связанными между собою электростанциями.

Суточные и сезонные максимумы нагрузок энергетических систем, расположенных на обширных территориях страны, также не совпадают во времени: в одних системах они наступают раньше, в других позже. Объединение электрических систем на совместную работу линиями межсистемной связи дает дополнительные экономические преимущества, обеспечивая взаимный обмен мощностями между энергосистемами для покрытия максимумов нагрузки.

Объединение электростанций и энергосистем на совместную работу по производству и распределению электрической энергии дает ряд крупных преимуществ по сравнению с работой отдельных электростанций, не связанных между собою. Главнейшими из них являются:

снижение максимума нагрузки энергосистем по сравнению с суммой максимумов отдельных (изолированных) электростанций;

снижение суммарного максимума нагрузки электрических систем из-за сдвига во времени наступления максимумов нагрузки в отдельных энергосистемах (долготный и широтный эффекты);

укрупнение единичных мощностей агрегатов на электростанциях путем установки в объединенных системах генераторов мощностью по 500—800 МВт и более;

уменьшение резерва мощности в объединениях, который в данном случае является общим для всех электростанций;

экономически целесообразное распределение нагрузок между электростанциями с преимущественным использованием наиболее экономичного оборудования тепловых электростанций в основе (базисе) графика нагрузки, а гидроэлектростанций для покрытия пиков нагрузки;

обеспечение работы атомных электростанций с большим числом часов использования их мощности;

облегчение условий работы энергосистем при авариях и ремонтах в результате взаимопомощи.

Объединение электростанций и энергосистем вместе с тем вносит и ряд усложнений в управление электрохозяйством и его эксплуатацию. К числу важнейших задач, относящихся к ведению режима работы объединений, относятся:

а) регулирование частоты и активной мощности электростанций;

б) регулирование напряжения и реактивной мощности в электрической системе;

в) экономическое распределение активной и реактивной мощностей между электростанциями, обеспечивающее высокую экономичность работы энергосистем при наименьших потерях электрической энергии в сетях;

г) обеспечение устойчивости параллельной работы генераторов электростанций, соединенных друг с другом линиями электропередачи большой протяженности;

д) ликвидация ненормальных режимов в системе и т. д.

Рассмотрим здесь кратко некоторые из указанных задач.

Качество электрической энергии, передаваемой потребителю, в большой степени зависит от стабильности частоты переменного тока. Значительное отклонение частоты от ее номинального значения (50 Гц) нарушает технологический процесс некоторых сложных производственных механизмов (бумагоделательные, текстильные машины и др.). Снижение частоты вызывает уменьшение скорости вращения электродвигателей, а известно, что с уменьшением этой скорости производительность механизмов снижается пропорционально либо первой степени изменения числа оборотов (металло-режущие станки, мельницы), либо третьей или даже более высокой степени (вентиляторы, центробежные насосы и др.). Большое снижение частоты настолько уменьшает производительность ответственных механизмов собственных нужд электростанций (циркуляционных и питательных насосов, дутьевых вентиляторов, дымососов), что нарушается работа всей электростанции.

Снижение частоты в электрической системе происходит в тех случаях, когда присоединенная к системе активная нагрузка потребителей оказывается больше располагаемой активной мощности электростанций. След-

дует заметить при этом, что изменение частоты происходит одновременно и одинаково во всей энергосистеме или объединении систем.

При снижении частоты активная нагрузка системы падает из-за снижения производительности механизмов. В результате наступает новое состояние равновесия (баланс) между выработкой и потреблением активной мощности, но уже при сниженной частоте и нагрузке.

Снижение частоты вызывает существенный рост реактивной нагрузки потребителей из-за увеличения магнитной индукции в асинхронных двигателях и трансформаторах (увеличение намагничивающего тока) и приводит к снижению напряжения в электрических сетях.

На рис. 13-1 представлены зависимости изменения активной P и реактивной Q нагрузок от частоты f в системе с преимущественно промышленной нагрузкой.

Для поддержания нормальной частоты в системе (или ОЭС) на уровне $50 \pm 0,1$ Гц активная мощность автоматически регули-

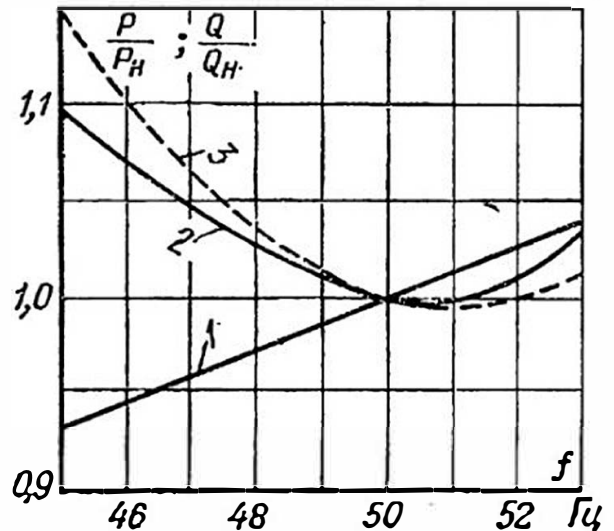


Рис. 13-1. Зависимость активной P и реактивной Q мощностей нагрузки от частоты f

1 — P/P_n для сети 110 и 6 кВ; 2 и 3 — Q/Q_n соответственно для сетей 110 и 6 кВ

руется на одной из крупных электростанций системы. Эта, регулирующая частоту, станция работает по ориентировочному графику нагрузки, в то время как остальные станции работают по заданному графику, исходя из экономического распределения мощности между ними. При необходимости в помощь электростанции, регулирующей частоту, выделяют одну-две станции, работающие по скользящему графику нагрузки.

В объединенных энергетических системах обязанности ведущей по частоте возлагают на наиболее мощную из энергосистем, входящих в ОЭС. Остальные энергосистемы оказывают только помощь в регулировании частоты и перетоков мощности в линиях межсистемной связи.

Экономическое распределение активной мощности между электростанциями главным образом определяется экономичностью работы самих электростанций, так как влияние потерь электрической энергии в линиях внутрисистемной связи сбалансированных систем относительно невелико. В объединенных энергосистемах при значительных перетоках мощности по межсистемным связям учет потерь энергии в сетях при определении экономического распределения активной мощности между станциями становится необходимым.

При распределении генерации реактивной мощности прежде всего исходят из обеспечения расчетных уровней напряжения в узловых точках и отдельных районах электрических сетей. Как правило, экономически целесообразно полное использование компенсирующих установок — синхронных компенсаторов и батарей конденсаторов, поскольку они обычно расположены в центрах нагрузок и оказывают существенное влияние на экономичность работы сетей.

В замкнутых сетях, при наличии параллельных неоднородных линий одного или различных номинальных напряжений, токи в них распределяются обратно пропорционально полному, а не активному сопротивлению, как бы это было необходимо для экономичности их работы. Для снижения потерь электрической энергии в таких сетях реактивную мощность перераспределяют между линиями путем соответствующего подбора ответвлений на автотрансформаторах связи, а иногда и путем разделения параллельных цепей. Радикальным решением повышения экономичности работы неоднородных линий в кольцевых сетях является установка автотрансформаторов с п о п е р е ч н ы м р е г у л и р о в а н и е м н а п р я ж е н и я, что дает возможность перераспределения не только реактивной, но и активной мощности.

13-2. Регулирование напряжения и реактивной мощности

Как уже упоминалось в § 7-1, основным потребителем реактивной мощности в электрической системе являются асинхронные электродвигатели и трансформаторы. При номинальном напряжении на зажимах электродвигателей только намагничивающая их

мощность составляет примерно две трети всей реактивной мощности системы; остальная часть расходуется в реактивных сопротивлениях линий электропередачи, трансформаторов, электродвигателей и других приемников электрической энергии.

Величина потребляемой реактивной мощности зависит от уровня напряжения в электрических сетях. При снижении напряжения в каком-либо пункте сети реактивная мощность, потребляемая нагрузкой, вначале уменьшается главным образом ввиду уменьшения намагничивающей мощности асинхронных двигателей и трансформаторов. Но дальнейшее снижение напряжения (на 20% и более) приводит к тому, что сильнее начинают сказываться возрастание потерь реактивной мощности в реактивных сопротивлениях асинхронных электродвигателей, трансформаторов и линий передачи, а также снижение зарядной мощности последних. А это влечет за собой еще большее увеличение потерь напряжения в сети и, как следствие, остановку электродвигателей и нарушение нормального электроснабжения. Этот процесс носит название лавины напряжения.

С изменением напряжения, хотя и в меньшей степени, изменяется и активная мощность нагрузки, главным образом, за счет изменения потребления ее бытовыми приборами и дугowymi печами.

На рис. 13-2 приведены кривые, характеризующие изменение активной P и реактивной Q мощностей в зависимости от величины напряжения U в сетях с преимущественно промышленной нагрузкой.

Снижение напряжения может быть как общее по системе из-за недостатка реактивной мощности (например, при перегрузке генераторов по активной мощности), так и местное, в отдельных пунктах электрических сетей (например, при отключении одной из параллельно работающих линий, или при питании потребителей по линиям с малой пропускной способностью, не соответствующей присоединенной к ним нагрузке).

Из рассмотрения зависимости $Q = f(U)$ рис. 13-2 видно, что для восстановления исходного уровня напряжения после его снижения потребуется передача к потребителям дополнительной реактивной мощности, с доведением ее величины до уровня, соответствующего потреблению электроприемниками при нормальном

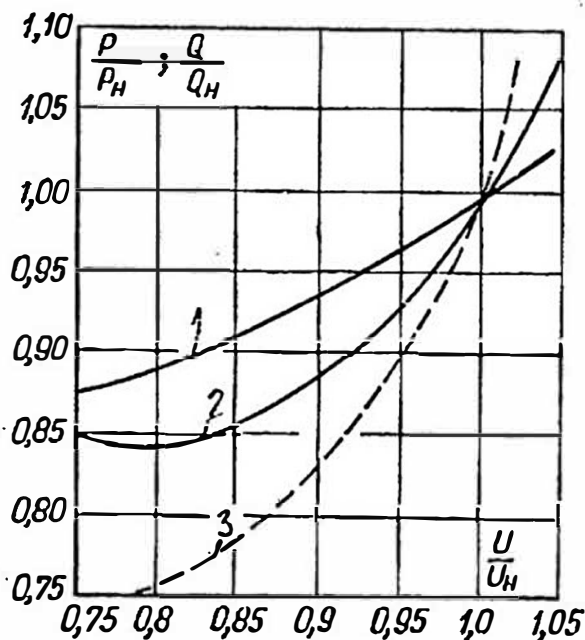


Рис. 13-2. Зависимость активной P и реактивной Q мощностей нагрузки от напряжения

1 — P/P_n для сети 110 кВ; 2 и 3 — Q/Q_n соответственно для сетей 110 и 6 кВ

(исходном) напряжении. Дополнительная реактивная мощность должна быть получена за счет повышения ее генерации на генераторах электростанций и синхронных компенсаторах. Очевидно, что при общем снижении напряжения в системе его восстановление возможно только при наличии достаточного резерва реактивной мощности в генераторах, синхронных компенсаторах и других источниках реактивной мощности. Повышение напряжения у потребителей при местном его снижении осуществимо при наличии средств регулирования напряжения на приемных подстанциях или на передающем конце питающих нагрузку линий. Дополнительная реактивная мощность, необходимая электроприемникам при повышении напряжения, в этом случае будет получена путем перераспределения ее в системе за счет некоторого общего снижения напряжения в сетях или за счет использования резерва реактивной мощности генераторов электростанций.

Для поддержания надлежащего уровня напряжения в электрических сетях осуществляется систематический контроль за напряжением. На электростанциях и в узловых точках питающих сетей контроль осуществляет диспетчерский персонал системы. Регулирование напряжения в этих пунктах обеспечивается перераспределением выработки реактивной мощности и изменением коэффициентов трансформации автотрансформаторов связи.

Напряжение на шинах подстанций, питающих распределительные сети, контролируется диспетчерским персоналом сетей. Регулируют напряжение изменением коэффициента трансформации трансформаторов с РПН, устанавливая постоянный или изменяющийся во времени общий уровень напряжения для всех потребителей, присоединенных к шинам данной подстанции. Такой способ регулирования называется **централизованным**.

Суточный график регулируемого напряжения при централизованным регулированием задают с таким расчетом, чтобы отклонение напряжения у приемников в любое время суток находилось в пределах допустимых значений. Это приводит к необходимости осуществлять так называемое **встречное регулирование** напряжения, при котором на шинах электростанции и на вторичных шинах подстанций с первичным напряжением 35 кВ и выше в часы максимума нагрузки поддерживают повышенное, а в часы минимума нагрузки — пониженное напряжение. Это компенсирует увеличение потери напряжения в сети при максимальных нагрузках и уменьшение — при минимальных.

В нормальном режиме работы энергосистемы на шинах электростанций и на шинах вторичного напряжения подстанций должно быть обеспечено встречное регулирование напряжения в пределах от 0 до $\pm 5\%$ от номинального напряжения сети. Отнесение этих величин к номинальному напряжению шин $U_{н.ш}$, которое принимается на 5% выше номинального напряжения питаемой сети, показывает, что в режиме максимальных нагрузок напряжение на шинах питающего центра должно поддерживаться на уровне

номинального, а в режиме минимальных нагрузок — до 5% ниже номинального напряжения шин (рис. 13-3).

В тех случаях, когда на центре питания (ЦП) находится дежурный персонал или имеется автоматическое устройство для регулирования напряжения с компенсацией потери напряжения в сети в зависимости от величины нагрузки, график напряжения на шинах ЦП будет, изменяясь ступенями, непрерывно следовать за изменениями графика нагрузки.

Естественно, что централизованное регулирование напряжения может быть эффективным только в том случае, если все потребители регулируемых шин ЦП имеют идентичные суточные графики нагрузки. Поэтому потребители с отличным от общего графиком нагрузки должны иметь, кроме того, местное регулирование напряжения.

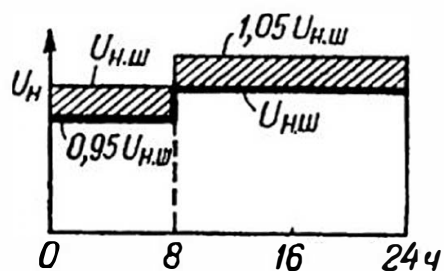


Рис. 13-3. Двухступенчатый суточный график напряжения на шинах центра питания при встречном регулировании напряжения

13-3. Способы и средства регулирования напряжения в электрических сетях

Регулирование напряжения в электрических сетях можно осуществлять, изменяя:

- а) напряжение генераторов электростанций;
- б) коэффициент трансформации трансформаторов и автотрансформаторов;
- в) параметры питающей сети;
- г) величину реактивной мощности, протекающей по сети.

Применением перечисленных способов обеспечивается централизованное регулирование напряжения, однако последние три из них могут быть применены и для местного регулирования.

Рассмотрим подробнее способы регулирования напряжения, применяемые в электрических сетях.

Регулирование напряжения в сетях генераторами электростанций

Генераторы электростанций энергетических систем работают на общую электрическую сеть и поэтому режим их работы подчинен общим требованиям, предъявляемым к электрическим системам. Так, например, исходя из условия обеспечения расчетного уровня напряжения в узловых точках электрических сетей, электростанциям наряду с заданием по выработке активной мощности задаются также графики генерации реактивной мощности: максимальной — в утренний и вечерний максимумы активной нагрузки и минимальной — в ночное время.

Генераторы, работающие в блоках с повышающими трансформаторами, не имеют непосредственной связи с распределительными сетями генераторного напряжения, а нагрузка собственных нужд, как правило, питается через трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой. Поэтому широкое изменение генерации реактивной мощности ими и связанное с этим значительное изменение напряжения на зажимах генераторов не вызывают особых затруднений. Обычно на блочных генераторах используют полный возможный предел изменения напряжения в соответствии с ПТЭ: от -5% до $+10\%$ U_n .

На генераторах, работающих на шины генераторного напряжения с присоединенной к ним распределительной сетью, напряжение регулируется в меньших пределах, так как глубокое изменение напряжения оказалось бы неприемлемым для потребителей. При регулировании реактивной мощности на этих генераторах по заданному графику нагрузки системы уровень напряжения на шинах, необходимый для нормальной работы потребителей, достигается изменением коэффициента трансформации трансформаторов с РПН, связывающих генераторы с сетью ВН.

В тех случаях, когда трансформаторы связи генераторов с сетью ВН не имеют РПН, регулирование напряжения на шинах генераторного напряжения производится изменением возбуждения генераторов, с одновременным (автоматическим) изменением их реактивной мощности. Регулирование — встречное и осуществляется по суточному графику напряжения, задаваемому диспетчером электрических сетей.

Регулирование напряжения изменением коэффициента трансформации трансформаторов

Городские и сельские распределительные сети напряжением 6—10 кВ, как правило, оборудованы трансформаторами небольшой мощности (до 400—630 кВ·А), у которых коэффициент трансформации в пределах $\pm 5\%$ изменяется переключением ответвлений обмотки ВН при отключенном от сети трансформаторе, т. е. без возбуждения трансформатора (ПБВ). Поэтому коэффициент трансформации этих трансформаторов изменяют только либо при изменении схемы электроснабжения, либо при переходе от сезонных максимальных нагрузок к минимальным и наоборот, т. е. осуществляется сезонное регулирование. Суточное регулирование напряжения в этих сетях возлагается на ЦП. Надлежащий коэффициент трансформации на длительный сезонный период выбирают, исходя из уровня напряжения на шинах ЦП и потери напряжения в распределительной сети (см. § 6-1).

Для обеспечения централизованного суточного регулирования напряжения на подстанциях, питающих распределительные сети, устанавливают трансформаторы с РПН, переключение ответвлений у которых производится без перерыва электроснабжения потреби-

телей. Трансформаторы снабжаются аппаратурой автоматического регулирования — регуляторами напряжения, которые входят в комплектную поставку. Регуляторы напряжения могут быть настроены как для осуществления встречного регулирования (с компаундированием тока нагрузки измерительного органа регулятора), так и для стабилизации напряжения на заданном уровне.

Встроенные регулировочные устройства в трансформаторах напряжением 35—330 кВ размещаются в нейтрали обмоток ВН. Диапазон регулирования напряжения $\pm 12\%$ или $\pm 16\%$ номинального напряжения, ступенями по 1,5 или 1,78%. Трехобмоточные трансформаторы 110 и 220 кВ изготавливаются с РПН только на обмотке ВН, а обмотка СН имеет ответвления для изменения коэффициента трансформации $\pm 2 \times 2,5\% U_n$, переключаемые без возбуждения трансформатора (ПБВ). Поэтому в тех случаях, когда характеры суточных графиков нагрузки на НН и СН неодинаковы, последовательно с обмоткой СН включают линейные регулировочные автотрансформаторы.

В качестве примера на рис. 13-4 приведена схема регулирования напряжения для трансформатора 110 кВ с диапазоном регулирования $\pm 16\%$ номинального напряжения.

Обмотка ВН трансформатора состоит из нерегулируемой части обмотки Ab , ступени грубой регулировки bc и регулировочной обмотки de из 9 ступеней. Каждая ступень регулировочной обмотки содержит 1,78% витков общего числа витков обмотки Ac . Ступень грубого регулирования по числу витков равноценна регулировочной обмотке.

В положении, изображенном на схеме (рис. 13-4), трансформатор работает на втором ответвлении, т. е. с высоким коэффициентом трансформации: кроме нерегулируемой части обмотки, включены ступень грубой регулировки и 8 ступеней регулировочной обмотки. Избиратель нечетных ступеней находится в положении 1, током не обтекается и готов к переходу на новую ступень. При получении команды снизить коэффициент трансформации (движение избирателей по стрелкам) избиратель начинает переход со ступени 1 на ступень 3. Одновременно контактор получает импульс на подготовку к переключению с K_2 на K_1 , аккумулируя энергию в пружине. После перехода избирателя в положение 3 пружина почти мгновенно ($\leq 0,15$ с) перебрасывает контактор с K_2 на K_1 . Ток нагрузки в процессе переключения контактора проходит через активное сопротивление R_2 , а витки 2—3 регулируемой обмотки замыкаются через $R_1 + R_2$.

В новом положении избиратель четных ступеней без тока и готов к переходу на другую ступень, а контактор к переходу на K_2 .

При дальнейшем снижении коэффициента трансформации процесс протекает аналогично описанному, пока избиратели не достигнут положений 9 и 10. В этом состоянии трансформатор будет работать с о с н о в н ы м коэффициентом трансформации (т. е. на ответвлении $\pm 0\%$). Затем в процессе дальнейшего снижения коэффициента трансформации избиратель нечетных ступеней с 9 перейдет в положение 1, контактор в положение K_1 , а переключатель замкнет кон-

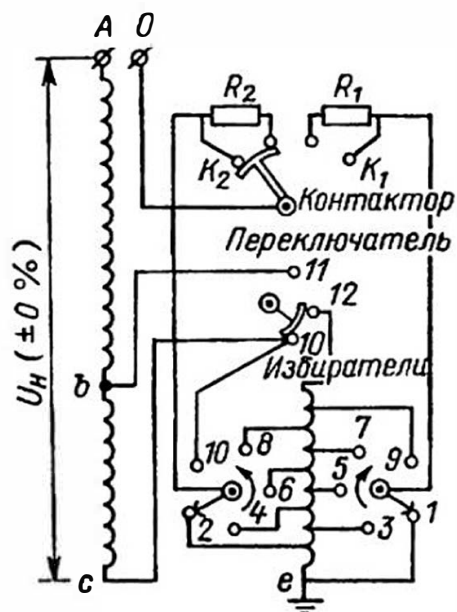


Рис. 13-4. Схема регулирования напряжения трансформатора с РПН (для одной фазы)

такты 11—12. Ступень грубого регулирования из работы будет исключена, а вся регулировочная обмотка de будет подключена непосредственно к нерегулируемой части Ab . После этого следует новое прохождение каждого избирателя в означенном на рисунке направлении до полного исключения из работы витков регулировочной обмотки (ответвление —16%).

При увеличении коэффициента трансформации переключения будут идти в обратном порядке.

Трехобмоточные автотрансформаторы 220—330 кВ выпускаются со встроенными устройствами РПН для регулирования напряжения на стороне СН в линии. Диапазон регулирования $\pm 12\%$ ступенями не более $2\% U_{нн}$.

На рис. 13-5 приведена схема регулирования для одной фазы трехфазного автотрансформатора 330/110 кВ.

Переключение ответвлений происходит в следующем порядке. При переходе со ступени a на ступень b сначала размыкается рабочий контакт 1, затем вспомогательный контакт 2 (ток нагрузки протекает через левое сопротивление R), далее замыкается дугогасительный контакт 3', образуя мост (уравнительный ток протекает через оба сопротивления R и R'), и вслед за этим размыкается дугогасительный контакт 3, переводя ток нагрузки на правое плечо; после замыкаются последовательно контакты 2' и 1', чем и создается новое рабочее положение. Переход с ответвления b на ответвление a происходит в аналогичном порядке.

Изменение коэффициента трансформации между ВН и СН переключением ответвлений в линии СН не изменяет соотношения

напряжений между обмотками ВН и НН. Поэтому автотрансформаторы такой конструкции имеют большие эксплуатационные преимущества перед автотрансформаторами с регулированием напряжения в нейтрали общей обмотки. В последнем случае, как известно, при переключении ответвлений происходит одновременное изменение числа витков обмоток ВН и СН, что приводит к изменению соотношения напряжений между обмотками ВН и НН: при увеличении напряжения на обмотке СН напряжение на обмотке НН уменьшается и, наоборот, при снижении напряжения обмотки СН напряжение обмотки НН увеличивается. Это приводит к невозможности присоединения нагрузки к обмотке НН без установки последовательно с ней линейного регулировочного автотрансформатора даже при совпадении графиков нагрузок на обмотках СН и НН.

Линейные регулировочные автотрансформаторы мощностью 16—100 МВ·А напряжением 6—35 кВ,

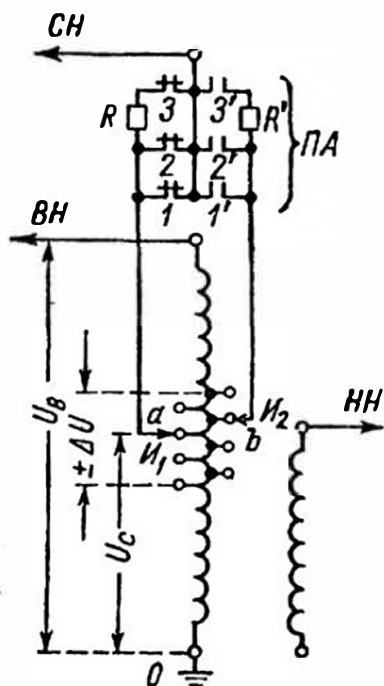


Рис. 13-5. Схемы регулирования напряжения автотрансформаторов 220—330/110 кВ

ПА — переключатель ответвлений с активными сопротивлениями R , R' ; I_1 , I_2 — избиратели ступеней

а также 63—125 МВ·А 110 кВ предназначены для установки последовательно с нерегулируемыми обмотками трансформаторов, а также непосредственно в линиях электропередачи.

На рис. 13-6 дана схема одной фазы линейного трехфазного регулировочного автотрансформатора 10—35 кВ типа ЛТДН с реверсированием регулировочной обмотки. Диапазон регулирования линейных автотрансформаторов $\pm 15\% U_{н}$.

От регулировочной автотрансформаторной обмотки AT через избиратели ступеней $И_1$ и $И_2$ питается обмотка возбуждения B последовательного трансформатора $ПТр$. В последовательной обмотке этого трансформатора, включенной в расщепку линии, наводится добавочная э. д. с., величина которой зависит от положения избирателей на регулировочной обмотке, а направление — от положения переключателя ее реверсирования $ПР$.

В положении, данном на рис. 13-6, отрегулированное напряжение выше подведенного. Ток, питающий обмотку возбуждения последовательного трансформатора, проходит через ветви реактора P в противоположных направлениях, вследствие чего результирующий магнитный поток в реакторе очень мал и его сопротивление незначительно.

При снижении напряжения в линии контактор K_1 кратковременно прерывает цепь избирателя $И_1$ и последний переходит на одну ступень в направлении контакта 9. Вслед за этим аналогично происходит переход избирателя $И_2$ на тот же контакт. В процессе перехода избирателей обмотка возбуждения питается через одну ветвь реактора P , а витки между соседними ступенями регулировочной обмотки замыкаются через последовательно включенные обе ветви реактора P .

После достижения последней ступени 9 (что соответствует регулированию $\pm 0\% U_{н}$) переключатель реверса $ПР$ переходит в положение 3, а избиратели, вращаясь по кругу, в положение 1. Направление э. д. с. в последовательной обмотке изменится на обратное, и процесс дальнейшего снижения напряжения будет протекать, как описано выше, с переходом избирателей от контакта 1 к контакту 9.

Повышение напряжения в линии идет обратным порядком.

Установка линейных регулировочных автотрансформаторов (PT) 35—110 кВ непосредственно в линиях передачи позволяет обеспечить дополнительно к местному централизованное регулирование напряжения для групп потребителей, присоединенных к этим линиям. Установка PT целесообразна в начале линий, так как в этих случаях будет обеспечена передача энергии при более высоком уровне напряжения.

Для регулирования напряжения в линиях сельских электрических сетей, а также для группового или индивидуального регулирования в электроустановках промпредприятий могут быть применены линейные регулировочные автотрансформаторы малой мощности (400—630 кВ·А) напряжением 6—35 кВ или 1600—6300 кВ·А 6—10 кВ.

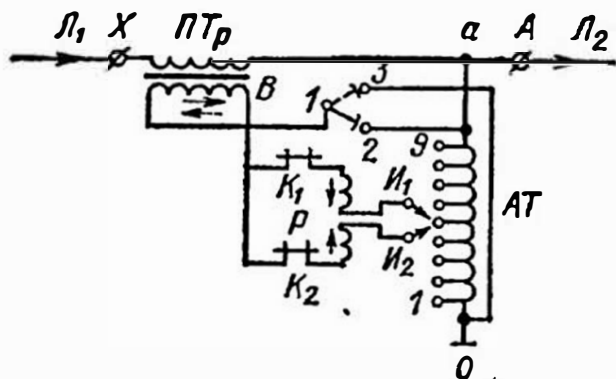


Рис. 13-6. Схема одной фазы линейного регулировочного автотрансформатора типа ЛТДН

$Л_1$ — линия регулируемого напряжения;
 $Л_2$ — линия отрегулированного напряжения

Полная эффективность регулирования напряжения изменением коэффициента трансформации может быть реализована лишь при наличии достаточного резерва реактивной мощности. Так, например, при повышении напряжения в каком-либо пункте распределительной сети путем переключения ответвлений трансформаторов реактивная мощность, потребляемая электроприемниками, увеличится, как это следует из графика рис. 13-2. Если в данном пункте сети резерв реактивной мощности отсутствует, то ее прирост будет происходить за счет передачи реактивной мощности из центра системы по линиям передачи. Потери мощности и напряжения в питающей сети увеличатся, а уровень напряжения в ней снизится. Снизится напряжение и на шинах ВЛ регулируемой подстанции, а это, в свою очередь, вызовет необходимость дальнейшего переключения ответвлений. Разумеется, что степень эффективности будет зависеть от величины образовавшегося недостатка реактивной мощности и удаленности подстанции от источников питания.

Регулирование напряжения в сетях изменением параметров сети

В некоторых пределах напряжение можно регулировать, изменяя сопротивление питающей сети. Так, если питающая сеть или ее участок состоит из нескольких параллельных линий, то, отключая в часы минимальных нагрузок одну из таких линий, можно увеличить потерю напряжения в питающей сети и тем понизить напряжение у потребителя.

Способ регулирования напряжения путем изменения сопротивления сети практически осуществим на подстанциях с несколькими трансформаторами, работающими параллельно: один или несколько из них отключают в режиме минимальных нагрузок. Такое регулирование напряжения выгодно тем, что повышает экономичность работы трансформаторов. Прибегать к подобным операциям можно, однако, лишь в том случае, если они не снижают надежности электрообеспечения. Поэтому на подстанциях с двумя трансформаторами устанавливают, как правило, автоматический ввод резерва (АВР), действующий при аварийном отключении работающего трансформатора.

Как указывалось в § 7-6, снижения реактивного сопротивления цепи и, следовательно, увеличения напряжения при максимальных нагрузках можно добиться, применяя продольную компенсацию индуктивности линии.

Напряжение на приемном конце звена линии при наличии продольной компенсации с сопротивлением X_C выражается формулой:

$$U_2 = U_1 - \frac{P_1 R + Q_1 (X - X_C)}{U_1} - j \cdot \frac{P_1 (X - X_C) - QR}{U_1}.$$

Из формулы видно, что изменением величины X_C (например, шунтированием конденсаторов при сниженных нагрузках) можно осуществлять ступенчатое регулирование напряжения сети.

Хотя продольная компенсация применима на линиях передачи всех напряжений, имеющих более или менее значительную индуктивную нагрузку, но экономически она всего эффективнее на линиях с проводами из цветного металла большого сечения или со стальными проводами всех сечений в местных сетях.

В линиях дальних передач продольную компенсацию используют для повышения их пропускной способности. Число конденсаторов в батарее для продольной компенсации определяется требуемым уровнем напряжения на приемной подстанции и максимальной нагрузкой линии. В электропередачах высокого напряжения обычно компенсируют не свыше 40—50% индуктивности линии, так как большая степень компенсации может привести к ложным действиям релейной защиты, а при известных условиях и к колебательному режиму (самораскачиванию) синхронных генераторов.

Регулирование напряжения в сетях изменением величины реактивной мощности в них

Как указывалось в § 7-3, эффективно регулировать напряжение путем изменения реактивной мощности в сети можно с помощью синхронных компенсаторов или батарей конденсаторов при включении их параллельно нагрузке.

Синхронный компенсатор (СК) устанавливают на приемной подстанции и присоединяют к шинам НН подстанции или к обмотке НН автотрансформатора. Такой компенсатор представляет собой синхронный электродвигатель и при перевозбуждении является емкостной нагрузкой для сети или, что все равно, генератором реактивной индуктивной мощности, а при недо возбуждении становится потребителем реактивной мощности.

Таким образом, изменяя возбуждение синхронного компенсатора, непосредственно влияют на величину реактивной мощности, протекающей по сети, и следовательно, на напряжение у потребителя. Покажем это на простом примере передачи мощности по радиальной линии с нагрузкой на конце и с синхронным компенсатором СК, включенным параллельно нагрузке (рис. 13-7).

Положим, для простоты, что электропередачу, изображенную на рис. 13-7, а, можно представить одним звеном с сопротивлением $R + jX$. Тогда напряжения в конце ее при передаче мощности $P + jQ$ будет:

$$U_2 = U_1 - \frac{PR + QX}{U_1} - j \cdot \frac{PX - QR}{U_1}$$

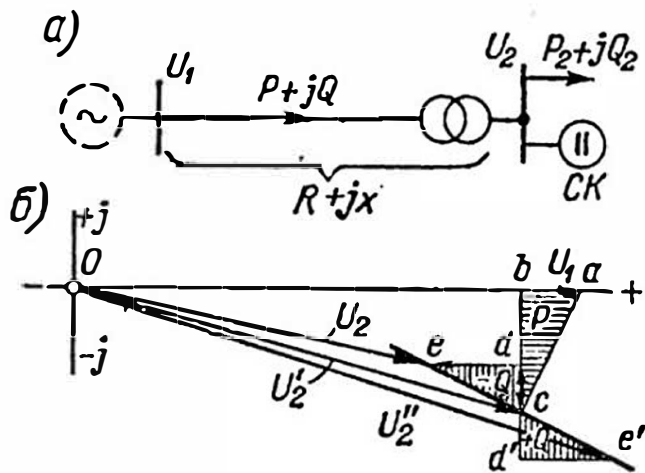


Рис. 13-7. Векторная диаграмма изменения напряжения в конце линии в зависимости от изменения передаваемой реактивной мощности

Построенная по этой формуле векторная диаграмма (рис. 13-7, б) с разделением падения напряжения в сопротивлениях звена от активной мощности (треугольник abc) и реактивной (cde) показывает изменение U_2 в зависимости от изменения реактивной мощности в линии при постоянной активной нагрузке. Как видно из диаграммы, при передаче по линии максимальной реактивной мощности jQ напряжение на приемном конце U_2 будет минимальным (точка e). При генерировании реактивной мощности СК на месте ее потребления и соответствующем уменьшении передаваемой реактивной мощности по линии напряжение в конце передачи будет увеличиваться (конец вектора U_2 скользит по прямой ec). При $Q = 0$, т. е. при передаче только активной мощности (точка c), имеем: $U_2' > U_2$. Наконец, если генерируемая на месте мощность будет больше потребляемой и ее избыток будет поступать в линию, то напряжение в конце электропередачи окажется еще больше (точка e').

Регулирование напряжения при помощи СК происходит плавно. Диапазон регулирования зависит от мощности СК и величины реактивной нагрузки линии.

Номинальной мощностью синхронного компенсатора считается мощность при генерировании им реактивной (индуктивной) мощности, т. е. при работе с перевозбуждением. При работе компенсатора с недовозбуждением или без возбуждения, т. е. в режиме потребления реактивной мощности (что требуется при минимальных нагрузках), его максимальная мощность составляет 40—60% от номинальной. Это объясняется тем, что ток возбуждения СК уменьшается, приближаясь по мере увеличения потребления реактивной мощности к нулю. Для увеличения мощности СК в режиме потребления реактивной мощности прибегают к применению на нем отрицательного возбуждения. В этом случае его мощность гарантируется не ниже 0,65 номинальной.

Синхронные компенсаторы изготавливаются на мощность 10 и 16 МВ·А напряжением 6,3—10,5 кВ и 25—100 МВ·А напряжением 10,5 кВ (табл. П. 4-4). СК мощностью свыше 25 МВ·А изготавливаются с водородным охлаждением. Крупные СК обычно используются по графику генерации реактивной мощности в системе и поэтому служат для централизованного регулирования напряжения.

В тех случаях, когда расчетная мощность компенсирующей установки меньше минимальной мощности СК или когда не требуется ее работа в режиме потребления реактивной мощности, устанавливают управляемые батареи конденсаторов (УБК), разделенные на ряд секций. Наибольшая мощность секций определяется допустимой величиной отклонения напряжения на вторичных шинах приемной подстанции. УБК обладают большей экономичностью, чем СК, и поэтому получают распространение.

УБК большой мощности (100 и более МВ·А) устанавливают также и на крупных районных подстанциях энергосистем, имеющих достаточное количество СК для работы в режиме потребления

реактивной мощности в ночное время. УБК большой мощности включаются непосредственно на шины высокого напряжения — 110 кВ.

Для местного регулирования напряжения на крупных промышленных предприятиях, особенно в тех случаях, когда их электропитание производится по линиям с большим реактивным сопротивлением, эффективно используются синхронные электродвигатели мощностью 1000—10 000 кВ·А. При обычном коэффициенте загрузки двигателей ($0,7 P_n$) располагаемая реактивная мощность их при напряжении на зажимах $0,9 - 1,0 U_n$ составляет от 1,3 до 1,5 Q_n . Регулирование, как и синхронными компенсаторами, происходит плавно, и этот процесс может быть автоматизирован.

На тех промышленных предприятиях, где имеются УБК, установленные для компенсации реактивной мощности (§ 7-4), они могут использоваться и как средства для регулирования напряжения, не вступая при этом в противоречие с их основным назначением.

13-4. Баланс реактивной мощности. Особенности регулирования напряжения в электрических системах

В каждый момент времени работы любой электроустановки переменного тока, как и в электрической системе в целом, потребление реактивной мощности должно соответствовать ее генерации, т. е. должен существовать баланс реактивной мощности. Если пункты генерации и потребления реактивной мощности не совпадают, то требуется передача ее по сети от источников генерации к месту потребления.

Величина реактивной мощности определяется уровнем напряжения в электрических сетях. В нормальном установившемся режиме работы системы напряжение на электроприемниках должно быть равно номинальному. Всякое изменение генерации или потребления реактивной мощности приводит к нарушению установившегося баланса к изменению уровня напряжения. В результате установится новое состояние равновесия между потреблением реактивной мощности и ее генерацией, но уже при новом, нежелательном, а иногда и недопустимом уровне напряжений в электрических сетях (см. рис. 13-2).

Источниками реактивной мощности являются генераторы электростанций, линии передачи высокого напряжения, синхронные компенсаторы и конденсаторы, а также синхронные электродвигатели промышленных предприятий, работающие с перевозбуждением. Около 15—20% всей реактивной мощности электрической системы генерируется в электроустановках потребителей, а остальная ее часть поставляется источниками энергосистемы.

Максимум реактивной мощности, как правило, наступает одновременно с максимумом активной мощности и вызывает наибольшую загрузку генераторов по току статора. Величина реактивной мощности в утренний зимний максимум нагрузки энергосистемы, без

учета реактивной мощности, генерируемой потребителскими установками, достигает около 90% активной нагрузки системы.

Номинальный коэффициент мощности генераторов 100 МВт и выше равен 0,85, а у генераторов меньшей мощности 0,8. Следовательно, располагаемая реактивная мощность генераторов при максимальной нагрузке составляет около 65% их активной мощности или 70—75% всей реактивной нагрузки системы. Зарядная мощность линий передачи 110—330 кВ компенсирует около 20% $Q_{\text{макс}}$. Образующийся таким образом недостаток реактивной мощности около 10% должен быть покрыт за счет генерации ее СК и УБК, размещаемыми в электрических сетях.

СК и УБК устанавливаются на крупных районных подстанциях, где потребность в реактивной мощности наибольшая, а также на удаленных от источников энергии подстанциях, питаемых по загруженным линиям передачи. Это не только создает надлежащие условия для регулирования напряжения, но одновременно повышает коэффициент мощности генераторов и снижает потери электрической энергии в электропередачах.

Установка в крупных центрах нагрузки относительно мелких СК неэкономична. Широкое применение трансформаторов с РПН позволяет устанавливать на районных подстанциях СК мощностью 50—100 Мвар, с присоединением их к обмоткам ВН автотрансформаторов.

Применение линейных регулировочных автотрансформаторов в линиях или на подстанциях, устанавливаемых для повышения уровня напряжения в удаленных от источников питания подстанциях, приводит к перераспределению реактивной мощности в сетях, что должно учитываться при составлении баланса реактивной мощности.

В послеаварийном режиме работы системы, например, при выходе из работы крупного генератора, синхронного компенсатора или при отключении линии передачи высокого напряжения уровень напряжения в системе может значительно понизиться из-за недостатка реактивной мощности. С понижением напряжения генерация реактивной мощности конденсаторными батареями и линиями передачи автоматически уменьшится (квадратичная зависимость генерации от напряжения), что еще более усугубит создавшееся положение. Существенную роль в восстановлении исходного уровня напряжения играет наличие резерва реактивной мощности на работающих генераторах.

Благодаря тому, что все генераторы оборудованы автоматическими регуляторами возбуждения (АРВ), при снижении уровня напряжения на их зажимах происходит автоматическое увеличение возбуждения и выдача в сеть дополнительной реактивной мощности. Однако для того, чтобы генераторы могли принять на себя генерацию дополнительной реактивной мощности без существенных перегрузок, необходимо в нормальном режиме иметь резерв по току статора. В процессе эксплуатации такой резерв создается, в первую

очередь, на тех генераторах, у которых имеется достаточный запас по току ротора.

В ночное время относительное потребление реактивной мощности от централизованных источников падает до 70% активной нагрузки энергосистемы, что приводит к общему повышению уровня напряжения в электрических сетях. Падение потребления реактивной мощности происходит, главным образом, из-за уменьшения потерь ее в линиях электропередачи и трансформаторах при снижении передаваемой по ним активной мощности.

Для снижения уровня напряжения прибегают к отключению установленных в электрических сетях компенсирующих установок и снижению возбуждения генераторов электростанций. Однако глубокое снижение возбуждения допустимо не на всех генераторах по условию устойчивости параллельной работы или по условию электроснабжения потребителей местного района нагрузки. В результате образуется некоторый избыток реактивной мощности и устанавливается повышенный уровень напряжения в сетях и у потребителей. Для приведения уровня напряжения в электрических сетях в ночное время к расчетному (обычно несколько пониженному против дневного) приходится прибегать к искусственному повышению потребления реактивной мощности.

Увеличить потребление реактивной мощности удастся переводом СК системы на работу с недовозбуждением (§ 13-3). Если эти меры все же оказываются недостаточными, то прибегают к переводу части генераторов, работающих в блоке с трансформаторами, в режим недовозбуждения с потреблением реактивной мощности из сети а также к переводу СК на работу с отрицательным возбуждением. Нужные уровни напряжения в отдельных точках сети обеспечиваются при этом посредством регулирования напряжения на трансформаторах.

В летнее время из-за снижения активных нагрузок в линиях передачи и резкого уменьшения доли осветительной нагрузки относительная величина реактивной мощности возрастает до 95—100% активной нагрузки системы. В этом случае все или значительная часть генераторов, несущих активную нагрузку, переводятся на работу с пониженным коэффициентом мощности, а некоторые из них — в режим работы СК с отделением генератора от турбины.

13-5. Выбор мощности синхронных компенсаторов по условиям регулирования напряжения

Мощность СК и конденсаторов подсчитывают по одним и тем же формулам, но с учетом того обстоятельства, что формулы, определяющие мощность компенсирующей установки в режиме потребления реактивной мощности, для конденсаторов не имеют смысла. Расчет ведут для максимального и минимального режимов нагрузки электропередачи, причем в преобладающем числе случаев заданным является напряжение на шинах питающей подстанции. Искомым напря-

жением обычно является напряжение на шинах вторичного напряжения приемной подстанции, желательная величина которого и определяет мощность СК. Для электропередачи, изображенной на рис. 13-8, а и представленной в виде одного звена с суммарным сопротивлением $R_{\Sigma} + jX_{\Sigma}$, отнесенным к расчетному напряжению (рис. 13-8, б), связь между напряжениями в начале и в конце ее при нагрузке $P_2 + jQ_2$ напишется в виде:

$$U_1 = U_{2ж} + \frac{P_2 R_{\Sigma} + (Q_2 - Q_{СК}) X_{\Sigma}}{U_{2ж}} + j \cdot \frac{P_2 X_{\Sigma} - (Q_2 - Q_{СК}) R_{\Sigma}}{U_{2ж}},$$

где $U_{2ж}$ — желательное напряжение на шинах вторичного напряжения подстанции, приведенное к расчетному напряжению; $Q_{СК}$ —

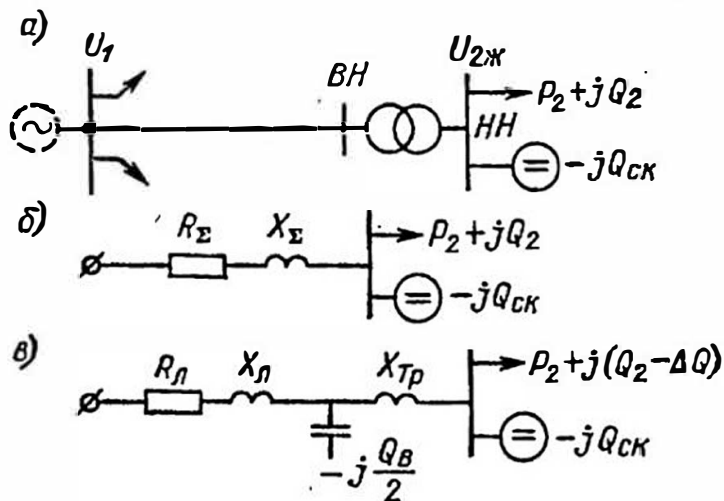


Рис. 13-8. Электропередача с синхронным компенсатором на шинах НН и ее схемы замещения

искомая мощность синхронного компенсатора. Решая это уравнение относительно $Q_{СК}$, можно определить мощность СК, необходимую для поддержания на шинах напряжения $U_{2ж}$ при заданной нагрузке.

Однако, учитывая, что шкала мощностей СК по ГОСТ дана с очень большими промежутками (табл. П. 4-3), можно пользоваться более простыми формулами, например, не учитывая поперечной составляющей падения напряжения. Получаемая при этом погрешность ликвидируется выбором стандартной мощности СК.

Пренебрегая поперечной составляющей падения напряжения, для электропередачи, представленной в виде одного звена, будем иметь:

иметь:

$$U_1 = U_{2ж} + \frac{P_2 R_{\Sigma} + (Q_2 - Q_{СК}) X_{\Sigma}}{U_{2ж}}. \quad (13-1)$$

При отсутствии СК и неизменном напряжении U_1 в начале линии напряжение на приемном конце электропередачи U_2 при той же нагрузке должно удовлетворять равенству:

$$U_1 = U_2 + \frac{P_2 R_{\Sigma} + Q_2 X_{\Sigma}}{U_2}. \quad (13-2)$$

Приравнивая правые части уравнений (13-1) и (13-2), получаем

$$\frac{Q_{СК} X_{\Sigma}}{U_{2ж}} = U_{2ж} - U_2 + \frac{P_2 R_{\Sigma} + Q_2 X_{\Sigma}}{U_{2ж}} - \frac{P_2 R_{\Sigma} + Q_2 X_{\Sigma}}{U_2}.$$

Разность последних двух членов в правой части этого равенства представляет собой очень небольшую величину (на порядок меньше

разности первых двух членов) и при расчетах ею можно пренебречь. Принимая это упрощение, получаем выражение для мощности компенсатора:

$$Q_{СК} = \frac{(U_{2ж} - U_2) U_{3ж}}{X_{\Sigma}} \quad (13-3)$$

Если $U_{2ж}$ и U_2 — кВ, X_{Σ} — Ом, то мощность компенсатора $Q_{СК}$ — Мвар.

Разность $(U_{2ж} - U_2)$ в выражении (13-3) представляет собой величину, на которую необходимо изменить напряжение на шинах вторичного напряжения подстанции. В режиме максимальных нагрузок эта разность положительна ($U_{2ж} > U_2$), что соответствует работе СК с перевозбуждением. В режиме минимальных нагрузок эта разность может быть отрицательна ($U_2 > U_{2ж}$), что будет соответствовать работе СК с недовозбуждением.

Сопrotивление X_{Σ} (представляющее собой сумму индуктивных сопротивлений линий и трансформатора) и напряжения $U_{2ж}$ и U_2 в формуле (13-3), приведены к расчетному напряжению.

Если при определении мощности СК по формуле (13-3) пользоваться не приведенными, а полученными в результате расчета электропередачи действительными величинами напряжений на шинах НН, к которым присоединен СК, то и сопротивление X_{Σ} , входящее в эту формулу, должно быть пересчитано на эти условия. В соответствии с формулами (12-10) получим:

$$X'_{\Sigma} = X_{\Sigma} (U_{2д}/U_6)^2$$

или

$$X'_{\Sigma} = X_{\Sigma} (1/k_{тп})^2,$$

где X'_{Σ} — сопротивление электропередачи, отнесенное к действительному вторичному напряжению $U_{2д}$; U_6 — расчетное (базисное) напряжение электропередачи; $k_{тп}$ — коэффициент трансформации трансформатора приемной подстанции.

При определении мощности СК по формуле (13-3) предполагается, что расчет электропередачи был произведен с учетом емкости линии (рис. 13-8, в). В том случае, если емкость не была учтена, то мощность СК, подсчитанная по формуле (13-3) для максимального режима нагрузок, можно уменьшить на величину

$$\Delta Q = \frac{Q_B}{2} \cdot \frac{X_{л}}{X_{л} + X_{тп}},$$

где ΔQ представляет собой часть емкости приемного конца линии, перенесенной на шины вторичного напряжения трансформатора по правилу переноса нагрузок, изложенному в § 12-5.

На рис. 13-9, а представлена схема электропередачи с СК, присоединенным к обмотке НН автотрансформатора. Так как обмотка СН автотрансформатора в схеме замещения имеет нулевое сопротивление (рис. 13-9, б), то мощность СК можно подсчитать также

по формуле (13-3), но результат надо увеличить (при опережающем режиме) на величину $\Delta Q_{\text{СК}}$ — потерю мощности в третичной обмотке автотрансформатора. Следовательно,

$$Q_{\text{СК,оп}} = \frac{(U_{2\text{ж}} - U_2) U_{2\text{ж}}}{X_{\Sigma}} + \frac{Q_{\text{СК}}}{U_2^2} X_{\text{ТР}_3}.$$

Выбранную указанным способом мощность СК округляют до ближайшей номинальной мощности (приложение П. 4).

При выборе мощности компенсирующих устройств необходимо также исходить из условия обеспечения работы генераторов электростанций в максимальном режиме нагрузок с коэффициентом мощности не ниже номинального (0,8—0,85). Коэффициент мощности на передающем конце электропередачи должен быть при этом не ниже 0,85—0,9.

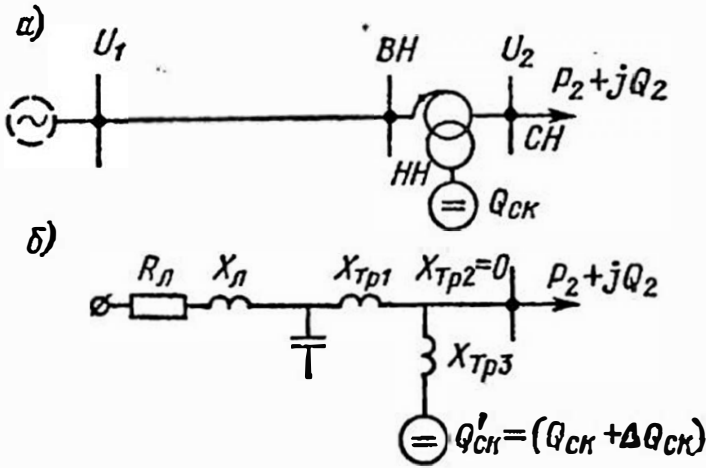


Рис. 13-9. Электропередача с синхронным компенсатором в третичной обмотке автотрансформатора и ее схема замещения

Пример 13-1. Определить мощность СК для районной сети напряжением 220—110 кВ, рассмотренной в примере 12-3, обеспечив за счет компенсации реактивной мощности, передаваемой по сети, повышение напряжения на шинах приемной подстанции 110 кВ в режиме максимальных нагрузок до $U_{\text{макс}} = 120$ кВ и повышение коэффициента мощности на шинах 220 кВ питающей подстанции до 0,9.

1. *Определение мощности СК по уровню напряжения на приемной подстанции.*

Реактивное сопротивление сети 220 кВ, приведенное к напряжению 110 кВ (из примера 12-3, рис. 12-15):

$$X'_{ad} = 13,8 + 6,4 = 20,2 \text{ Ом.}$$

То же сети 110 кВ:

$$X_{a'd} = 24 + 12,8 = 36,8 \text{ Ом.}$$

Общее сопротивление электропередачи 220/110 кВ:

$$X_{\Sigma} = \frac{20,2 \cdot 36,8}{57} = 13 \text{ Ом.}$$

Желательное напряжение на шинах 110 кВ приемной подстанции $U_{\text{ж}} = 120$ кВ, а напряжение, полученное расчетом, $U_2 = 115$ кВ. Следовательно, мощность СК в соответствии с формулой (13-3) без учета потери реактивной мощности в сопротивлении обмотки НН автотрансформатора будет

$$Q_{\text{СК}} = \frac{(120 - 115) \cdot 120}{13} = 46,2 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

2. *Определение мощности СК по условию повышения коэффициента мощности на питающей подстанции 220 кВ.*

Для обеспечения работы генераторов электростанции с номинальным коэффициентом мощности (0,85), с учетом потерь реактивной мощности в повышающих трансформаторах и обеспечения резерва реактивной мощности в генераторах, примем желательный коэффициент мощности на шинах 220 кВ питающей сети подстанции $\cos \varphi = 0,9$. Коэффициент мощности, полученный расчетом (см. пример 12-3), $\cos \varphi \approx 0,77$.

В соответствии с формулой (7-2) необходимая реактивная мощность будет

$$Q_{СК} = (106,4 + 16,6) \cdot (0,82 - 0,48) = 42 \text{ Мвар.}$$

Расчет мощности СК в режиме минимальных нагрузок в данном случае не требуется, так как на автотрансформаторах приемной подстанции имеется в резерве полный диапазон регулирования напряжения (24%).

3. Выбор количества и номинальной мощности СК.

Компенсаторы целесообразно включить в обмотки НН автотрансформаторов приемной подстанции. Напряжение обмоток 11 кВ, мощность по 63 МВ·А.

Согласно ГОСТ на автотрансформаторы, предельная мощность СК, подключаемого к обмотке НН автотрансформатора, не должна превышать $\frac{2}{3}$ типовой мощности автотрансформатора. Типовая мощность АДЦТН-125 000.220/121 (см. § 11-2):

$$S_{\text{тип}} \approx S_{\text{общ}} = 125 \cdot (1 - 121/230) = 59 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Предельная мощность СК:

$$Q_{СК} = \frac{2}{3} \cdot 59 = 39 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Примем к установке два СК в соответствии с ГОСТ 609—66/73 мощностью по 25 МВ·А, с воздушным охлаждением, напряжением 10,5 кВ (см. П. 4-3).

Потери реактивной мощности в обмотках 11 кВ автотрансформаторов при работе СК полной мощностью, согласно формуле (11-10) составят:

$$\Delta Q_{СК} = 2 \cdot \frac{19,5}{100} \cdot \frac{25^2}{125} \approx 2 \text{ Мвар,}$$

где 19,5% — реактивное сопротивление обмотки 11 кВ автотрансформатора (см. пример 11-1).

Мощность СК, выдаваемая в сеть 220—110 кВ:

$$Q'_{СК} = 2 \cdot 25 - 2 = 48 \text{ Мвар,}$$

т. е. больше расчетной.

ГЛАВА ЧЕТЫРНАДЦАТАЯ

СХЕМЫ РАЙОННЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

14-1. Основные сведения

Районные электрические сети напряжением 110 кВ и выше служат для передачи электроэнергии от электростанций в районы потребления и для распределения ее между районными и крупными фабрично-заводскими подстанциями, питающими местные сети. Конфигурация районных сетей зависит от взаимного расположения источников электроэнергии и приемных подстанций и от принятой системы обеспечения надежности (резервирования) электроснабжения.

Основные типы районных сетей:

а) **внутрисистемные районные сети** (основные сети системы), обеспечивающие связь нескольких (преимущественно теплофикационных) электростанций между собой и с районными центрами потребления электроэнергии; эти сети напряжением 110—220 кВ, как правило, сложны, имеют много узловых пунктов и замкнутых контуров; в крупных городах линии основных сетей бывают не только воздушными, но и кабельными;

б) **магистральные линии внутрисистемной связи**, обеспечивающие связь отдельно расположенных электростанций с основной сетью системы, а также ряда удаленных круп-

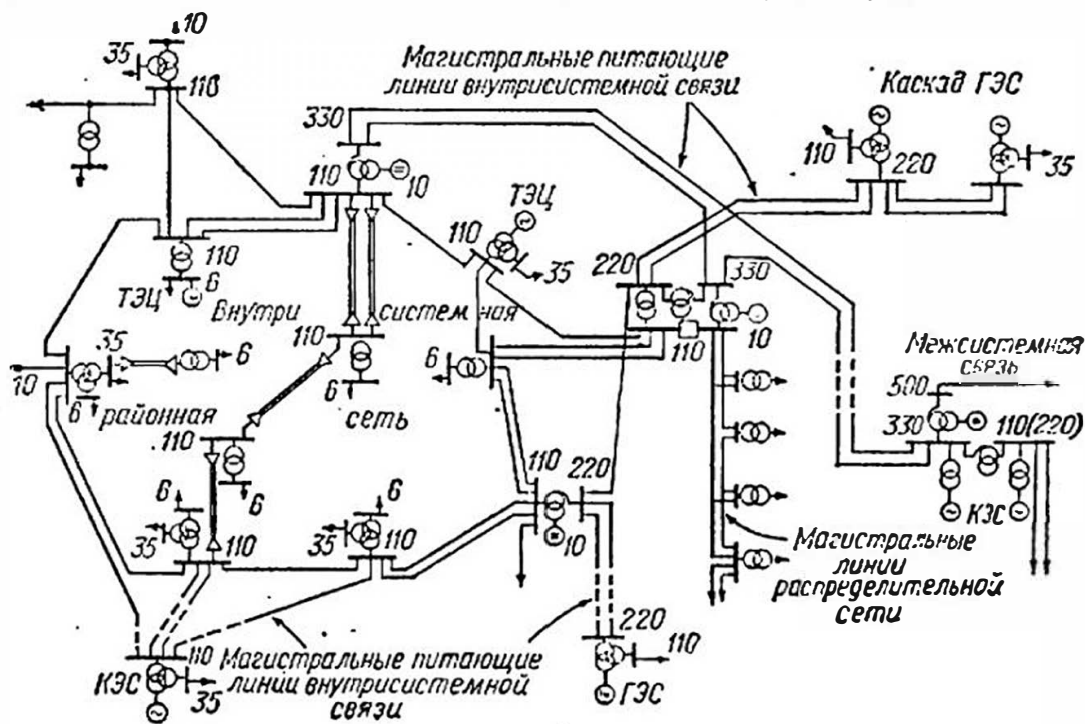


Рис. 14-1. Схема районной электрической сети энергосистемы

ных потребителей с ЦП (станцией или основной сетью системы); обычно это одноцепные или двухцепные воздушные линии большой протяженности напряжением 110—330 кВ и выше;

в) **магистральные линии межсистемной связи**, обеспечивающие связь между энергосистемами и предназначенные либо для постоянной передачи электроэнергии из одной системы в другую, либо для маневренных целей (покрытия возникающего недостатка мощности в той или иной системе); на первых этапах развития межсистемные связи выполняются в виде неразветвленных линий передачи напряжением 330—750 кВ переменного тока; в дальнейшем, по мере развития электрификации, к ним присоединяются промежуточные районные подстанции для электроснабжения местных промышленных районов, находящихся в зоне прохождения этих линий.

К числу межсистемных связей относятся также линии электропередачи постоянного тока высокого напряжения, предназначенные, главным образом, для передачи больших количеств энергии от удаленных электростанций в крупные энергетические системы.

Следует отметить, что приведенные характеристики типов сетей по напряжению являются чисто условными. По мере развития электроэнергетики и освоения все более высоких напряжений в сетях всех типов постепенно происходит замена одного класса напряжения следующим, более высоким. Так, например, сети 110 кВ все более принимают характер распределительных сетей; наряду с магистральными линиями 750 кВ в настоящее время проектируются линии 1150 кВ и т. п.

На рис. 14-1 для ориентировки представлена примерная схема районной сети энергосистемы с указанием в ней линий, электростанций и подстанций, составляющих электрическую часть энергосистемы.

14-2. Схемы сетей

Ввиду высоких требований, предъявляемых к основным сетям и магистральным линиям внутрисистемной связи по надежности их работы, каждая линия, как правило, оборудуется по концам выключателями с селективной быстродействующей релейной защитой. Увеличение плотности нагрузки, появление новых потребителей и электростанций приводит к непрерывному изменению и развитию внутрисистемных сетей.

Перспективное развитие сетей, в том числе и межсистемных связей, происходит на основе пятилетних планов, разрабатываемых специальными проектными институтами. Электроснабжение отдельных более или менее крупных потребителей электрической энергии от внутрисистемных сетей или непосредственно с шин ВН электростанций производится большей частью по упрощенным схемам. Применение упрощенных схем особенно характерно для глубоких вводов к подстанциям промышленных предприятий. В основу упрощения схем положена частичная или полная замена выключателей короткозамкательными и отделителями при наличии автоматического повторного включения (АПВ) линий в послеаварийном режиме.

Сетевые или подстанции промышленных предприятий глубокого ввода напряжением 110—220 кВ строятся преимущественно двухтрансформаторными (подстанции с одним трансформатором, как правило, эксплуатируются временно). Типичная схема подстанции 110—220 кВ — это блоки линия — трансформатор с глубоким секционированием на приемной подстанции.

Представленная на рис. 14-2 блочная схема подстанции применяется при тупиковом питании потребителей электрической энергии непосредственно с шин высокого напряжения электростанций или районной подстанции, либо от двух параллельных линий 110—220 кВ проходящих в зоне сооружения подстанции. Присоединение подстанций к питающим линиям в этом случае производится глухими ответвлениями (т. е. без выключателей в месте присоединения), а подстанции носят название **о т в е т в и т е л ь н ы х**. Распростра-

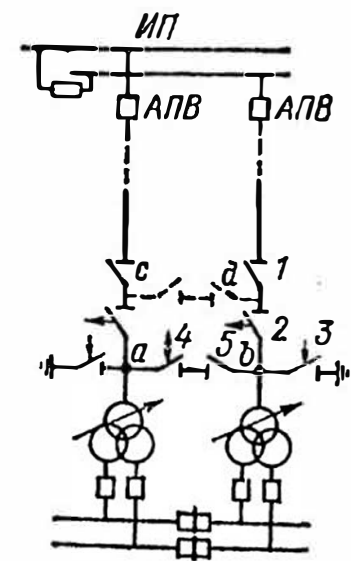
Ненной также является схема с присоединением одного из трансформаторов глухим ответвлением к ближайшей одиночной линии высоковольтной сети системы, а второго — к тупиковой линии передачи, прокладываемой на подстанцию непосредственно от источника электроснабжения. Питание подстанций, сооружаемых по схеме рис. 14-2, от двух различных источников электроснабжения не допускается.

При любой схеме питания трансформаторы подстанций присоединяются к сети через линейный разъединитель 1 и отделитель 2 (рис. 14-2). Для защиты трансформатора установлен однофазный короткозамыкатель 3.

При повреждении трансформатора вступает в действие релейная защита, автоматически включающая короткозамыкатель, чем создается однофазное короткое замыкание на линии. Линия отключается со стороны источника питания на время, достаточное для автоматического отключения отделителем поврежденного трансформатора. Вслед за этим АПВ (однократное или двухкратное) снова включает питающую линию, обеспечивая электроснабжение остальных присоединенных к ней потребителей. Разъединители 1 и 5 обеспечивают ремонт и испытание коммутационной аппаратуры при работе одного из трансформаторов.

Наличие перемычки *ab* со стороны трансформаторов с отделителем двустороннего действия 4 обеспечивает автоматическое восстановление питания трансформатора после аварийного отключения его линии. Включение трансформатора отделителем 4 (разъединитель 5 замкнут) происходит во время бестоковой паузы блока после отключения поврежденной линии от источника питания ИП (порядок действия автоматики здесь не рассматривается).

Рис. 14-2. Схема двухтрансформаторной подстанции 110—220 кВ без выключателей на ВЛ



Для ответвительных или тупиковых подстанций, когда в первую очередь сооружается одна линия, а также в тех случаях, когда допустима длительная работа одного из двух трансформаторов при аварийном отключении питающей линии, вместо описанной выше схемы применяется аналогичная ей, но с неавтоматической перемычкой *cd* со стороны линий (на рис. 14-2 перемычка показана штриховой линией). Эта схема имеет широкое применение для подстанций 110 кВ.

На тупиковых блочных подстанциях, присоединенных к шинам высшего напряжения крупных центров питания 110 или 220 кВ через относительно короткие воздушные или кабельные линии электропередачи, короткозамыкатели на трансформаторах не устанавливаются. Аварийное отключение трансформаторов в этом случае производится линейными выключателями на источниках питания,

импульс на отключение которых передается с подстанции по проводам (телсотключение).

При подсоединении подстанций к параллельным линиям с двусторонним питанием или к одиночной транзитной линии 110—220 кВ эти линии секционируют выключателями. При этом возможны две упрощенные схемы подстанций: схема мостика с линейными выключателями или только с одним выключателем в перемычке. В обеих этих схемах поврежденный трансформатор отключается отделителем после действия короткозамыкателя. Схема мостика с линейными выключателями, как более дорогая, применяется только при наличии пофазного автоматического включения линий (ОАПВ).

На рис. 14-3 приведена схема соединения подстанции с выключателем в перемычке, а на рис. 14-4 — принципиальная схема присоединения ряда таких подстанций к параллельным линиям с двусторонним питанием (разъединители на схеме не показаны). Достоинство схемы заключается в том, что одновременное повреждение обеих цепей на любом участке не вызывает погашения ни одной из присоединенных подстанций. Кроме того, благодаря многократному

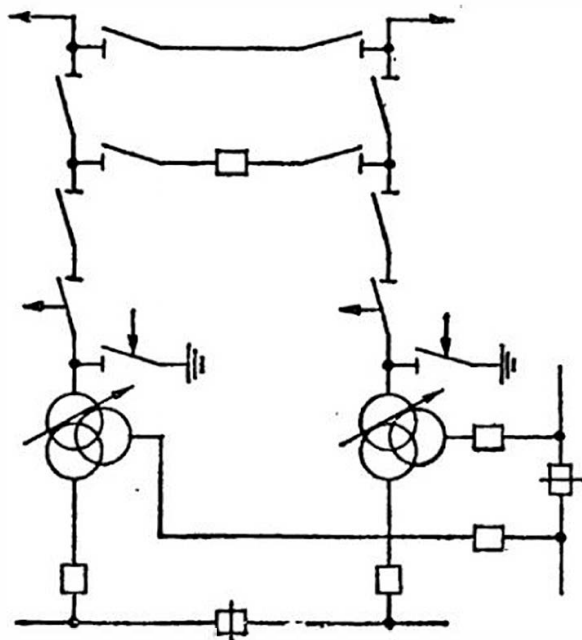


Рис. 14-3. Схема подстанций 110—220 кВ, присоединяемых к параллельным и одиночным линиям электропередачи с двусторонним питанием

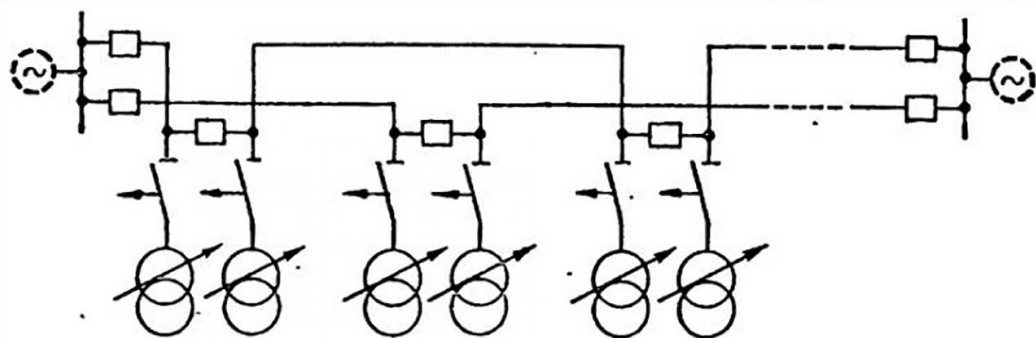


Рис. 14-4. Присоединение подстанций со схемой соединения по рис. 14-3 к двухцепной линии электропередачи с двусторонним питанием

секционированию длинной линии, вероятность погашения каждой отдельной подстанции снижается в несколько раз из-за уменьшения длины секций линии. При питании ряда подстанций от двойных магистралей, выполненных параллельными линиями на разных опорах, между двумя соседними подстанциями, включенными в расщепку линий (рис. 14-4), допускается присоединение одной ответвленной подстанции по схеме рис. 14-2.

Внутри городов воздушные линии 110—220 кВ, как правило, не прокладываются. Поэтому внутригородские электрические сети высокого напряжения, питающие районные и крупные заводские подстанции, сооружаются кабельными линиями. Учитывая трудности в организации работ по прокладке кабельных линий 110—220 кВ по городским транспортным магистралям и большую трудоемкость восстановительных работ в случае их повреждения, кабельные сети сооружаются сразу на длительную перспективу их работы. Приемные подстанции на улицах городов и большей частью на территориях промышленных предприятий сооружаются закрытыми. Стоимость таких подстанций с развитой схемой электрических со-

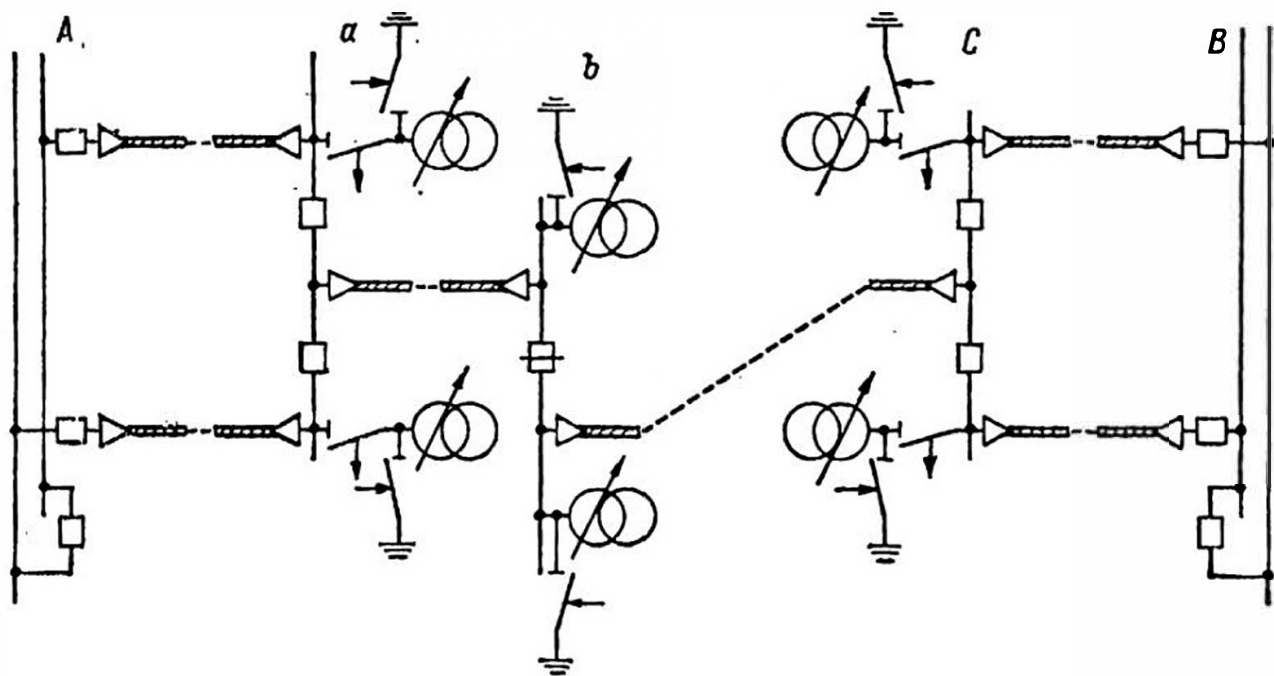


Рис. 14-5. Схема городской кабельной сети 110 кВ

единений на высшем напряжении довольно высока. Поэтому разработаны и осуществляются на практике упрощенные схемы внутригородских районных подстанций 110 кВ с минимальным количеством коммутационной аппаратуры. На рис. 14-5 приведена примерная схема питания трех городских подстанций, каждая мощностью до 2×63 МВ·А (разъединители на схеме не показаны).

Узловые подстанции 110—220 кВ с большим числом присоединений сооружаются с выключателями на всех присоединениях с одиночной секционированной или двумя системами шин и обходными шинами.

Линии электропередачи напряжением 330 кВ и выше как на конечных, так и на промежуточных пунктах присоединяются к шинам через выключатели. При этом широко применяются простейшие кольцевые схемы (например, четырехугольник при двух линиях и двух автотрансформаторах) и схема «трансформатор — шины», в которой линии присоединяются к шинам через два выключателя (развилкой), а автотрансформаторы — наглухо. Эта схема экономична и рекомендуется к применению при 3 и 4 линиях с двумя

автотрансформаторами. При применении этой схемы для большего числа линий шины секционируются выключателями (см. рис. 14-9).

При числе линий более четырех применяется так называемая «полуторная» схема, т. е. схема с тремя выключателями между системами шин на каждые два присоединения (см. схему рис. 14-6, ГЭС В). Эта схема рекомендована к применению на подстанциях 330—750 кВ как типовая.

14-3. Дальние передачи электроэнергии переменным и постоянным током

Строительство мощных гидравлических, тепловых и атомных электростанций, дальнейшее развитие энергетических систем и предстоящее объединение их в единую энергетическую систему страны (ЕЭС) определяют сооружение не только многих линий высокого напряжения для передачи весьма больших количеств электроэнергии на дальние расстояния, но и ряда межсистемных связей, обеспечивающих переток достаточно больших мощностей между системами.

В СССР уже осуществлены дальние электропередачи, транспортирующие на расстояние 500—1000 км мощности 700—1500 МВт на цепь, с номинальным напряжением 500 и 750 кВ переменного тока и 800 кВ (± 400 кВ) постоянного тока. Пропускная способность двухцепных электропередач переменного тока напряжением 500 кВ достигла 2000 МВт. Такие электропередачи способны обеспечить выдачу энергии от электростанций мощностью по 3-5 млн. кВт и обеспечить надежные связи между энергосистемами.

С вводом в 1975 г. линии электропередачи 750 кВ Ленинград — Конаково протяженностью, равной 524 км, осуществлена сильная связь между московской и ленинградской энергосистемами с передачей по ней мощности до 1500—1700 МВт. Электропередача Донбасс — Западная Украина напряжением 750 кВ с пропускной способностью 2000 МВт объединяет системы юга СССР и по окончании строительства ее до западной границы СССР послужит мощным каналом для передачи энергии в систему «Мир». Дальнейшее развитие электроэнергетики на ближайшую перспективу требует увеличения передаваемых мощностей до 3000—4000 МВт на расстояние 1000—1200 км, что вызывает необходимость создания промышленных линий электропередачи переменного тока напряжением 1150 кВ и постоянного тока — 2200 кВ (± 1100 кВ).

Схемы электропередач переменного тока

Линии электропередачи напряжением 500—750 кВ предназначаются как для передачи больших количеств электрической энергии в районы ее потребления от крупных тепловых и гидравлических электростанций, удаленных от промышленных центров, так и для взаимного обмена мощностями между энергосистемами. В зависи-

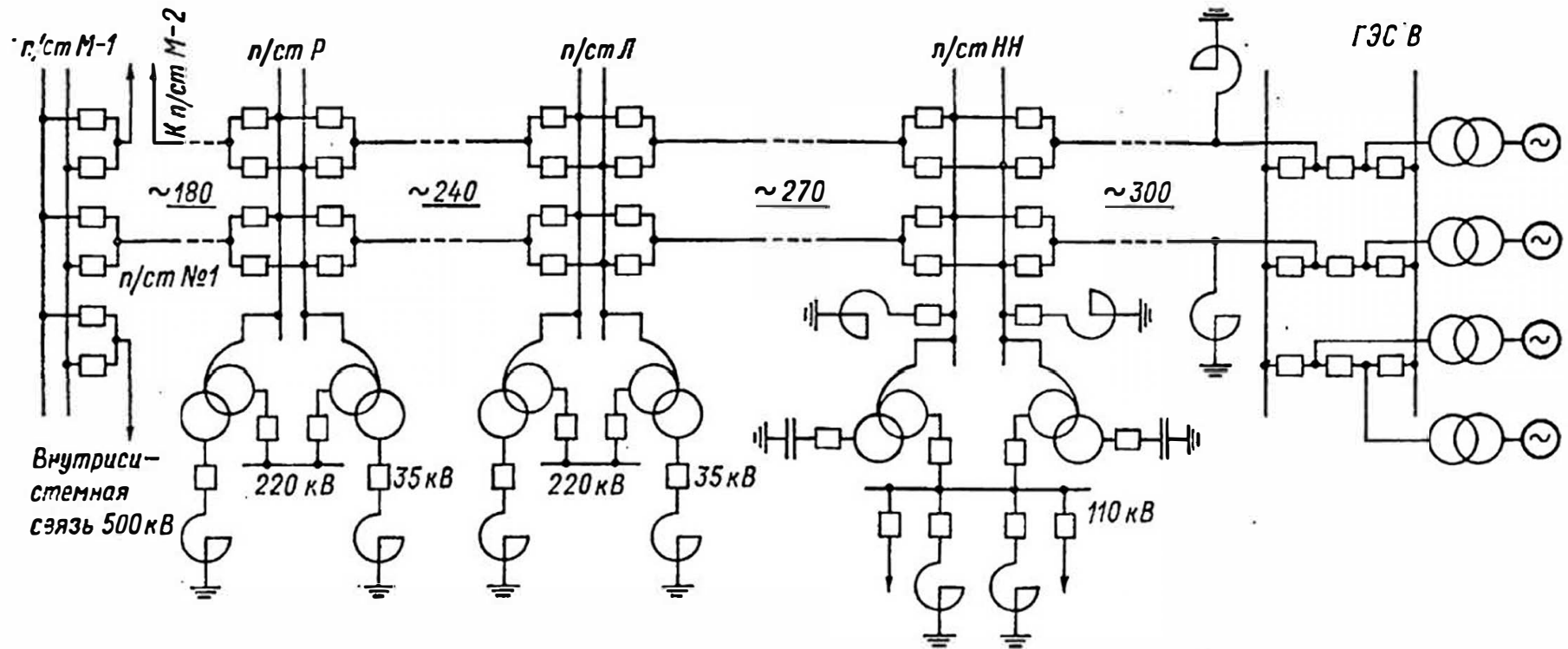


Рис. 14-6. Электропередача 500 кВ

мости от передаваемой мощности и назначения электропередачи 500—750 кВ строятся одноцепными, двухцепными и с большим количеством цепей (как, например, электропередача 735 кВ Манитобагаган — Монреаль в Канаде). Линии передачи этих напряжений сооружаются преимущественно на одноцепных опорах. Двухцепные опоры для линий 500 кВ применяются в Японии и частично в США, из-за ограниченности места и большой стоимости отчуждаемой земли. Межсистемные связи, как правило, выполняются одноцепными; вторая цепь предусматривается в том случае, если имеются перспективы передачи по ним большой мощности.

Двухцепные (и трехцепные) электропередачи выполняются только по с в я з а н н о й с х е м е, с рядом промежуточных подстанций или переключательных пунктов, расположенных друг от друга на расстоянии 250—350 км. Примером такой электропередачи может служить представленная на рис. 14-6 (с небольшими упрощениями) электропередача 500 кВ Волгоград — Москва.

П е р е к л ю ч а т е л ь н ы е п у н к т ы на двухцепных электропередачах сооружаются в том случае, когда строительство промежуточных подстанций в данное время экономически не оправдывается из-за отсутствия достаточной нагрузки. С развитием экономики этих районов переключательные пункты переоборудуются в промежуточные подстанции. Так, например, было при строительстве первой электропередачи 500 кВ Куйбышев — Москва; на трассе протяженностью 850 км были построены три переключательных пункта. В настоящее время все переключательные пункты переоборудованы в подстанции.

Назначение переключательных пунктов — повышение пропускной способности электропередачи. Как известно, предельная передаваемая мощность по условиям устойчивости параллельной работы электростанции с приемной системой (идеальный предел передаваемой мощности) определяется формулой:

$$P = \frac{EU}{X_{\Sigma}}, \quad (14-1)$$

где P — активная мощность, передаваемая приемной системой; E и U — э. д. с. генераторов передающей станции и напряжение приемной системы, приведенные к расчетному напряжению; X_{Σ} — результирующее сопротивление всей системы электропередачи (рис. 14-7), приведенное к тому же напряжению.

При связанной схеме электропередачи повреждение на линии выводит из работы не всю, а только часть линии (на рис. 14-6 примерно 1/4 ее). Сопротивление электропередачи при этом изменится не столь значительно, как это имело бы место при выходе из работы всей линии; пропускная способность линии, как это видно из формулы (14-1), сохранится на высоком уровне. Для примера укажем, что при наличии двух — трех переключательных пунктов на двухцепной электропередаче 500 кВ протяженностью 800—1000 км пропускная способность ее повышается на 45—60%.

Расщепление проводов, применяемое на всех линиях напряжением 500—750 кВ, как указывалось в § 10-1, существенно снижает общее реактивное сопротивление линий. На линиях 500 кВ расщепление фазы производится на 3 провода с шагом расщепления 400 мм, что даст снижение X_L на 33% по сравнению с тем, которое было бы в линии с одним проводом в фазе. В линиях 750 кВ расщепление фазы производится на 4 провода с шагом 600 мм (линия Донбасс — Днепр — Винница) или на 5 проводов с шагом 300 мм (Ленинград — Кошаково).

Продольная емкостная компенсация индуктивного сопротивления линий служит средством дальнейшего повышения пропускной способности электропередачи. Компенсируется около 40—50% индуктивного сопротивления линии. Большая степень компенсации может вызвать параметрическую неустойчивость — самовозбуждение генераторов. При компенсации реактивного сопротивления на 25% пропускная способность электропередачи увеличивается на 30—40%, а при 50% — в 1,7—2 раза.

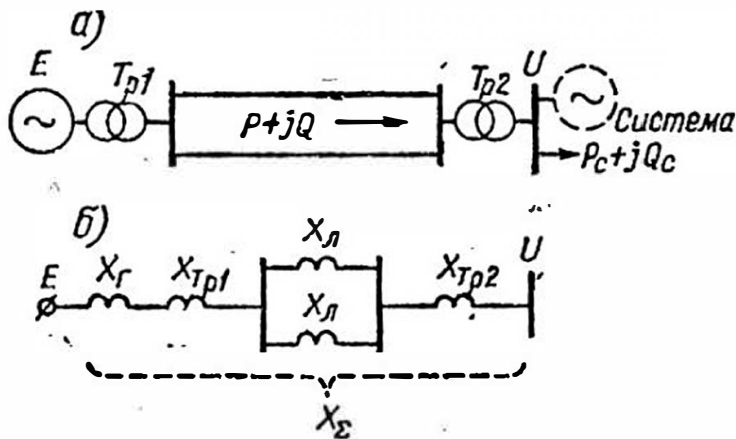


Рис. 14-7. Электропередача, связывающая электростанцию с электрической системой: а — принципиальная схема; б — схема замещения

Установки продольной компенсации (УПК) размещаются на промежуточных подстанциях или на переключательных пунктах.

При относительно небольшой степени компенсации ограничиваются одной УПК на электропередачу. Для повышения надежности работы конденсаторы УПК разбиваются на две или три параллельных цепи (рис. 14-8). Применение продольной компенсации на первой электропередаче 500 кВ Куйбышев — Москва протяженностью 850 км со степенью компенсации 25% повысило ее пропускную способность с 1350 до 1800 МВт, а на электропередаче Братск — Иркутск (586 км, $X_k/X_L = 0,35$) с 1150 до 1600 МВт. Предусмотрено устройство продольной компенсации также на двух подстанциях электропередачи Волгоград — Москва и на других линиях.

Поперечная индуктивная компенсация емкости линий предназначается для снижения избыточной реактивной мощности и выравнивания напряжения вдоль линий при работе их с нагрузками меньше натуральной мощности и при холостом ходе. Поперечная компенсация осуществляется с помощью шунтовых реакторов, подключенных к линиям в разных ее точках.

Генерируемая линиями передачи реактивная мощность зависит от рабочего напряжения в них (§ 10-3). Потери же реактивной мощности в индуктивном сопротивлении линий зависят от величины и

коэффициента мощности нагрузки линий. При нагрузке, равной натуральной мощности, генерируемая и теряемая в индуктивном сопротивлении реактивная мощность приблизительно компенсируют друг друга (§ 10-7). При нагрузке свыше натуральной мощности потери реактивной мощности больше генерируемой и, следовательно, возникает недостаток реактивной мощности на приемном конце линии, а при нагрузке меньше натуральной мощности — обнаруживается ее избыток.

При фиксированных равных напряжениях в начале и конце электропередачи напряжение в середине линии при нагрузках меньше натуральной мощности повышается из-за избытка реактивной мощности, генерируемой линией. При относительно малых нагрузках напряжение в середине линии может достигнуть значения выше допустимого по изоляции для данного класса напряжения. При холостом ходе линии, связанном, например, с подготовкой к синхронизации питающей станции с приемной системой, влияние емкости линии скажется значительным повышением напряжения на отключенном конце линии, тем большим, чем больше длина включаемого участка электропередачи.

При наличии шунтовых реакторов избыточная реактивная мощность, генерируемая линией, направляется в реакторы, чем и обеспечивается нормальный уровень напряжения в линии. Наличие реакторов приводит также к уменьшению потерь активной мощности в линиях и снижению уровня внутренних перенапряжений. Мощность реакторов обычно определяется условиями работы линий в режиме холостого хода. Степень компенсации зарядной мощности линий 500 кВ различна: от 42—64% в СССР до 100% за рубежом. Установка реакторов на приемных концах электропередач напряжением 500 кВ в СССР не применяется, а генерируемая частью приемного конца линии реактивная мощность используется в приемной системе. Размещение реакторов на передающем конце и в середине линии дает нужные результаты по улучшению распределения напряжения вдоль нее при малых нагрузках и холостом ходе линии.

Реакторы могут включаться как непосредственно в линию электропередачи, так и на вторичном (110, 35 кВ) напряжении трансформаторов промежуточных подстанций. Наибольший эффект при равной мощности дают реакторы, включенные непосредственно в линию. На электропередаче Волгоград — Москва (рис. 14-6)

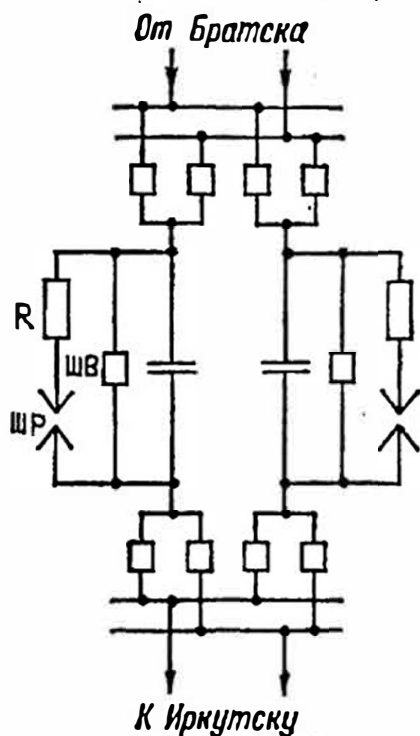


Рис. 14-8. Переключательный пункт с установкой продольной компенсации 500 кВ

ШВ — шунтирующий выключатель; *ШР* — шунтирующий разрядник; *R* — успокаивающее сопротивление

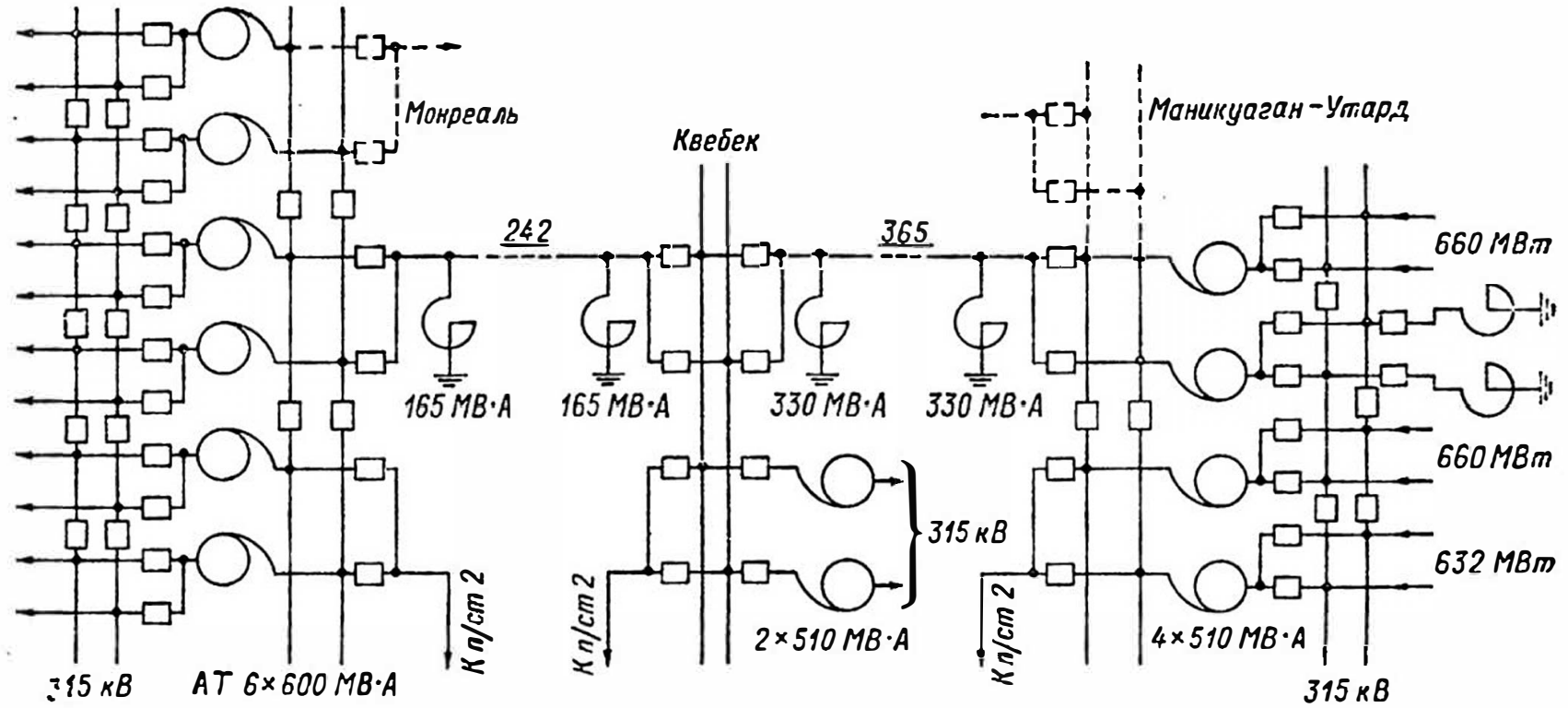


Рис. 14-9. Одна из трех цепей электропередачи 735 кВ Маникуаган — Квебек — Монреаль (Канада)

и других принят смешанный способ включения: 70% суммарной мощности реакторов включают на высшем напряжении и 30% на вторичном. Реакторы на передающем конце линии включаются наглухо (см. § 10-6), остальные — через выключатели. При больших нагрузках в линии, когда создается недостаток реактивной мощности, эти реакторы могут быть выведены из работы.

На линиях напряжением 735 кВ за рубежом (рис. 14-9) реакторы устанавливаются на всех участках электропередачи протяженностью 240 км и более по обоим их концам, при этом все реакторы включены в линию наглухо. На линии электропередачи 750 кВ Ленинград — Конаково протяженностью 524 км по условиям холостого хода линии запроектирована 100%-ная компенсация зарядной мощности, с установкой по две группы реакторов на каждом ее конце ($2 \times \times 300 \text{ МВ} \cdot \text{А}$).

Поперечная емкостная компенсация, осуществляемая на приемных подстанциях путем установки СК или УБК, обеспечивает снабжение реактивной мощностью потребителей при больших нагрузках в электропередаче. Поперечная компенсация вместе с шунтовыми реакторами, присоединенными в начале и в середине линий, позволяют эффективно регулировать напряжение вдоль электропередачи при самых разнообразных режимах ее работы.

Схемы электропередач постоянного тока

Электропередачи постоянного тока (ППТ) предназначаются для транспорта больших количеств электроэнергии на дальние расстояния, передачи мощности через большие водные пространства по кабельным линиям и для связи между энергосистемами.

Связь отдельных электрических систем друг с другом посредством ППТ делает допустимой несинхронную совместную работу их на различных частотах. Направление потока мощности по линии передачи легко изменить автоматическим переключением в устройствах сеточного управления вентилей. Токи короткого замыкания в приемной системе переменного тока не могут возрасти при передаче электроэнергии постоянным током за счет передающей системы и наоборот, так как инвертор не подпитывает точку короткого замыкания. ППТ используются также для связи энергосистем в тех случаях, когда требуется иметь независимое регулирование частоты в каждой из объединенных систем.

Допустимая напряженность электрического поля для кабелей постоянного тока в 5—6 раз выше, чем для кабелей переменного тока. Для примера можно сказать, что кабели, рассчитанные для работы с номинальным напряжением 35 кВ переменного тока, могут быть использованы для постоянного тока напряжением 200 кВ. Поэтому, несмотря на большую стоимость концевых устройств ППТ, передачи постоянного тока с кабельными линиями при длинах 30—40 км становятся сопоставимыми по стоимости с кабельными передачами

переменного тока или даже выгоднее их. ППТ с кабельными линиями высокого напряжения ± 250 кВ эксплуатируются за рубежом (Англия, Новая Зеландия и др.).

Кратности внутренних перенапряжений на воздушных линиях постоянного тока ниже, чем для линий переменного тока. Это значит, что при одинаковых уровнях изоляции для ППТ можно применить более высокое напряжение. Конструкция линии ППТ много проще, чем линии переменного тока, меньше количество гирлянд изоляторов, меньше затрата металла. Важно отметить также, что предел передаваемой мощности ППТ не зависит от длины электропередачи, как для переменного тока, поскольку устойчивость работы ППТ определяется в основном преобразователями (инверторами).

В СССР впервые в мировой практике в 1965 г. была осуществлена передача энергии постоянным током при напряжении ± 400 кВ по воздушной биполярной линии Волгоград — Донбасс, связывающей Центральную и Южную энергосистемы. Пропускная способность электропередачи 720 МВт, протяженность линии 473 км. ППТ Волгоград — Донбасс в настоящее время успешно работает в реверсивном режиме.

Обладая значительными достоинствами, передача электроэнергии постоянным током не лишена и крупных недостатков. Появляется необходимость в возведении сложных конечных подстанций с большим количеством преобразователей высокого напряжения и вспомогательной аппаратуры; меньшая надежность в работе из-за пропусков и обратных зажиганиях в ртутных вентилях; требуется большая мощность установок для компенсации реактивной мощности преобразователей. Усложняется и удорожается промежуточный отбор мощности для электроснабжения районов, расположенных вдоль трассы линии передачи постоянного тока.

В экономическом отношении применение электропередач постоянного тока с воздушными линиями оправдывается при транспорте больших количеств энергии на дальние расстояния. Экономическая граница между передачами переменного и постоянного тока по дальности транспорта энергии лежит в пределах 800—1000 км — для передач без промежуточного отбора мощности и 1000—1400 км — с промежуточным отбором 25—50% передаваемой мощности. Чем больше передаваемая мощность, тем меньше граничное расстояние выгоды передачи мощности постоянным током.

На рис. 14-10 представлена принципиальная схема ППТ. Выбатываемый генераторами электростанции трехфазный переменный ток поступает в повысительный трансформатор 1, обмотки СН которого, работающие на выпрямительную установку, имеют различные соединения — звездой и треугольником. Переменный ток от каждой обмотки со сдвигом фаз в 30° поступает в выпрямительную установку, состоящую из вентилях (ртутных выпрямителей с сеточным управлением), включенных по мостовой схеме (рис. 14-11). Таким образом, вся установка состоит из четырех мостов, в каждой фазе

которых включено по два вентиля. Все вентиляльные мосты соединены последовательно (каскадная схема). Средняя точка четырехмостовой схемы заземлена наглухо, образуя две полупеци «полюс — земля» биполярной передачи. Каждая из полупеци может оставаться в работе при выведенной другой полупеци в ремонт или по другой причине. В этом случае передача будет работать по униполярной схеме с возвратом тока через землю и со сниженной вдвое мощностью.

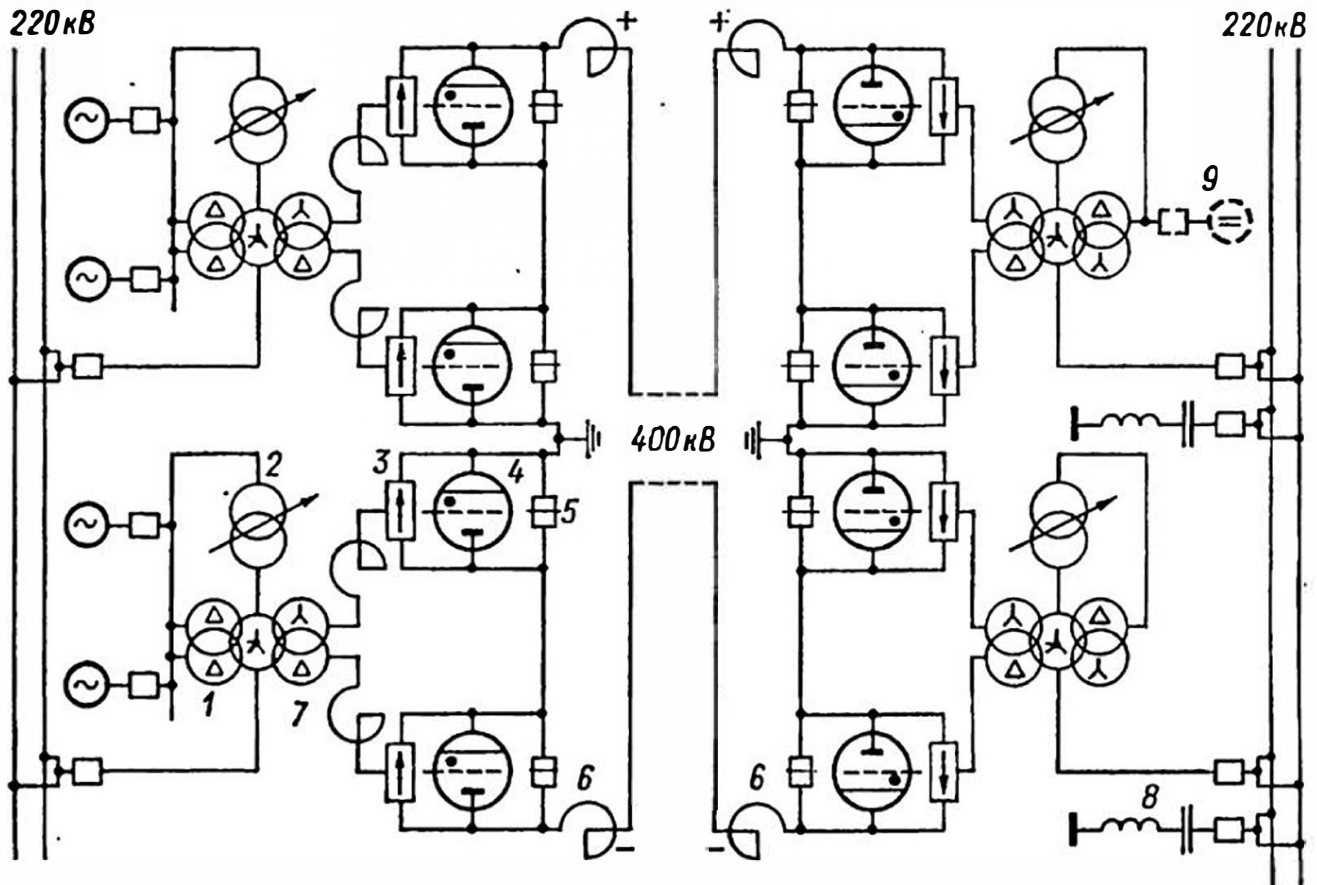


Рис. 14-10. Схема электропередачи энергии постоянным током с биполярной линией.

1 — трехобмоточный трансформатор (группа) с расщепленными обмотками СН и НН; 2 — вольтодобавочный трансформатор; 3 — вентиляльный мост; 4 — шунтирующий вентиль; 5 — шунтирующий аппарат; 6 — линейный реактор; 7 — токоограничивающий реактор; 8 — конденсаторная батарея-фильтр; 9 — синхронный компенсатор

Вентильный мост является основным агрегатом преобразовательной подстанции. Подключенный к обмотке трехфазного трансформатора (рис. 14-11) он создает шестифазный режим выпрямления тока, а каскадное соединение двух мостов с подключением каждого моста к обмоткам трансформатора, имеющим сдвиг в 30° (соединенным звездой и треугольником), создает 12-фазный режим выпрямления. Выпрямленный ток поступает в двухпроводную линию и передается на приемную подстанцию. Для сглаживания пульсаций выпрямленного тока в линии установлены реакторы с большим индуктивным сопротивлением, а для снижения амплитуды аварийного тока при обратном зажигании вентиля последовательно с обмотками трансформаторов, питающими выпрямительные мосты,

установлены токоограничивающие реакторы. Параллельно каждому мосту включен шунтирующий вентиль и шунтирующий аппарат, назначение которых исключить из схемы мост в случае его повреждения.

Для инвертирования постоянного тока, т. е. преобразования его в трехфазный, на приемной подстанции используют такие же управляемые ртутные вентили, как и для выпрямления переменного тока. Мостовая схема соединения инверторной установки такая же, как у выпрямительной, но с обратным включением полюсов. Инвертор работает как быстродействующий переключатель, включающий каждую фазу понизительного трансформатора дважды за один период изменения напряжения приемной системы — при прямом и обратном его направлениях, и тем самым обуславливает протекание в цепи трансформатора переменного тока. Реактивная мощность, необходимая для инвертирования тока (около 0,55 квар на 1 кВт передаваемой мощности) и для покрытия потребности нагрузки, получается от конденсаторных батарей-фильтров, включенных на приемные шины инверторной подстанции. Эти же установки служат и для фильтрации высших гармоник инвертированного переменного тока. В случае необходимости дополнительно устанавливают также СК с присоединением его к третьей обмотке трансформатора.

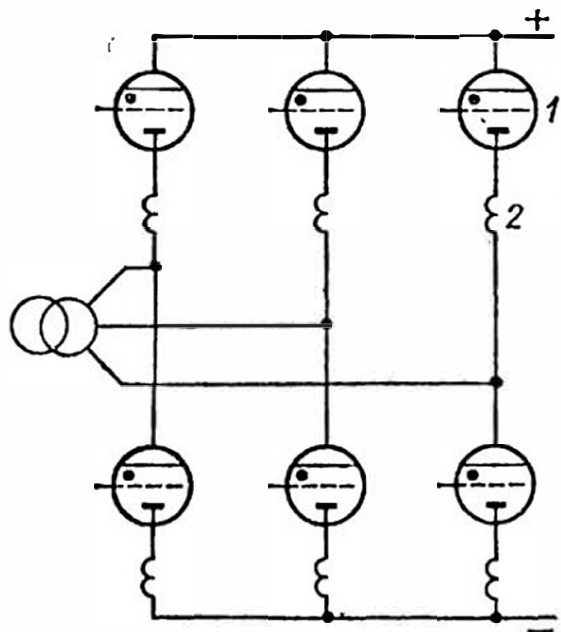


Рис. 14-11. Схема вентильного моста $U_{II} = 110$ кВ

1 — вентиль; 2 — анодный реактор

Современные мощные вентили изготавливаются на анодное испытательное напряжение 130 кВ и, следовательно, максимальное рабочее напряжение электропередачи, изображенной на рис. 14-10, составляет ± 200 кВ. Чтобы получить в линии передачи более высокое напряжение, применяют последовательное включение большего количества мостов, а чтобы повысить надежность работы установки, вентили включают на половинное номинальное напряжение. Так, например, для линии передачи Волгоград — Донбасс напряжением ± 400 кВ принято восемь вентильных мостов, включенных последовательно, с двумя вентилями в каждом плече моста, работающих при половинном номинальном напряжении.

При проектировании ППТ большой пропускной способности идут на параллельное включение вентиляей в плече моста, что позволяет довести ток и мощности моста до требуемой величины. В настоящее время созданы полупроводниковые приборы (тиристоры), позволяющие построить выпрямительную аппаратуру на напряжение 1500 кВ. Так, например, преобразовательные подстанции элект-

ропередачи Экибастуз — Центр будут оборудованы уже не ртутными выпрямителями, а полупроводниковыми.

Эта электропередача, протяженностью 2400 км, напряжением 1500 кВ (± 750 кВ) предназначена для передачи до 40 млрд. кВт·ч электрической энергии в год при мощности передачи до 6 млн. кВт. Электрическая энергия будет вырабатываться на пяти тепловых электростанциях мощностью по 4000 кВт, с энергоблоками по 500 МВт. Электростанции, первая из которых уже начата строительством, будут работать на местном буром угле.

Передача энергии из Итатского бассейна, где намечено построить десять электростанций по 6,4 млн. кВт с энергоблоками по 800 МВт, потребует применения для ППТ более высокого напряжения — 2200 кВ (± 1100 кВ).

ГЛАВА ПЯТНАДЦАТАЯ РАСЧЕТ ПРОВОДОВ И ТРОСОВ

15-1. Общие сведения

В этой части книги рассматриваются вопросы, касающиеся расчета механической прочности воздушных линий — определения способности проводов выдерживать механические нагрузки, обусловленные их собственной массой, действием на них ветра, гололеда, температурных изменений и т. д.

Величины механических нагрузок зависят от климатических условий той местности, где сооружена или будет сооружаться линия. Расчетные климатические условия принимаются в соответствии с картами районирования территории СССР по скоростным напорам ветра и по гололеду (см. ПУЭ-66) и уточняются материалами многолетних наблюдений метеорологических служб над скоростью ветра, гололедно-изморозными отложениями и температурой воздуха в зоне трассы линии электропередачи.

При определении расчетных нагрузок следует исходить из наиболее невыгодных сочетаний климатических условий, наблюдаемых не реже одного раза в последние 15 лет — для воздушных линий напряжением 500 кВ, 10 лет — для линий напряжением 110—330 кВ и 5 лет — для линий напряжением 35 кВ и ниже.

Механическую часть воздушных линий напряжением выше 1000 В рассчитывают, исходя из нормативных сочетаний климатических условий (табл. 15-1); воздушные линии напряжением ниже 1000 В подлежат расчету только на нормальный режим работы по тем же условиям.

Расчетные высшие, низшие и среднегодовые температуры воздуха принимаются по данным фактических наблюдений для воздушных линий всех напряжений одинаковыми и округляются до пяти градусов.

Скоростной напор ветра, действующий на провода ВЛ, определяют в такой последовательности:

Нормативные сочетания климатических условий, рекомендуемые для расчета механической прочности воздушных линий (ВЛ) напряжением выше 1000 В

Режим работы ВЛ	Условия расчета	Температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$	Скоростной напор ветра, $\Pi/\text{м}^2$ ($\text{кгс}/\text{м}^2$)	Скорость ветра, $\text{м}/\text{с}$	Толщина стенки гололеда, мм
Нормальный (провода и тросы не оборваны)	Вышая температура воздуха	$\vartheta_{\text{макс}}$	0	0	0
	Низшая температура воздуха	$\vartheta_{\text{мин}}$	0	0	0
	Среднеэксплуатационная (среднегодовая) температура воздуха	$\vartheta_{\text{с}}$	0	0	0
	Нормативный скоростной напор ветра, но не менее:	-5	$Q_{\text{макс}}$	$V_{\text{макс}}$	0
	для линий 500 кВ	-5	550 (55)	30	0
	» » 110—330 кВ	-5	440 (40)	25	0
	» » 35 кВ и ниже	-10	270 (27)	21	0
	для районов с $\vartheta_{\text{с}} \leq -5^{\circ}\text{C}$ и ниже	-10	250 (25)	20	0
	Провода и тросы покрыты гололедом . .	-5	$0,25 Q_{\text{макс}}$	$0,5 V_{\text{макс}}$	b — по наблюдению, но не менее 10 мм для ВЛ 500 кВ
	То же, в районах с $\vartheta_{\text{с}} \leq -5^{\circ}\text{C}$	-10	$0,25 Q_{\text{макс}}$	$0,5 V_{\text{макс}}$	То же
То же, в районах с $b \geq 15$ мм	-5 ÷ -10	То же, но не менее 140 (14)	То же, но не менее 15	≥ 15	
Приближение проводов к опорам и сооружениям: при рабочем напряжении при атмосферных перенапряжениях	-5	$Q_{\text{макс}}$	$V_{\text{макс}}$	0	
	+15	$0,1 Q_{\text{макс}}$, но не менее 62,5 (6,25)	$0,3 V_{\text{макс}}$, но не менее 10	0	
	$\vartheta_{\text{с}}$	$0,27 Q_{\text{макс}}$	$0,53 V_{\text{макс}}$	0	
при внутренних перенапряжениях	$\vartheta_{\text{с}}$	$0,27 Q_{\text{макс}}$	$0,53 V_{\text{макс}}$	0	

Режим работы ВЛ	Условия расчета	Температура воздуха, °С	Скоростной напор ветра, Н/м ² (кгс/м ²)	Скорость ветра, м/с	Толщина стенки гололеда, мм
Аварийный (обрыв проводов или тросов)	Провода и тросы покрыты гололедом . .	-5	0	0	b — до обрыва, 0 — после обрыва
	Низшая температура воздуха	$\vartheta_{\text{мин}}$	0	0	0
	Среднеэксплуатационная температура . .	ϑ_3	0	0	0
Монтаж ВЛ	Условия монтажа . .	-15	62,5 (6,25)	10	0

1) по формуле $h_{\text{пр}} = h_{\text{ср}} - \frac{2}{3}f$ находят высоту расположения приведенного центра тяжести всех проводов в зависимости от средней высоты крепления проводов к изоляторам на опоре $h_{\text{ср}}$ и стрелы провеса провода f , условно принимаемой наибольшей (при высшей температуре или гололеде без ветра);

2) при расположении приведенного центра тяжести проводов на высоте 15 м скоростной напор ветра принимают по табл. 15-2 в соответствии с районом прохождения трассы линии;

Таблица 15-2

Нормативные скоростные напоры ветра на высоте 10 м от земли, Н/м²

Районы СССР по ветру	При повторяемости		
	1 раз в 5 лет	1 раз в 10 лет	1 раз в 15 лет
I	270 (21)	400 (25)	550 (30)
II	350 (24)	400 (25)	550 (30)
III	470 (27)	500 (29)	550 (30)
IV	550 (30)	650 (32)	700 (33)
V	700 (33)	800 (36)	850 (37)
VI	850 (37)	1000 (39)	1050 (41)
VII	1000 (40)	1150 (43)	1250 (45)

Примечание. В скобках даны скорости ветра, м/с, примерно соответствующие указанным в таблице напорам ветра, Н/м².

3) при высоте более 15 м скоростной напор ветра определяют учетом коэффициентов увеличения:

Зона по высоте, м	До 15	15—20	20—40	40—60	60—70	70—100	100—200
Коэффициент	1	1,35	1,55	1,75	2,0	2,1	2,6

Скоростной напор ветра на тросы определяют аналогично — по высоте расположения центра тяжести тросов.

Для воздушных линий напряжением до 20 кВ, провода которых закреплены менее чем в 12 м ст земли, нормативные скоростные напоры (табл. 15-2) можно снизить на 15% (уменьшить скорость ветра на 7%). Для участков ВЛ всех напряжений, сооружаемых в застроенной местности, если средняя высота окружающих зданий составляет не менее $\frac{2}{3}$ высоты опор, а также для участков ВЛ, защищенных от поперечных ветров естественными преградами (лесные массивы, ущелья, горные долины и т. п.), значения нормативных скоростных напоров ветра по табл. 15-2 можно снизить на 30% (уменьшить скорость ветра на 16%). Снижение нормативных скоростных напоров ветра для ВЛ напряжением до 20 кВ допускается только по одному из указанных признаков.

Для участков ВЛ, подвергающихся воздействию сильных ветров (высокий берег реки, возвышенность, господствующая над окружающей местностью, полоса шириной 3—5 км, прилегающая к берегам больших озер и водохранилищ), нормативные скоростные напоры ветра следует повысить на 40% (увеличить скорость ветра на 18%) против цифр, приведенных в табл. 15-2. В местах, резко выделяющихся над окружающим рельефом (вершины гор и хребтов, перевалы), а также в долинах и ущельях, открытых сильным ветрам, расчетный скоростной напор ветра следует принимать равным 750 Н/м^2 (скорость ветра 35 м/с).

При всех расчетах воздушных линий (за исключением случаев, особо оговоренных в ПУЭ) считается, что давление ветра направлено горизонтально, под углом 90° к оси воздушной линии.

Толщину стенки гололеда, приведенную к высоте 10 м от земли, принимают в соответствии с картой районирования территории СССР по гололеду (см. ПУЭ-66), но не ниже значений, указанных

Таблица 15-3

Нормативная толщина стенки гололеда
для высоты 10 м над поверхностью
земли, мм

Районы СССР по гололеду	При повторяемости	
	1 раз в 5 лет	1 раз в 10 лет
I	5	5
II	5	10
III	10	15
IV	15	20
Особый	20 и более	Более 22

в табл. 15-3. При повторяемости 1 раз в 15 лет толщину стенки гололеда принимают по данным фактических наблюдений — так же, как и для особо гололедных районов.

Наименьшая расчетная толщина стенки гололеда ВЛ напряжением 500 кВ не менее 10 мм, а ВЛ напряжением 330 кВ и ниже — не менее 5 мм,

15-2. Механические нагрузки проводов и тросов

Провода и тросы¹ воздушных линий испытывают действие механических нагрузок, направленных по вертикали (масса провода и гололеда) и по горизонтали (давление ветра), в результате чего в металле проводов возникают напряжения на растяжение. На величину последних влияет также и температура окружающего воздуха, что заставляет учитывать ее в расчетах.

На практике считают, что все нагрузки в пролете между двумя опорами равномерно распределены по длине проводов и являются статическими, а отдельных порывов ветра, создающих динамический характер нагрузки, не учитывают, хотя они и возможны.

В расчет механической прочности проводов вводят понятие удельных нагрузок 10^7 Н/м^3 [$\text{кгс}/(\text{м} \cdot \text{мм}^2)$], т. е. таких нагрузок, которые провод длиной 1 м испытывает на 1 мм^2 своего поперечного сечения.

Выведем формулы для определения удельных нагрузок проводов.

Нагрузка от массы провода

Удельная нагрузка от массы провода зависит от его материала и конструкции и равна, Н/м^3 :

$$\gamma_1 = g \frac{G_0}{F} \cdot 10^6, \quad (15-1)$$

или $10^{-7} \text{ кг}/(\text{м} \cdot \text{мм}^2)$, где G — масса 1 м провода, кг; F — расчетное (действительное) сечение всего провода (табл. П.1-1 и П.1-2), в отличие от номинального сечения, учитываемого при электрических расчетах, мм^2 ; $g = 9,8 \text{ м/с}^2$ — ускорение свободного падения тела.

Во всех дальнейших расчетах для упрощения будем принимать $g \approx 10 \text{ м/с}^2$, имея в виду допускаемую неточность в пределах до 2%.

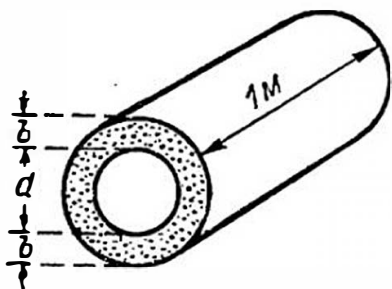


Рис. 15-1. Слой гололеда толщиной b , учитываемой в расчетах

Нагрузка от массы гололеда

При определении нагрузки от массы гололеда все виды обледенения приводят к чистому гололеду цилиндрической формы с объемной массой $0,9 \text{ г/см}^3$ и считают, что стенка гололеда вокруг провода диаметром d имеет повсюду одинаковую толщину b (рис. 15-1). Удельная на-

¹ В дальнейшем все сказанное о проводах полностью относится и к тросам

грузка от массы гололеда γ_2 определяется как масса G пустотелого цилиндра гололеда, деленная на поперечное сечение провода.

Объем гололеда на проводе длиной 1 м составляет (см³):

$$V = \frac{\pi \cdot 1}{4} \cdot [(d + 2b)^2 - d^2] = \pi b (d + b),$$

где b и d даны в миллиметрах.

Соответственно масса гололеда, кг, на проводе

$$G = Vg_0 = \pi b (d + b) g_0 = 0,00283b (d + b),$$

где $g_0 = 0,9 \cdot 10^{-3}$ кг/см³ — объемная масса гололеда, принимаемая одинаковой для всех районов.

Отсюда удельная нагрузка от гололеда, Н/м³,

$$\boxed{\gamma_2 = g \frac{G}{F} \cdot 10^6 = 9,8 \cdot 0,00283 \cdot \frac{b (d + b)}{F} \cdot 10^6} \quad (15-2)$$

или 10^{-7} кг/(м · мм²).

Нагрузка от массы провода и гололеда

Эти нагрузки действуют в одном вертикальном направлении и поэтому складываются арифметически:

$$\boxed{\gamma_3 = \gamma_1 + \gamma_2.} \quad (15-3)$$

Нагрузка от давления ветра

Давление ветра, направленного горизонтально под углом 90° к поверхности провода, определяется по формуле:

$$p = \alpha c_x Q F,$$

где $Q = v^2/1,6$ — скоростной напор ветра, Н/м²; v — скорость ветра, м/с; α — коэффициент, учитывающий неравномерность скорости ветра по длине пролета; величину α принимают в зависимости от скоростного напора ветра Q :

Скоростной напор ветра Q , Н/м ² . . .	До 270	400	550	700 и более
Коэффициент α	1	0,85	0,75	0,70

c_x — аэродинамический коэффициент, равный 1,1 для проводов диаметром 20 мм и более и 1,2 — для проводов диаметром до 20 мм, а также для всех проводов, покрытых гололедом; F — площадь диаметрального сечения провода, м².

Давление ветра на 1 м длины провода диаметром d , мм можно подсчитать по формуле:

$$p = \alpha c_x Q \frac{d}{1000},$$

а удельную нагрузку, Н/м³, от ветра на провод, свободный от гололеда,— по формуле

$$\gamma_4 = \frac{\alpha c_x Q d}{1000 F} \cdot 10^6 \quad (15-4)$$

или 10⁻⁷ кг/(м·мм²).

С появлением гололеда поверхность провода, на которую давит ветер, увеличивается. Удельная нагрузка в этом случае, Н м³:

$$\gamma_5 = \frac{\alpha c_x Q (d + 2b)}{1000 F} \cdot 10^6 \quad (15-5)$$

или 10⁻⁷ кг/(м·мм²).

В формулу (15-5) скоростной напор ветра подставляют из табл. 15-1.

Суммарные нагрузки

Для определения результирующих (суммарных) нагрузок на провод надо найти геометрическую сумму действующих на него вертикальных и горизонтальных нагрузок.

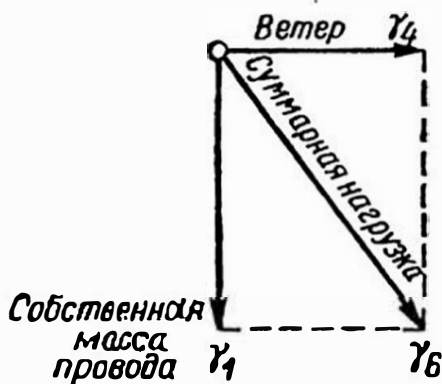


Рис. 15-2. Суммарная удельная нагрузка на провод от его собственной массы и давления ветра

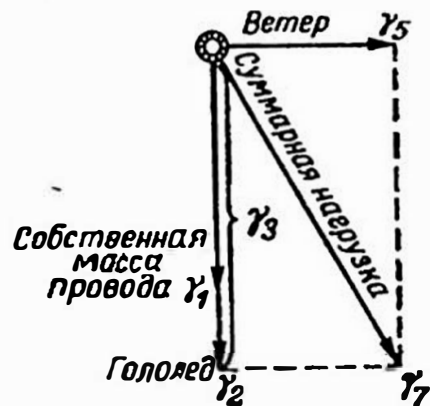


Рис. 15-3. Суммарная удельная нагрузка на провод от его собственной массы, массы гололеда и давления ветра

Так, суммарная удельная нагрузка на провод от его массы и давления ветра на провод (рис. 15-2) равна:

$$\gamma_6 = \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2} \quad (15-6)$$

Суммарная удельная нагрузка на провод от массы провода, массы гололеда и давления ветра (рис. 15-3) составляет:

$$\gamma_7 = \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2} \quad (15-7)$$

Пример 15-1. Определить удельные нагрузки на сталслюминиевый провод АС-120/19 воздушной линии напряжением 110 кВ. При расчете принять следующие

щие климатические условия: высшая температура $+40^{\circ}\text{C}$, низшая температура -40°C , наибольший скоростной напор ветра $Q = 400 \text{ Н/м}^2$, толщина стенки гололеда $b = 15 \text{ мм}$. Расчетное сечение провода $F = 118 + 18,8 = 136,8 \text{ мм}^2$, расчетный диаметр $d = 15,2 \text{ мм}$, масса 1 км провода 471 кг.

Удельная нагрузка от массы провода по формуле (15-1)

$$\gamma_1 = 10 \cdot \frac{0,471}{136,8} \cdot 10^6 = 3,44 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3 = 3,44 \cdot 10^{-2} \text{ МН/м}^3 \text{ или } 3,44 \cdot 10^{-3} \text{ кг/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}.$$

Удельная нагрузка от гололеда при толщине стенки гололеда $b = 15 \text{ мм}$ по формуле (15-2) составляет:

$$\gamma_2 = 10 \cdot 0,00283 \frac{15 \cdot (15,2 + 15)}{136,8} \cdot 10^6 = 9,37 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3 = 9,37 \cdot 10^{-2} \text{ МН/м}^3 \text{ или } 9,37 \cdot 10^{-3} \text{ кг/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}.$$

Удельная нагрузка от собственной массы провода и массы гололеда по формуле (15-3) равна:

$$\gamma_3 = (3,44 + 9,37) \cdot 10^4 = 12,81 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3 = 12,81 \cdot 10^{-2} \text{ МН/м}^3 \text{ или } 12,81 \cdot 10^{-3} \text{ кг/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}.$$

Переходим к определению удельной нагрузки от давления ветра на провод, свободный от гололеда. При скоростном напоре ветра $Q = 400 \text{ Н/м}^2$ коэффициент неравномерности $\alpha = 0,85$. Для провода диаметром 15,2 мм аэродинамический коэффициент $c_x = 1,2$. Тогда, в соответствии с формулой (15-4),

$$\gamma_4 = \frac{0,85 \cdot 1,2 \cdot 400 \cdot 15,2}{1000 \cdot 136,8} \cdot 10^6 = 4,54 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3 = 4,54 \cdot 10^{-2} \text{ МН/м}^3 \text{ или } 4,54 \cdot 10^{-3} \text{ кг/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}.$$

Удельную нагрузку от давления ветра на провод, покрытый гололедом, определим согласно рекомендациям табл. 15-1, с учетом скоростного напора ветра $Q = 0,25 Q_{\text{макс}} = 0,25 \cdot 400 = 100 \text{ Н/м}^2$. Для нашего случая в формуле (15-5) значение α будет равно 1, а $c_x = 1,2$ останется без изменения, тогда

$$\gamma_5 = \frac{1 \cdot 1,2 \cdot 100 \cdot (15,2 + 30)}{1000 \cdot 136,8} \cdot 10^6 = 3,97 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3 = 3,97 \cdot 10^{-2} \text{ МН/м}^3 \text{ или } 3,97 \cdot 10^{-3} \text{ кг/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}.$$

При отсутствии гололеда суммарная удельная нагрузка на провод от его массы и давления ветра равна по формуле (15-6):

$$\gamma_6 = \sqrt{(3,44 \cdot 10^4)^2 + (4,54 \cdot 10^4)^2} = 5,68 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3 = 5,68 \cdot 10^{-2} \text{ МН/м}^3 \text{ или } 5,68 \cdot 10^{-3} \text{ кг/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}.$$

При наличии гололеда суммарная удельная нагрузка на провод от его массы, массы гололеда и давления ветра составит по формуле (15-7):

$$\gamma_7 = \sqrt{(12,81 \cdot 10^4)^2 + (3,97 \cdot 10^4)^2} = 13,52 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3 = 13,52 \cdot 10^{-2} \text{ МН/м}^3 \text{ или } 13,52 \cdot 10^{-3} \text{ кг/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}.$$

15-3. Стрела провеса и напряжение в материале провода

Провод, закрепленный в двух точках на одинаковой высоте и испытывающий равномерно распределенную нагрузку от собственной массы, массы гололеда и давления ветра, можно рассматривать, как гибкую нить, принявшую форму цепной линии (рис. 15-4). При достаточно больших отношениях длины пролета l к стреле

провеса f (что соответствует действительности) кривая провеса провода очень близка к параболе вида:

$$y = h + kx^2.$$

При совмещении начала координат с наименьшей точкой провеса провода (т. е. полагая $h = 0$) уравнение параболы примет вид:

$$y = kx^2.$$

Исходя из этого уравнения и полагая длину провода в пролете примерно равной длине пролета ($L \approx l$), выведем формулу для расчета стрелы провеса провода.

В каждой точке вдоль провода, закрепленного между точками A и B , действует сила тяжения T_i , обусловленная нагрузками на провод и зависящая от стрелы провеса провода.

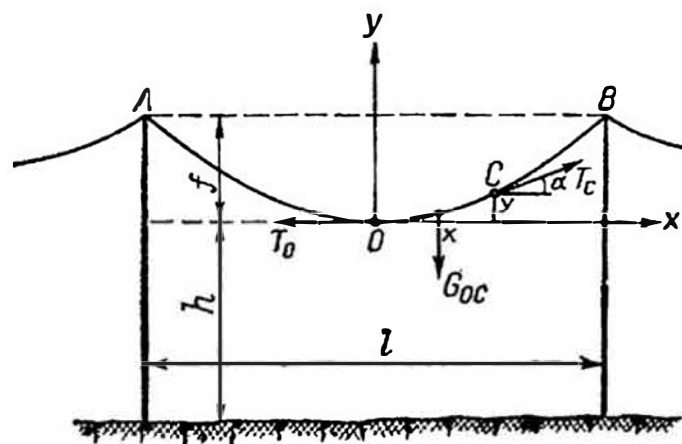


Рис. 15-4. Основные характеристики провеса в пролете

Вырежем участок OC с координатами $O(0, 0)$ и рассмотрим его равновесие. На отрезок провода в точках O и C действуют постоянные силы тяжения T_0 и T_C , а также вертикальные нагрузки

$$G_{OC} = g_0 x,$$

где g_0 — вертикальная нагрузка провода длиной 1 м.

Условия равновесия отрезка будут соблюдены, если сумма проекций всех составляющих сил на оси x и y будет равна нулю, т. е.

$$\sum x = 0 \quad \text{или} \quad -T_0 + T_C \cos \alpha = 0; \quad (15-8)$$

$$\sum y = 0 \quad \text{или} \quad -g_0 x + T_C \sin \alpha = 0. \quad (15-9)$$

Разделив выражение (15-9) на выражение (15-8), получим

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{g_0 x}{T_0}.$$

Помня, что $\operatorname{tg} \alpha$ есть первая производная $\frac{dy}{dx}$, можем написать:

$$dy = \frac{g_0}{T_0} x dx,$$

где g_0 и T_0 — постоянные величины, а y — текущая ордината кривой провеса провода:

$$y = \frac{g_0}{T_0} \int x dx = \frac{g_0}{2T_0} x^2. \quad (15-10)$$

Положив в выражении (15-10) $x = l/2$, получим стрелу провеса провода для пролета

$$f = \frac{g_0 l^2}{8T_0}. \quad (15-11)$$

Выразив вертикальную нагрузку провода g_0 через его удельную нагрузку $\gamma_x = g_0/F$, а тяжение провода T_0 — через напряжение материала провода $\sigma_0 = T_0/F$, получим расчетную формулу для стрелы провеса провода, м:

$$\boxed{f = \frac{\gamma_x l^2}{8\sigma_0}}, \quad (15-12)$$

где γ_x — удельная вертикальная нагрузка провода, соответствующая условиям расчета провода, Н/м³; σ_0 — напряжение при растяжении в низшей точке провода, соответствующее тем же условиям расчета, Па (10^{-7} кгс/мм²); l — длина пролета, м.

Выражение (15-12) представляет собой уравнение параболы с хордой l и стрелой f . Как известно из математики, длина дуги такой параболы, а следовательно, и длина провода в пролете будет:

$$L = l + \frac{8}{3} \cdot \frac{f^2}{l}. \quad (15-13)$$

Длина провода в пролете отличается от длины пролета менее, чем на 0,1%, т. е. на очень малую величину. Таким образом, сделанное ранее допущение о равномерном распределении нагрузки не по длине провода, а по длине пролета не приводит к заметной погрешности.

Напряжение в материале провода по его длине неодинаково в различных точках пролета. В низшей точке провеса провода оно меньше всего (σ_0), а у точек закрепления провода на опоре оно под воздействием вертикальных нагрузок провода на участках OA или OB достигает наибольшей величины (σ_A). Для определения этой наибольшей величины служит формула:

$$\sigma_A = \sigma_0 + \gamma_x f. \quad (15-14)$$

В пролетах нормальной длины разница между σ_A и σ_0 очень мала (не больше 0,3%) и ею обычно пренебрегают, используя для расчетов данные по напряжению в низшей точке провеса провода. Но при очень больших пролетах (порядка 500 м и более) необходимо применять формулу (15-14).

Пример 15-2. Определить стрелу провеса и длину провода А-95 в пролете $l = 140$ м, приняв $\sigma = 4 \cdot 10^7$ Па.

Удельная нагрузка от массы провода будет

$$\gamma_x = \gamma_1 = \frac{0,252 \cdot 10}{92,4} \cdot 10^6 = 2,72 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3.$$

Стрела провеса, согласно выражению (15-12), составит

$$f = \frac{2,72 \cdot 10^4 \cdot 140^2}{8 \cdot 4 \cdot 10^7} = 1,66 \text{ м.}$$

Длину провода в пролете найдем по формуле (15-13):

$$L = 140 + \frac{8}{3} \cdot \frac{1,66^2}{140} = 140 + 0,052 = 140,05 \text{ м,}$$

т. е. длина провода в пролете отличается от длины пролета всего на 0,04%.

Напряжение в проводе в точках закрепления его на опорах, по формуле (15-14), будет:

$$\sigma_A = 4 \cdot 10^7 + 2,72 \cdot 10^4 \cdot 1,66 = 4,005 \cdot 10^7 \text{ Па (4,005 кгс/мм}^2\text{)},$$

т. е. больше расчетного всего на 0,12%.

15-4. Напряжения в проводе при разных атмосферных условиях (уравнение состояния провода)

Как указано в § 15-1, при расчете проводов следует принимать такие сочетания климатических условий, которые дают наиболее невыгодные по механическим нагрузкам значения напряжений в проводе в одних случаях и максимальные величины стрел его провеса — в других. Эти условия принимаются за исходные, по которым можно определить состояние провода при любых других условиях.

Стрела провеса провода и напряжение его материала изменяются в зависимости от изменения температуры провода и механических нагрузок, действующих на провод (ветер, гололед).

Выведем уравнение, при помощи которого можно по заданным исходным условиям (отмеченным в формулах индексом m) определить напряжение в материале провода при новых, изменившихся, условиях.

При изменении температуры от ϑ_m до ϑ длина провода изменится на величину

$$\Delta L_1 = L_m \alpha (\vartheta - \vartheta_m), \quad (15-15)$$

где α — температурный коэффициент линейного расширения материала провода, K^{-1} (или $^{\circ}\text{C}^{-1}$).

С изменением длины провода на величину, определяемую выражением (15-15), изменится и напряжение в материале провода с σ_m на σ , а это, в свою очередь, в соответствии с законом Гука, изменит длину провода дополнительно на величину

$$\Delta L_2 = L_m \frac{1}{E} (\sigma - \sigma_m), \quad (15-16)$$

где E — модуль упругости, Па (10^{-7} кгс/мм²).

Таким образом, новая длина провода будет:

$$L = L_m + \Delta L_1 + \Delta L_2. \quad (15-17)$$

Подставив в формулу (15-13) значение f из выражения (15-12), получим новое выражение для длины провода в пролете:

$$L = l + \frac{\gamma^2 l^3}{24\sigma^2}. \quad (15-18)$$

После подстановки в уравнение (15-17) значений всех величин, определенных выражениями (15-15), (15-16) и (15-18) для соответствующих условий, получим:

$$l + \frac{\gamma^2 l^3}{24\sigma^2} = l + \frac{\gamma_m^2 l^3}{24\sigma_m^2} + L_m \alpha (\vartheta - \vartheta_m) + L_m \frac{1}{E} (\sigma - \sigma_m).$$

Как указано выше, длина провода в пролете мало отличается от длины пролета, поэтому можно принять $L_m \approx l$.

Заменим всюду L_m через l и сократим все уравнения на l . Приняв эти упрощения, получим:

$$\frac{\gamma^2 l^2}{24\sigma^2} = \frac{\gamma_m^2 l^2}{24\sigma_m^2} + \alpha (\vartheta - \vartheta_m) + \frac{l}{E} (\sigma - \sigma_m).$$

Умножив все члены равенства на E , после преобразований получим:

$$\sigma - \frac{\gamma^2 l^2 E}{24\sigma^2} = \sigma_m - \frac{\gamma_m^2 l^2 E}{24\sigma_m^2} - \alpha E (\vartheta - \vartheta_m). \quad (15-19)$$

Выражение (15-19) называется уравнением состояния провода в пролете. Зная исходные условия

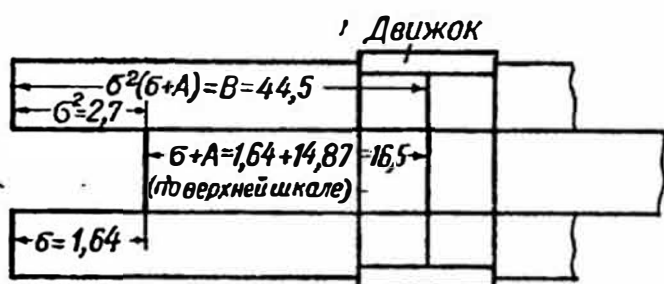


Рис. 15-5. Пример решения кубического уравнения на логарифмической линейке

(ϑ_m и γ_m), при которых в металле провода возникает максимальное напряжение σ_m , можно по уравнению (15-19) определить напряжение σ в металле провода при новых условиях ϑ и γ , а затем по формуле (15-12) определить и стрелу провеса для этих же условий.

Уравнение (15-19) справедливо только для расчета проводов линий с пролетами нормальной длины. Методика определения напряжений материалов проводов при изменяющихся условиях для очень больших пролетов в данном учебнике не рассматривается.

Будучи кубическим относительно неизвестного σ , уравнение состояния провода в пролете (15-19) проще всего решается подбором при помощи логарифмической линейки.

Приведем уравнение к виду:

$$\sigma - \frac{B}{\sigma^2} = \pm A$$

или

$$\sigma^3 \mp A\sigma^2 = B,$$

получим уравнение

$$\sigma^2 (\sigma \mp A) = B, \quad (15-20)$$

в котором A и B — числовые коэффициенты, получающиеся при подстановке в уравнение (15-19) всех известных величин.

Для решения уравнения (15-20) движок счетной линейки устанавливаем против значения B на неподвижной квадратичной шкале (рис. 15-5). Затем задаемся значением σ и ставим против него на нижней неподвижной шкале единицу левого края подвижной части линейки, которая на неподвижной квадратичной шкале укажет значение σ^2 .

Значение σ выбираем таким, чтобы отрезок квадратичной подвижной шкалы между значениями σ^2 и B был равен $\sigma \mp A$.

На рис. 15-5 показано решение числового кубического уравнения (15-19), приведенного к виду (15-20), при $A = 14,87$ и $B = 44,5$:

$$\sigma^2 (\sigma + 14,87) = 44,5.$$

15-5. Условия максимального напряжения в проводе и максимальной стрелы провеса (критический пролет и критическая температура)

Максимальное напряжение в материале провода может наступить при одном из следующих двух условий: при низшей температуре $\vartheta_{\text{мин}}$ в данной местности или при наибольшей добавочной нагрузке γ_7 и соответствующей этой нагрузке температуре окружающего воздуха при гололеде ϑ_r , обычно равной -5°C , но иногда лежащей в пределах от -5 до -10°C .

В первом случае увеличение тяжения по проводу происходит за счет сокращения его длины при низшей температуре, а во втором — за счет действия наибольших добавочных нагрузок (гололед, ветер).¹

При расчетах прежде всего выясняют, какой из этих случаев будет наиболее тяжелым для данного провода, а затем, исходя из допустимого напряжения в проводе в этом, более тяжелом случае, определяют напряжения для всех других условий работы провода в пролете.

С этой целью проанализируем уравнение состояния провода для обоих случаев.

Первый случай — для малых пролетов, когда в пределе $l = 0$. Подставим значение $l = 0$ в уравнение состояния провода (15-19) и, упростив его, получим

$$\sigma = \sigma_m - \alpha E (\vartheta - \vartheta_m).$$

Из последнего уравнения видно, что *при малых пролетах расчетным является условие низшей температуры.*

Уравнение состояния провода (15-19) для этого случая, после подстановки в него вместо σ_m величины $\sigma_{\text{доп}} = \sigma_{\text{макс}}$ будет иметь вид:

$$\sigma - \frac{l^2 \gamma^2 E}{24\sigma^2} = \sigma_{\text{доп}} - \frac{l^2 \gamma_1^2 E}{24\sigma_{\text{доп}}^2} - \alpha E (\vartheta - \vartheta_{\text{мин}}). \quad (15-21)$$

Второй случай — для больших пролетов, когда в пределе $l = \infty$. Разделим уравнение состояния провода на l^2 и, упростив его, получим:

$$\frac{\gamma^2 E}{24\sigma^2} = \frac{\gamma_m^2 E}{24\sigma_m^2}.$$

¹ Для гололеда с толщиной стенки до 5 мм при небольших сечениях проводов наибольшая удельная нагрузка может быть γ_6 , а не γ_7 .

Из этого уравнения следует, что при больших пролетах расчетным является условие наибольшей добавочной нагрузки, для которого уравнение состояния провода будет

$$\sigma - \frac{l^2 \gamma_2^2 E}{24\sigma^2} = \sigma_{\text{доп}} - \frac{l^2 \gamma_2^2 E}{24\sigma_{\text{доп}}^2} - \alpha E (\vartheta - \vartheta_r). \quad (15-22)$$

Как видно из уравнений (15-21) и (15-22), искомые напряжения в проводе зависят от длины пролета линии l . Можно подобрать пролет такой длины, при которой напряжения в проводе как при низшей температуре $\vartheta_{\text{мин}}$, так и при наибольшей добавочной нагрузке γ_2 будут одинаковыми:

$$\sigma_{\vartheta_{\text{мин}}} = \sigma_{\gamma_{\text{макс}}} = \sigma_{\text{доп}}.$$

Такой пролет называется критическим ($l_{\text{кр}}$).

Решая совместно уравнения (15-21) и (15-22) относительно $l = l_{\text{кр}}$, получаем

$$l_{\text{кр}} = \sigma_{\text{доп}} \sqrt{\frac{24\alpha (\vartheta_r - \vartheta_{\text{мин}})}{\gamma_2^2 - \gamma_1^2}}. \quad (15-23)$$

Сравнивая величину заданного (расчетного) пролета с величиной критического пролета, полученного из уравнения (15-23), можно установить, в каком из двух расчетных случаев материал провода испытывает большее напряжение.

Если заданный пролет меньше критического, то максимальное напряжение в проводе будет при низшей температуре окружающего воздуха $\vartheta_{\text{мин}}$ и удельной нагрузке γ_1 — см. расчетное уравнение (15-21). Если заданный пролет больше критического, то максимальное напряжение в проводе будет при наибольшей удельной нагрузке γ_2 и температуре ϑ_r .

Одной из величин, определяющих высоту опор, является стрела провеса провода.

Наибольшая стрела провеса провода, называемая максимальной стрелой провеса, может возникнуть только при отсутствии ветра, когда провод находится в вертикальной плоскости, проходящей через точки его крепления. Такой случай может быть:

а) при гололеде и температуре от 0 до -10°C , когда провод испытывает наибольшую вертикальную нагрузку (γ_3);

б) при высшей температуре окружающего воздуха, например при $\vartheta_{\text{макс}} = +40^\circ \text{C}$, когда провод имеет минимальное напряжение и испытывает вертикальную нагрузку только от собственной массы (γ_1).

Температура, при которой стрела провеса провода f_1 , вызываемая только его собственной массой, будет равна стреле провеса провода в условиях гололеда без ветра f_3 , называется критиче-

ской температурой. Величина последней определяется по формуле, выведенной из уравнения (15-19) для случая $f_3 = f_1$:

$$\boxed{\vartheta_{кр} = \vartheta_3 + \sigma_3 \frac{1}{\alpha E} \left(1 - \frac{\gamma_1}{\gamma_3} \right)}. \quad (15-24)$$

Чтобы определить, в каком случае будет максимальная стрела провеса, сравнивают величину высшей температуры данной местности с величиной критической температуры.

Если критическая температура меньше высшей температуры данной местности, то максимальная стрела провеса провода будет при высшей температуре. Если же критическая температура больше высшей температуры данной местности, то максимальная стрела провеса будет при гололеде без ветра.

На практике формулой (15-24), как правило, не пользуются, так как для ее решения необходимо знать σ_3 . Но поскольку расчет механической прочности проводов все равно требует определения напряжения в проводе при высшей температуре и при гололеде без ветра, то, применяя формулу (15-12), можно значительно проще, чем по формуле (15-24), определить и сопоставить стрелы провеса в интересующих нас условиях.

15-6. Расчет однородных (монометаллических) проводов и составление монтажных таблиц

Цель механического расчета провода — выявить условия, обеспечивающие создание в них необходимого запаса прочности. Поэтому допустимое напряжение в проводе принимается значительно меньше его предельного сопротивления при разрыве, т. е.

$$\sigma_{доп} \leq \sigma_n / n,$$

где n — коэффициент запаса прочности провода.

В ГОСТ 839-74 «Провода неизолированные для линий электропередачи» для всех марок и конструкций проводов даны разрывные усилия провода в кгс (см. табл. П.1-1 и П.1-2). На основании этих данных предельное сопротивление при разрыве для любого провода определится из формулы:

$$\sigma_n = R/F, \quad (15-25)$$

где R — разрывное усилие провода, кгс; F — фактическая суммарная площадь сечения проволок, составляющих провод, мм².

Так, например, для провода А-70 (из проволок марки Ат) $R = 1085$ кгс, $F = 69,2$ мм². Тогда

$$\sigma_n = \frac{1085}{69,2} = 15,7 \text{ кгс/мм}^2 \approx 157 \text{ МПа}.$$

ПУЭ разрешают также пользование при расчетах усредненными значениями σ_n , приведенными в табл. 15-4.

Кроме расчета проводов по максимально допустимому напряжению $\sigma_{доп}$, рассчитывают напряжения в них при среднегодовой экс-

Таблица 15-4

Физико-механические характеристики проводов и тросов
(по нормам 1975 г.)

Провода и тросы	Предельное сопротивление при разрыве, σ_n , МПа	Модуль упругости E , МПа	Температурный коэффициент линейного расширения α , град ⁻¹
Медные	360—420	$130 \cdot 10^3$	$17 \cdot 10^{-6}$
Алюминиевые:			
из проволоки АТ	150—160*	$61,8 \cdot 10^3$	$23 \cdot 10^{-6}$
» » АТп	160—170*	$61,8 \cdot 10^3$	$23 \cdot 10^{-6}$
Сталалюминиевые всех сечений и разных отношений $F_{ал}/F_c$. .	По формуле (15-25) и табл. П.1-2	По табл. П.1-2	
Стальные:			
марки ПСО	550	$196,2 \cdot 10^3$	$12 \cdot 10^{-6}$
» ПС, ПМС	650—700	$196,2 \cdot 10^3$	$12 \cdot 10^{-6}$
Тросы	1200—1400	$196,2 \cdot 10^3$	$12 \cdot 10^{-6}$

Примечание. Модуль упругости для алюминиевых, стальных проводов и тросов в расчетах может быть принят с округлением соответственно $63 \cdot 10^3$ и $200 \cdot 10^3$ МПа (см. § 15-2).

* Первые цифры относятся только к проводам сечением 95 и 240 мм².

платационной температуре ϑ_3 и отсутствии внешних нагрузок. Это напряжение, обозначаемое через σ_3 , значительно меньше $\sigma_{доп}$. Ограничение напряжения в проводе до σ_3 при среднегодовой температуре служит для предотвращения преждевременного износа провода от усталости из-за вибраций в нем.

Для определения σ_3 в уравнение состояния провода в пролете (15-19) в качестве исходных условий (т. е. величин с индексом m) принимают условия, отвечающие максимальному напряжению провода ($\vartheta_{мин}$ или ϑ_r), и затем определяют σ_3 при подстановке в уравнение соответствующих этому условию значений γ_1 и ϑ_3 (вместо γ и ϑ).

Таким образом, провода (монометаллические и комбинированные) рассчитывают для следующих условий:

- 1) наибольшей внешней нагрузки;
- 2) низшей температуры при отсутствии внешних нагрузок;
- 3) среднегодовой температуры при отсутствии внешних нагрузок.

При расчетах пользуются табл. 15-5, в которой приведены допустимые напряжения в проводах в процентах от их предельного сопротивления для всех упомянутых выше расчетных условий и

Таблица 15-5

Наибольшие допустимые напряжения в проводах и тросах в процентах их предельного сопротивления при разрыве (по нормам 1975 г.)

Провода и тросы	При наибольшей внешней нагрузке и при наименьшей температуре	При среднегодовой температуре
Медные	50	30
Алюминиевые:		
сечением 16—35 мм ² . . .	35	30
» 50—95 » . . .	40	30
» 120 мм ² и выше	45	30
Сталеалюминиевые:		
сечением 16—25 мм ² . . .	35	30
» 35—95 » . . .	40	30
» 120 мм ² и выше	45	30
Стальные:		
марки ПСО	40	30
» ПС, ПМС	50	35
Тросы	50	35

Примечание. По нормам ПУЭ-66 для алюминиевых проводов, подвешиваемых на ВЛ в ненаселенной местности, допустимое напряжение принималось равным 50% его предельного сопротивления при разрыве по тем же нормам.

табл. 15-4 — усредненных значений физико-механических характеристик проводов. Для любого исходного расчетного условия в уравнение состояния провода вместо σ_m принимается $\sigma_{доп}$, определяемое по таблицам.

Отметим, что в отдельных случаях по технико-экономическим соображениям напряжения в проводе принимают значительно меньше указанных в табл. 15-5. Это относится, например, к выбору проводов и тросов, подвешиваемых на порталы или здания подстанций, так как выгоднее снизить тяжесть проводов, чем увеличить прочность несущих конструкций.

Пример 15-3. Произвести механический расчет провода А-70 для линии электропередачи напряжением 35 кВ, проходящей в ненаселенной местности с климатическими условиями, повторяющимися один раз в 5 лет: высшая температура $\vartheta_{макс} = +40^\circ \text{C}$; низшая температура $\vartheta_{мин} = -40^\circ \text{C}$; среднегодовая (эксплуатационная) температура $\vartheta_{ср} = -5^\circ \text{C}$; максимальный скоростной напор ветра $Q = 400 \text{ Н/м}^2$; толщина стенки гололеда на проводах $b = 10 \text{ мм}$; температура воздуха при гололеде $\vartheta_{г} = -5^\circ \text{C}$; $g = 9,8 \approx 10 \text{ м/с}^2$.

В результате расчета составить монтажные таблицы при изменении температуры от -40 до $+40^\circ \text{C}$ без учета ветра и гололеда.

1. Удельные нагрузки провода, согласно § 15-2:

$$\gamma_1 = 10 \cdot \frac{0,189}{69,2} \cdot 10^6 = 2,73 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3 = 2,73 \cdot 10^{-2} \text{ МН/м}^3 \text{ или } 2,73 \cdot 10^{-3} \text{ кг/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)};$$

$$\gamma_2 = 10 \cdot 0,00283 \cdot \frac{10 \cdot (10,7 + 10)}{69,2} \cdot 10^6 = 8,46 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3 = 8,46 \cdot 10^{-2} \text{ МН/м}^3 \text{ или } 8,46 \cdot 10^{-3} \text{ кг/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)};$$

$$\gamma_3 = (2,73 + 8,46) \cdot 10^4 = 11,19 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3 = 11,19 \cdot 10^{-2} \text{ МН/м}^3 \text{ или } 11,19 \cdot 10^{-3} \text{ кг/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)};$$

$$\gamma_4 = \frac{0,85 \cdot 1,2 \cdot 400 \cdot 10,7}{1000 \cdot 69,2} \cdot 10^6 = 6,31 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3 = 6,31 \cdot 10^{-2} \text{ МН/м}^3 \text{ или } 6,31 \cdot 10^{-3} \text{ кг/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)};$$

$$\gamma_5 = \frac{1 \cdot 1,2 \cdot 100 \cdot (10,7 + 20)}{1000 \cdot 69,2} \cdot 10^6 = 5,33 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3 = 5,33 \cdot 10^{-2} \text{ МН/м}^3 \text{ или } 5,33 \cdot 10^{-3} \text{ кг/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)};$$

$$\gamma_6 = \sqrt{(2,73 \cdot 10^4)^2 + (6,31 \cdot 10^4)^2} = 6,89 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3 = 6,89 \cdot 10^{-2} \text{ МН/м}^3 \text{ или } 6,89 \cdot 10^{-3} \text{ кг/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)};$$

$$\gamma_7 = \sqrt{(11,19 \cdot 10^4)^2 + (5,33 \cdot 10^4)^2} = 12,39 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3 = 12,39 \cdot 10^{-2} \text{ МН/м}^3 \text{ или } 12,39 \cdot 10^{-3} \text{ кг/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}.$$

2. Допустимое напряжение в проводе, в соответствии с примечанием к табл. 15-5, для данного случая примем по нормам ПУЭ-66, равным $0,5 \sigma_{II}$, т. е.: $\sigma_{доп} = \sigma_{макс} = 75 \text{ МПа}$ или $7,6 \text{ кгс/мм}^2$.

3. Найдем, при каком из двух возможных случаев, т. е. при наибольшей добавочной нагрузке или при низшей температуре, получится наибольшее напряжение в проводе.

Подставив в формулу (15-23) соответствующие данные, получим

$$l_{кр} = 75 \cdot \sqrt{\frac{24,23 \cdot 10^{-6} [-5 - (-40)]}{(12,39 \cdot 10^{-2})^2 - (2,73 \cdot 10^{-2})^2}} = 86,5 \text{ м.}$$

Так как заданный пролет 150 м больше критического пролета, то напряжение в проводе, равное принятому $\sigma_{доп}$, будет наблюдаться при температуре -5°C и гололеде с ветром, а не при температуре -40°C . При всех других условиях напряжение в проводе АС-70 для рассматриваемых условий будет получаться меньше допустимого.

4. Определим максимальную стрелу провеса провода. Она может быть:

а) при высшей температуре ($+40^\circ \text{C}$) или б) при гололеде (-5°C).

а) Найдем напряжение σ_{+40} в проводе при высшей температуре:

$$\sigma_{+40} = \frac{150^2 \cdot (2,73 \cdot 10^{-2})^2 \cdot 63 \cdot 10^3}{24 \sigma_{+40}^2} = 75 \cdot \frac{150^2 \cdot (12,39 \cdot 10^{-2})^2 \cdot 63 \cdot 10^3}{24 \cdot 75^2} - 23 \cdot 10^{-6} \cdot 63 \cdot 10^3 \cdot [40 - (-5)];$$

$$\sigma_{+40} = \frac{44810}{\sigma_{+40}^2} = -151; \quad \sigma_{+40}^2 (\sigma_{+40} + 151) = 44810;$$

$$\sigma_{+40} = 16,4 \text{ МПа} = 1,64 \cdot 10^7 \text{ Па} \text{ или } 1,64 \text{ кгс/мм}^2;$$

Стрела провеса при $+40^\circ \text{C}$ по формуле (15-12)

$$f_{+40} = \frac{2,73 \cdot 10^{-2} \cdot 150^3}{8 \cdot 16,4} = 4,7 \text{ м.}$$

б) Поступая аналогично, найдем для гололеда без ветра при температуре -5°C :

$$\sigma_3 = \frac{150^2 \cdot (11,19 \cdot 10^{-2})^2 \cdot 63 \cdot 10^3}{24\sigma_3^2} = 75 - \frac{150^2 \cdot (12,39 \cdot 10^{-2})^2 \cdot 63 \cdot 10^3}{24 \cdot 75^2} - 23 \cdot 10^{-6} \cdot 63 \cdot 10^3 \cdot [-5 - (-5)];$$

$$\sigma_3 = \frac{737\,875}{\sigma_3^2} = -86; \quad \sigma_3^2 (\sigma_3 + 86) = 737\,875;$$

$$\sigma_3 = 69 \text{ МПа или } 6,9 \text{ кгс/мм}^2;$$

$$f_3 = \frac{11,19 \cdot 10^{-2} \cdot 150^3}{8 \cdot 69} = 4,56 \text{ м.}$$

Сравнивая значения f_{+40} и f_3 , видим, что максимальная стрела провеса, равная 4,73 м, будет при высшей температуре $+40^{\circ}\text{C}$.

К тому же выводу можно прийти, определяя критическую температуру по формуле (15-24):

$$\vartheta_{\text{кр}} = -5 + \frac{69}{23 \cdot 10^{-6} \cdot 63 \cdot 10^3} \cdot \left(1 - \frac{2,73 \cdot 10^{-2}}{11,19 \cdot 10^{-2}}\right) = -5 + 36 = 31^{\circ}\text{C}.$$

Так как высшая температура $+40^{\circ}\text{C}$ больше критической температуры $+31,3^{\circ}\text{C}$, то максимальная стрела провеса возникнет при $+40^{\circ}\text{C}$.

5. Напряжения в проводе при максимальной скорости ветра, максимальной вертикальной нагрузке и любых прочих условиях определяют аналогично приведенным случаям. Отличие в решении заключается только в том, что в правой части уравнения состояния провода в пролете для заданных в примере конкретных условий изменяется температура ϑ , а в левой — удельная нагрузка.

В качестве примера определим напряжения в материале провода при максимальной скорости ветра, которая, согласно данным табл. 15-1, наблюдается при температуре -5°C и без гололеда:

$$\sigma_6 = \frac{150^2 \cdot (6,89 \cdot 10^{-2})^2 \cdot 63 \cdot 10^3}{24\sigma_6^2} = 75 - \frac{150^2 \cdot (12,39 \cdot 10^{-2}) \cdot 63 \cdot 10^3}{24 \cdot 75^2} - 23 \cdot 10^{-6} \cdot 63 \cdot 10^3 \cdot [-5 - (-5)];$$

$$\sigma_6^2 (\sigma_6 + 86) = 297\,400; \quad \sigma_6 = 45,9 \text{ МПа или } 4,59 \text{ кгс/мм}^2.$$

6. Результаты расчетов приведены в табл. 15-6.

Таблица 15-6

Напряжения и стрелы провеса для наиболее тяжелых условий работы провода в примере 15-3

Режим работы провода	Температура ϑ , $^{\circ}\text{C}$	Удельная нагрузка p , МН/м^3	Напряжение σ , МПа	Тяжение по проводу $T = \sigma F$, Н	Стрела провеса f , м
Максимальная добавочная нагрузка (гололед, ветер)	-5	$12,39 \cdot 10^{-2}$	75	5190	—
Максимальная вертикальная нагрузка (гололед)	-5	$11,19 \cdot 10^{-2}$	69	4775	4,56
Максимальная скорость ветра	-5	$6,89 \cdot 10^{-2}$	45,9	3176	—
Минимальная температура	-40	$2,73 \cdot 10^{-2}$	27,3	1895	2,81
Максимальная температура	+40	$2,73 \cdot 10^{-2}$	16,4	1135	4,70

7. Определим напряжение в проводе при среднегодовой (эксплуатационной) температуре ϑ_3 и при отсутствии внешних нагрузок (гололед, ветер). С этой целью решим уравнение состояния провода вида:

$$\sigma_3 - \frac{l\gamma_1^2 E}{24\sigma_3^2} = \sigma_{\text{доп}} - \frac{l^2\gamma_1^2 E}{24\sigma_{\text{доп}}^2} - \alpha E (\vartheta_3 - \vartheta_r);$$

$$\sigma_3 - \frac{50^2 \cdot (2,73 \cdot 10^{-2})^2 \cdot 63 \cdot 10^3}{24\sigma_3^2} = 75 - \frac{150^2 \cdot (12,39 \cdot 10^{-2})^2 \cdot 63 \cdot 10^3}{24 \cdot 75^2} - 23 \cdot 10^{-6} \cdot 63 \cdot 10^3 [-5 - (-5)];$$

$$\sigma_3 - \frac{44810}{\sigma_3^2} = -86; \quad \sigma_3^2 (\sigma_3 + 86) = 44810;$$

$$\sigma_3 = 20,4 \text{ МПа или } 2,04 \text{ кгс/мм}^2.$$

Согласно табл. 15-5, необходимо, чтобы напряжение в проводе при среднегодовой температуре ϑ_3 не превышало 30% его временного сопротивления $\sigma_{\text{п}}$. В нашем случае будем иметь:

$$\sigma_3 = \frac{20,4}{150} \cdot 100 = 13,6\% \sigma_{\text{п}}$$

... допустимое.

Составление монтажной таблицы.

Поскольку провод монтируют в дни, когда нет ни гололеда, ни сильного ветра, то при расчете монтажных стрел провеса в уравнении состояния провода в пролете учитывают зависимость напряжения провода только от изменения температуры окружающего воздуха, внешние же нагрузки (ветер, гололед) учету не подлежат. Поэтому при расчете монтажных таблиц надо пользоваться уравнением состояния провода в пролете (15-22), в котором σ — напряжение в проводе при интересующей нас температуре ϑ и $\gamma = \gamma_1$ — удельная нагрузка от собственной массы провода.

Отметим, что в условиях $l < l_{\text{кр}}$ расчет следует производить по уравнению состояния провода в пролете (15-21), также при $\gamma = \gamma_1$.

Численные значения величин для монтажных таблиц получают, находя напряжения в проводе по уравнениям состояния провода в пролете при различных температурах. Для нашего примера результаты вычислений сведены в табл. 15-7. Данные расчета могут быть представлены и в виде кривых (подобно рис. 15-6).

Стрелу провеса провода проверяют глазомерным визированием с помощью двух реек или же более точным способом — с помощью специальных геодезических измерительных приборов. Все провода отдельных фаз линии должны быть подвешены с одинаковыми стрелами провеса; исключения допускаются лишь при наличии специальных указаний в проекте.

Пример 15-4. Провод А-70 подвешен в пролете длиной 150 м со стрелой провеса 3,86 м при температуре $+10^\circ\text{C}$ и отсутствии дополнительных нагрузок ($v = 0$; $b = 0$).

Определить напряжения в проводе при температуре -40°C , при гололеде с ветром и среднегодовой температуре и вычислить стрелу провеса при $+40^\circ\text{C}$. Удельные нагрузки провода принять из примера 15-3.

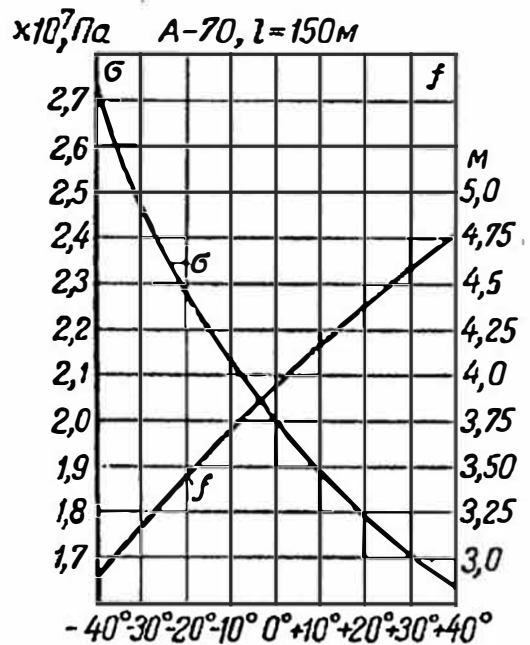


Рис. 15-6. Монтажные кривые

Монтажная таблица к примеру 15-3

Температура ϑ , °С	Напряжение в проводе σ , МПа	Тяжение провода T , МН	Стрела провеса f (без учета вытяжки), м
-40	27,3	1895	2,81
-30	24,5	1695	3,13
-20	22,7	1570	3,38
-10	21,1	1460	3,64
0	20,45	1415	3,75
+10	19,9	1378	3,86
+20	18,75	1298	4,09
+30	17,91	1240	4,28
+40	16,4	1135	4,70

1. Пользуясь формулой (15-12), найдем напряжение в проводе при ϑ С:

$$\sigma_{+10} = \frac{2,73 \cdot 10^{-2} \cdot 150^2}{8 \cdot 3,86} = 19,90 \text{ МПа (1,99 кгс/мм}^2\text{)}.$$

2. Напряжение в проводе при -40° С:

$$\sigma_{-40} = \frac{150^2 \cdot (2,73 \cdot 10^{-2})^2 \cdot 63 \cdot 10^3}{24\sigma_{+10}^2} = 19,90 - \frac{150^2 (2,73 \cdot 10^{-2})^2 \cdot 63 \cdot 10^3}{24 \cdot 19,90^2} - 23 \cdot 10^{-6} \cdot 63 \cdot 10^3 \cdot [-40 - (+10)];$$

$$\sigma_{-40} = 27,3 \text{ МПа (2,73 кгс/мм}^2\text{)}.$$

3. Напряжение в проводе при гололеде с ветром:

$$\sigma_{-5} = \frac{150^2 \cdot (12,39 \cdot 10^{-2})^2 \cdot 63 \cdot 10^3}{24\sigma_{+10}^2} = 19,90 - \frac{150^2 \cdot (2,73 \cdot 10^{-2})^2 \cdot 63 \cdot 10^3}{24 \cdot 19,90^2} - 23 \cdot 10^{-6} \cdot 63 \cdot 10^3 \cdot [-5 - (+10)];$$

$$\sigma_{-5} = 75 \text{ МПа (7,5 кгс/мм}^2\text{)}.$$

4. Стрелу провеса провода при $+40^\circ$ С находим так:

$$\sigma_{+40} = \frac{150^2 \cdot (2,73 \cdot 10^{-2})^2 \cdot 63 \cdot 10^3}{24\sigma_{+10}^2} = 19,90 - \frac{150^2 \cdot (2,73 \cdot 10^{-2})^2 \cdot 63 \cdot 10^3}{24 \cdot 19,90^2} - 23 \cdot 10^{-6} \cdot 63 \cdot 10^3 \cdot [+40 - (+10)];$$

$$\sigma_{+40} = 16,4 \text{ МПа (1,64 кгс/мм}^2\text{)};$$

$$f_{+40} = \frac{2,73 \cdot 10^{-2} \cdot 150^2}{8 \cdot 16,4} = 4,7 \text{ м.}$$

15-7. Определение физико-механических характеристик сталеалюминиевых проводов

Расчет механической прочности сталеалюминиевых проводов выполняют по тем же формулам, что и расчет проводов из однородного металла, но под σ подразумевают некоторое фиктивное напряжение проводов, которое, как и коэффициенты α и E , относится ко всему проводу в целом.

В работе сталеалюминиевого провода участвуют два металла, обладающие различными физико-механическими свойствами и по-

этому по-разному воспринимающие действие внешней растягивающей силы и изменения температуры.

Рассмотрим действие на сталеалюминиевый провод каждого из указанных выше факторов в отдельности.¹

Напряжения в сталеалюминиевом проводе от растягивающей силы

От действия растягивающей силы T стальная и алюминиевая части сталеалюминиевого провода получают одинаковые удлинения Δl , но из-за разных модулей упругости напряжение ac материала стального сердечника будет отличаться от напряжения ab материала алюминиевой части (рис. 15-7). Так, напряжение в алюминии σ_a будет равно силе T_a , приходящейся на алюминиевую часть и деленной на сечение алюминия F_a :

$$\sigma_a = T_a / F_a,$$

а напряжение стальной части, аналогично предыдущему, будет:

$$\sigma_c = T_c / F_c.$$

Фиктивное напряжение определим, исходя из предположения, что провод является однородным, т. е.

$$\sigma = T / F,$$

где $F = F_a + F_c$ — площадь поперечного сечения всего провода; $T = T_a + T_c$ — сила, действующая на весь провод.

По закону Гука относительное удлинение Δl выразится так:

$$\Delta l = \frac{\sigma_a}{E_a} = \frac{\sigma_c}{E_c} = \frac{\sigma}{E}, \quad (15-26)$$

где E_a , E_c и E — модули упругости алюминия, стали и всего провода в целом, откуда

$$\sigma_a = \Delta l E_a; \quad \sigma_c = \Delta l E_c; \quad \sigma = \Delta l E, \quad (15-27)$$

т. е. напряжения в отдельных частях провода распределяются пропорционально величинам модулей упругости.

Так как модуль упругости стали $E_c = 200 \cdot 10^3$ МПа, т. е. почти в 3 раза больше модуля упругости алюминия, то напряжение в стальной части провода будет примерно в 3 раза больше, чем в алюминие-

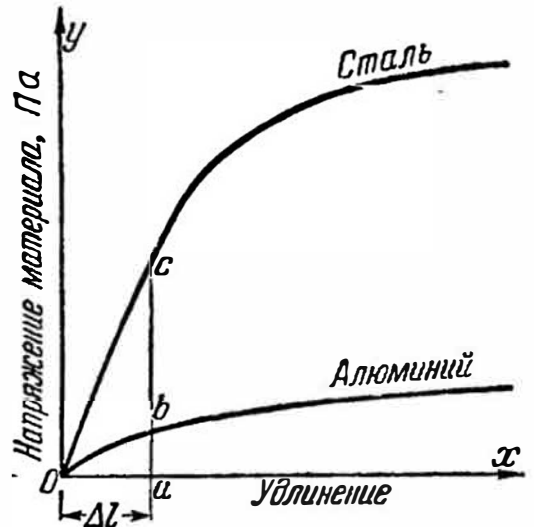


Рис. 15-7. Кривые удлинений стальной и алюминиевой проволок

¹ Выводы для сталеалюминиевых проводов могут быть распространены на любые другие комбинированные провода.

вой части. Но так как временное сопротивление стали примерно в 8 раз больше временного сопротивления алюминия, то ограничивающим нагрузку провода в целом является напряжение в его алюминиевой части. Поэтому расчет сталеалюминиевого провода надо вести, исходя из напряжения, возникающего в его алюминиевой части.

Фиктивное напряжение от растягивающей силы для провода в целом получим подстановкой в формулу (15-27) значений Δl из формулы (15-26):

$$\sigma = \sigma_a E / E_a$$

и напряжение в алюминиевой части

$$\sigma_a = \sigma E_a / E. \quad (15-28)$$

Определим значение модуля упругости сталеалюминиевого провода.

С этой целью выражение для силы, действующей на провод, $T = T_a + T_c$, представим как

$$\sigma F = \sigma_a F_a + \sigma_c F_c;$$

заменяв σ , σ_a и σ_c , согласно уравнению (15-26), получим

$$\Delta l E F = \Delta l E_a F_a + \Delta l E_c F_c.$$

Сокращая на Δl и решая относительно E , имеем

$$E = \frac{F_a F_a + E_c F_c}{F} = \frac{E_a F_a + E_c F_c}{F_a + F_c}.$$

Разделив числитель и знаменатель на F_c и введя обозначение $k = F_a / F_c$, получаем:

$$E = \frac{k E_a + E_c}{k + 1}. \quad (15-29)$$

Подставляя в формуле (15-29) $m = E_a / E_c$, получим

$$E = E_c \frac{km + 1}{k + 1}. \quad (15-30)$$

Так как $m < \frac{1}{8}$, а $k > 0$, то $E_a < E < E_c$.

Так, например, для провода АС-120/19 по ГОСТ 839—74 $k = 118/18,8 = 6,3$ и, согласно табл. 15-4, $m = 0,315$, модуль упругости

$$E = 200 \cdot 10^3 \cdot \frac{6,3 \cdot 0,315 + 1}{6,3 + 1} = 81,8 \cdot 10^3 \text{ МПа.}$$

Расчетные значения модуля упругости сталеалюминиевых проводов приведены в табл. П. 1-2.

Напряжение в сталеалюминиевом проводе от изменения температуры

Температурный коэффициент линейного расширения алюминия, равный $\alpha_a = 23 \cdot 10^{-6} \text{ K}^{-1}$, почти в два раза больше температурного коэффициента линейного расширения стали $\alpha_c = 12 \cdot 10^{-6} \text{ K}^{-1}$.

Из этого следует, что если бы между алюминиевой и стальной частями в проводе, изображенном на рис. 15-8, а, отсутствовало трение, то при нагревании провода, например, от температуры при его изготовлении ϑ_n до $\vartheta > \vartheta_n$ алюминиевая часть провода получила бы большее удлинение, чем стальная (рис. 15-8, б) и, наоборот, при снижении начальной температуры до $\vartheta < \vartheta_n$ алюминиевая часть стала бы короче стальной (рис. 15-8, г).

На самом деле в сталеалюминиевом проводе проволоки из алюминия и стали скручены между собой и перемещаться относительно друг друга не могут. При изготовлении провода обе его части имеют одинаковую температуру и длину (рис. 15-8, а), вследствие чего алюминиевая часть не действует на стальную и наоборот.

В расчетах принимают, что температура при изготовлении сталеалюминиевого провода равна $+15^\circ\text{C}$.

При температурах, отличных от $+15^\circ\text{C}$ в алюминии и стали сталеалюминиевого провода возникают температурные напряжения (усилия) из-за разности температурных коэффициентов линейного расширения.

При повышении температуры алюминиевая часть будет стремиться получить большее удлинение $+\Delta l_a = \alpha_a l (\vartheta_a - \vartheta_n)$, но так как стальная и алюминиевая части провода, составляя одно целое, получают одинаковое удлинение $+\Delta l$ (рис. 15-8, в), то в действительности удлинение алюминиевой части будет меньше на величину $\Delta l - \Delta l_a = \Delta l'_a$, а стальной части — больше на величину $\Delta l - \Delta l_c = +\Delta l'_c$, чем могло бы быть у каждой части в отдельности.

Вследствие этого в стальной части появляется растягивающее усилие $+T'_c$, а в алюминиевой части — такое же по величине, но обратное по направлению сжимающее усилие $-T'_a$.

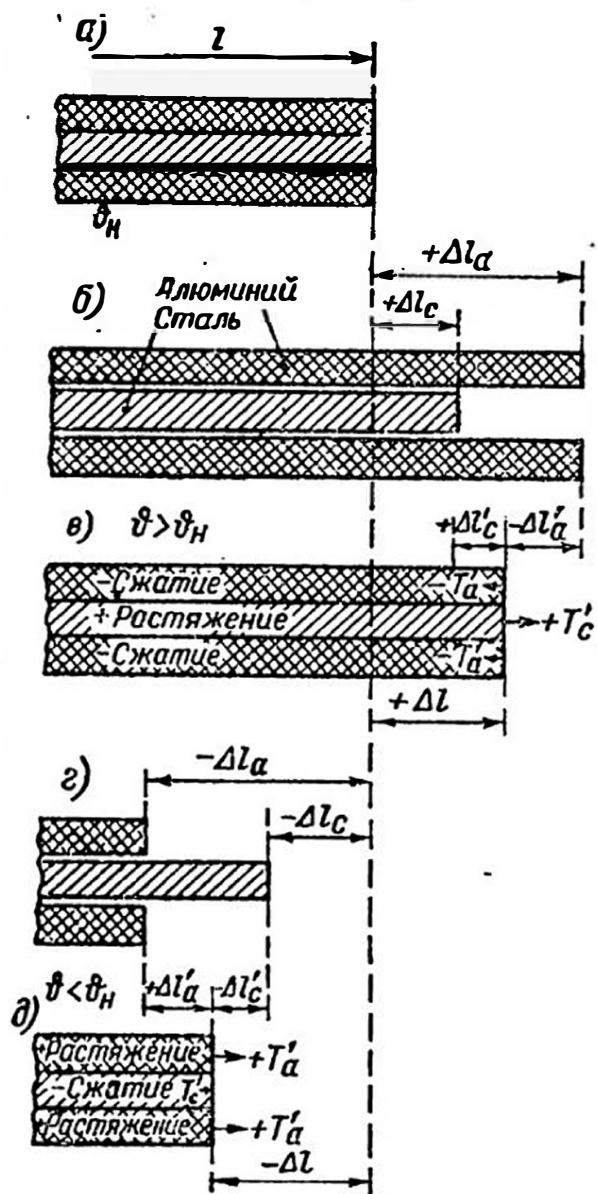


Рис. 15-8. Работа сталеалюминиевого провода при изменениях температуры

В результате сталеалюминиевый провод при повышении температуры получил удлинение $+\Delta l$, большее, чем $+\Delta l_c$ и меньшее чем $+\Delta l_a$, т. е.

$$+\Delta l_c = \alpha_c l (\vartheta - \vartheta_n) < +\Delta l < +\Delta l_a = \alpha_a l (\vartheta - \vartheta_n). \quad (15-31)$$

При понижении температуры происходит обратное явление, а именно: алюминиевая часть провода стремится сократиться в длину, но этому будет препятствовать стальная часть, в результате чего сталь будет сжата ($-$), а алюминий растянут ($+$) (рис. 15-8, д).

Очевидно, что общий температурный коэффициент линейного расширения всего провода меньше α_a и больше α_c , т. е.

$$\alpha_a > \alpha > \alpha_c.$$

Следовательно, общее удлинение сталеалюминиевого провода аналогично выражению (15-31) будет равно

$$+\Delta l = \alpha l (\vartheta - \vartheta_n). \quad (15-32)$$

Согласно рис. 15-8, в, в алюминиевой части провода будет наблюдаться отрицательное расширение

$$\Delta l'_a = -(\Delta l_a - \Delta l).$$

Подставив сюда значения Δl_a и Δl из выражений (15-31) и (15-32), получим

$$\Delta l'_a = -\alpha_a l (\vartheta - \vartheta_n) + \alpha l (\vartheta - \vartheta_n)$$

или

$$\Delta l'_a = -(\alpha_a - \alpha) (\vartheta - \vartheta_n) l. \quad (15-33)$$

В то же время Δl_a — результат сжатия алюминиевой части провода длиной l по закону Гука — имеет в соответствии с формулой (15-25) следующий вид:

$$\Delta l'_a = \frac{T'_a l}{F_a E_a}. \quad (15-34)$$

Приравнивая правые части выражений (15-33) и (15-34), получаем:

$$-\frac{T'_a l}{F_a E_a} = (\alpha_a - \alpha) (\vartheta - \vartheta_n) l,$$

откуда

$$T'_a = -(\alpha_a - \alpha) (\vartheta - \vartheta_n) F_a E_a = (\alpha_a - \alpha) (\vartheta_n - \vartheta) F_a E_a. \quad (15-35)$$

Подобным же образом можно определить, что

$$T'_c = (\alpha_c - \alpha) (\vartheta_n - \vartheta) F_c E_c. \quad (15-36)$$

Так как сжимающая и растягивающая силы внутри провода взаимно уравновешиваются, т. е.

$$T'_a + T'_c = 0 \text{ или } T'_a = -T'_c,$$

то, приравнивая правые части уравнений (15-35) и (15-36), получаем:

$$(\alpha_a - \alpha) (\vartheta_n - \vartheta) F_a E_a = -(\alpha_c - \alpha) (\vartheta_n - \vartheta) F_c E_c.$$

Решая это уравнение относительно α , найдем

$$\alpha = \frac{\alpha_a F_a E_a + \alpha_c F_c E_c}{F_a E_a + F_c E_c}.$$

Подставив в уравнение $F_a/F_c = k$, $E_a/E_c = m$ и $\alpha_a/\alpha_c = n$, получим выражение для определения общего температурного коэффициента линейного расширения всего провода:

$$\boxed{\alpha = \alpha_c \frac{kmn + 1}{km + 1}} \quad (15-37)$$

Так, например, для провода АС-120/19 $k = 6,3$ и, согласно табл. 15-4, $m = 0,315$ и $n = 1,92$, температурный коэффициент линейного расширения будет равен:

$$\alpha = 12 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{6,3 \cdot 0,315 \cdot 1,92 + 1}{6,3 \cdot 0,315 + 1} = 19,3 \cdot 10^{-6} \text{ К}^{-1}.$$

Расчетные значения температурных коэффициентов линейного расширения сталеалюминиевых проводов приведены в приложении 1 (табл. П. 1-2).

Разделив уравнение (15-35) на F_a , получим добавочное напряжение в алюминиевой части провода, возникающее от изменения температуры ϑ , а именно:

$$\sigma_{a\vartheta} = \frac{T'_a}{F_a} = (\alpha_a - \alpha) (\vartheta_n - \vartheta) E_a. \quad (15-38)$$

Положительные значения $\sigma_{a\vartheta}$ соответствуют растяжению, а отрицательные — сжатию материала.

При температуре провода ϑ_n , равной температуре, наблюдавшейся при его изготовлении, температурные напряжения в алюминии и стали отсутствуют.

При состояниях провода, соответствующих режимам низших температур или наибольших нагрузок (-5°C), добавочные температурные напряжения в алюминии являются положительными (растягивающими), т. е. совпадают по знаку с напряжениями от растягивающей силы.

Суммарные напряжения в сталеалюминиевом проводе

В результате совместного действия на провод растягивающей силы и температуры действительное напряжение в его алюминиевой части

$$\sigma_a = \sigma \frac{E_a}{E} + (\alpha_a - \alpha) (\vartheta_n - \vartheta) E_a \quad (15-39)$$

и фиктивное напряжение для провода в целом

$$\sigma = \sigma_a \frac{E}{E_a} - (\alpha_a - \alpha) (\vartheta_n - \vartheta) E. \quad (15-40)$$

Из уравнения (15-39) видно, что чем ниже температура провода ϑ , тем больше напряжение в его алюминиевой части. Но так как напряжение в алюминии не должно превосходить $\sigma_{a_{\max}} = \sigma_{a_{\text{доп}}}$ при всех режимах, то расчет провода необходимо вести, исходя из разных допустимых фиктивных напряжений в зависимости от режима, а именно:

а) при низшей температуре

$$\sigma_{\vartheta_{\min}} = \sigma_a \frac{E}{E_a} - (\alpha_a - \alpha) (\vartheta_{\text{н}} - \vartheta_{\min}) E; \quad (15-41)$$

б) при наибольшей нагрузке

$$\sigma_{\gamma_{\max}} = \sigma_a \frac{E}{E_a} - (\alpha_a - \alpha) (\vartheta_{\text{н}} - \vartheta) E, \quad (15-42)$$

причем

$$\sigma_{\vartheta_{\min}} < \sigma_{\gamma_{\max}}.$$

15-8. Условия максимального напряжения в сталеалюминиевом проводе. Расчет проводов

Выше было установлено, что для сохранения в сталеалюминиевом проводе во всех режимах допустимого напряжения в его алюминиевой части расчет необходимо вести при разных допустимых напряжениях провода в целом, в зависимости от температуры исходного режима.

Рассмотрим графики изменения напряжения провода в зависимости от длины пролета и исходного режима.

Приимая в качестве исходных условий режим низшей температуры ($\vartheta_{\min}, \gamma_1$) по уравнению состояния провода в пролете (15-19), рассчитаем и построим кривую напряжений провода при наибольшей нагрузке ($\vartheta_{\text{г}}, \gamma_{\text{г}}$) в зависимости от длины пролета (рис. 15-9, кривая 1).

Затем, беря в качестве исходных условий режим наибольшей нагрузки ($\vartheta_{\text{г}}, \gamma_{\text{г}}$), построим кривую 2 напряжений в проводе при низшей температуре ($\vartheta_{\min}, \gamma_1$).

По мере увеличения длины пролета ординаты кривой 1 будут увеличиваться, а ординаты кривой 2 уменьшаться. В точке А кривая 1 пересечет штриховую линию ($a-a'$) допустимых напряжений в проводе при максимальных нагрузках, а кривая 2 в точке В

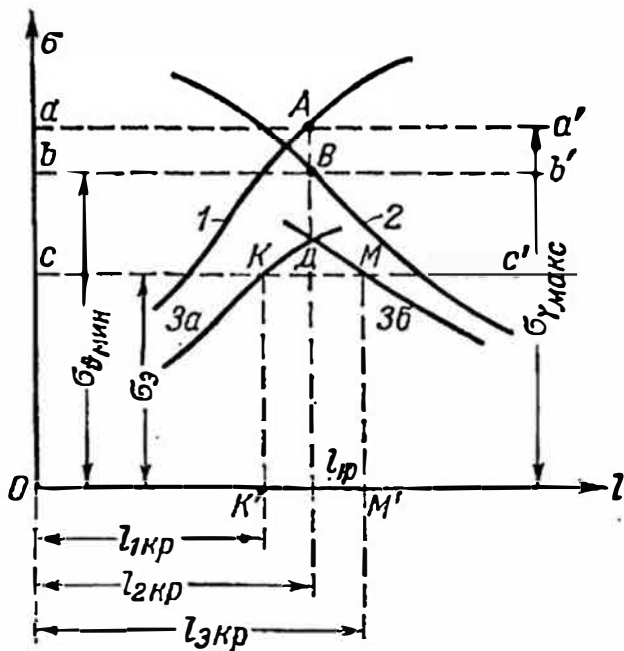


Рис. 15-9. Кривые напряжений в материале провода

пересечет вторую штриховую линию ($b-b'$) допустимых напряжений в проводе при низшей температуре.

Участки кривых 1 и 2, расположенные соответственно выше точек А и В, имеют ординаты, превышающие величину допустимых напряжений в проводе.

Так как величины допустимых напряжений сталалюминиевого провода $\sigma_{\vartheta_{\text{мин}}}$ и $\sigma_{\gamma_{\text{макс}}}$ (рис. 15-9) определены исходя из ограничения напряжения в алюминии при обоих этих режимах до $\sigma_{\gamma_{\text{макс}}} = \sigma_{\gamma_{\text{доп}}}$, то, очевидно, что ординатам точек А и В соответствует одинаковый пролет, который носит название критического ($l_{\text{кр}}$).

Уравнение состояния провода в пролете (15-19) для критического пролета $l_{\text{кр}}$ после подстановки в него величин, соответствующих режиму низшей температуры и режиму наибольшей нагрузки, будет иметь вид:

$$\sigma_{\vartheta_{\text{мин}}} - \frac{\gamma_1^2 l_{\text{кр}}^2 E}{24\sigma_{\vartheta_{\text{мин}}}^2} = \sigma_{\gamma_{\text{макс}}} - \frac{\gamma_7^2 l_{\text{кр}}^2 E}{24\sigma_{\gamma_{\text{макс}}}^2} - \alpha E (\vartheta_{\text{мин}} - \vartheta_{\text{г}}).$$

Решив это уравнение относительно $l_{\text{кр}}$, получим

$$l_{\text{кр}} = \sqrt{\frac{24 \left[(\sigma_{\gamma_{\text{макс}}} - \sigma_{\vartheta_{\text{мин}}}) \frac{1}{E} + \alpha (\vartheta_{\text{г}} - \vartheta_{\text{мин}}) \right]}{\left(\frac{\gamma_7}{\sigma_{\gamma_{\text{макс}}}} \right)^2 - \left(\frac{\gamma_1}{\sigma_{\vartheta_{\text{мин}}}} \right)^2}}$$

или после преобразования

$$l_{\text{кр}} = \frac{2\sigma_{\gamma_{\text{макс}}}}{\gamma_1} \sqrt{\frac{6 \left[(\sigma_{\gamma_{\text{макс}}} - \sigma_{\vartheta_{\text{мин}}}) \frac{1}{E} + \alpha (\vartheta_{\text{г}} - \vartheta_{\text{мин}}) \right]}{\left(\frac{\gamma_7}{\gamma_1} \right)^2 - \left(\frac{\sigma_{\gamma_{\text{макс}}}}{\sigma_{\vartheta_{\text{мин}}}} \right)^2}}. \quad (15-43)$$

Критический пролет, определяемый формулой (15-43), соответствует второму критическому пролету на рис. 15-9, т. е. $l_{\text{кр}} = l_{2\text{кр}}$.

Расчет проводов, как уже было указано в § 15-6, кроме упомянутых двух режимов — минимальной температуры и максимальной нагрузки, должен производиться также для режима среднегодовой температуры при отсутствии внешних нагрузок.

На рис. 15-9 показаны кривые 3а и 3б, выражающие зависимость напряжения в проводе в режиме среднегодовой температуры от длины пролета. Для построения кривой 3а приняты исходные условия, соответствующие режиму низшей температуры, а кривой 3б — режиму наибольшей нагрузки.

Допустимое напряжение провода при среднегодовой температуре показано на рис. 15-9 штриховой линией $c-c'$, отстоящей от оси абсцисс на расстоянии σ_{γ} .

Кривые 3а и 3б пересекают линию $c-c'$ в точках К и М. Это обстоятельство показывает, что в режиме среднегодовой температуры напряжение в проводе при пролетах, соответствующих участку

КДМ выше линии $c-c'$ на рис. 15-9, превосходит допустимое среднеэксплуатационное напряжение. Следовательно, для этих пролетов необходимо ввести дополнительное ограничение напряжения в режиме среднегодовой температуры.

При ограничении напряжения в проводе тремя исходными режимами, как видно из рис. 15-9, должны существовать уже три критических пролета, соответствующих пограничным условиям этих режимов:

а) $l_{1кр}$ — пролет, для которого напряжение провода в режиме низшей температуры достигает допустимого напряжения $\sigma_{\vartheta_{мин}}$, а в режиме среднегодовой температуры — значения σ_{ϑ} ;

б) $l_{2кр} = l_{кр}$ — пролет, при котором напряжение провода в режиме наибольшей нагрузки равно допустимому напряжению $\sigma_{\gamma_{макс}}$, а в режиме низшей температуры равно $\sigma_{\vartheta_{мин}}$;

в) $l_{3кр}$ — пролет, при котором напряжение провода в режиме среднегодовой температуры равно допустимому напряжению σ_{ϑ} , а в режиме наибольшей нагрузки — равно $\sigma_{\vartheta_{макс}}$.

Таким образом, при определении напряжений в проводе (рис. 15-9) исходными являются: для пролетов, соответствующих абсциссе OK' — режим низших температур, для пролетов от OK' до OM' — режим среднегодовой температуры, для пролетов OM' и более — режим наибольшей нагрузки.

Критические пролеты можно рассчитать, подставляя в формулу (15-43) соответствующие значения γ , ϑ и σ , характеризующие исходные режимы:

$$\left. \begin{aligned} l_{1кр} &= \frac{2\sigma_{\vartheta}}{\gamma_1} \sqrt{\frac{6 \left[(\sigma_{\vartheta} - \sigma_{\vartheta_{мин}}) \frac{1}{E} + \alpha(\vartheta_{\vartheta} - \vartheta_{мин}) \right]}{1 - \left(\frac{\sigma_{\vartheta}}{\sigma_{\vartheta_{мин}}} \right)^2}}; \\ l_{2кр} &= \frac{2\sigma_{\gamma_{макс}}}{\gamma_1} \sqrt{\frac{6 \left[(\sigma_{\gamma_{макс}} - \sigma_{\vartheta_{мин}}) \frac{1}{E} + \alpha(\vartheta_{\gamma} - \vartheta_{мин}) \right]}{\left(\frac{\gamma_2}{\gamma_1} \right)^2 - \left(\frac{\sigma_{\gamma_{макс}}}{\sigma_{\vartheta_{мин}}} \right)^2}}; \\ l_{3кр} &= \frac{2\sigma_{\gamma_{макс}}}{\gamma_1} \sqrt{\frac{6 \left[(\sigma_{\gamma_{макс}} - \sigma_{\vartheta}) \frac{1}{E} + \alpha(\vartheta_{\gamma} - \vartheta_{\vartheta}) \right]}{\left(\frac{\gamma_2}{\gamma_1} \right)^2 - \left(\frac{\sigma_{\gamma_{макс}}}{\sigma_{\vartheta}} \right)^2}}. \end{aligned} \right\} (15-44)$$

Следует указать, что для некоторых случаев расчета прямая допустимого напряжения при среднеэксплуатационных условиях (штриховая линия $c-c'$ на рис. 15-9) может лежать выше точки Д пересечения кривых $3a$ и $3б$, в соответствии с чем меняется соотношение длин критических пролетов.

При расчете нескольких пролетов разной длины для одного провода (одной линии) определяют все три критических пролета,

Если при этом $l_{1кр} < l_{2кр} < l_{3кр}$, то это значит, что прямая $c-c'$ проходит ниже точки D пересечения кривых $3a$ и $3б$ (рис. 15-9). В этом случае физический смысл имеют два критических пролета: $l_{1кр}$ и $l_{3кр}$.

Определяющим исходным режимом в уравнении состояния провода в пролете будет: при $l_{расч} < l_{1кр}$ — режим низшей температуры, при $l_{расч} > l_{3кр}$ — режим максимальной нагрузки и при $l_{1кр} < l_{расч} < l_{3кр}$ — режим среднеэксплуатационных условий.

Если $l_{1кр} > l_{2кр} > l_{3кр}$, то прямая $c-c'$ проходит выше точки D пересечения кривых $3a$ и $3б$. В этом случае физический смысл имеет только один критический пролет $l_{2кр}$, и расчет проводится с ограничением напряжения при двух режимах: низшей температуры и наибольших нагрузок.

При расчете одного пролета лучше вначале найти $l_{2кр}$. Далее, в зависимости от того $l_{расч} < l_{2кр}$ или $l_{расч} > l_{2кр}$ дополнительно определяют, соответственно, $l_{1кр}$ или $l_{3кр}$ и находят исходные условия расчета.

До 1963 г. допустимое фиктивное напряжение сталеалюминиевого провода в СССР и в ряде зарубежных стран определялось исходя из допустимого напряжения в его алюминиевой части [формулы (15-41) и (15-42)]. Коэффициент запаса прочности алюминиевого провода к его предельному сопротивлению при разрыве принимался как для монометаллического провода $0,5\sigma_{пн}$.

Практика показала, однако, что в выборе такого запаса прочности нет необходимости, так как прочность комбинированного провода обеспечивается и при более высоком напряжении в его алюминиевой части. В настоящее время допускаемое фиктивное напряжение сталеалюминиевого провода принимается исходя из предельного сопротивления при разрыве провода в целом, т. е. $\sigma_{доп} \leq \sigma_{пн}/n$, где $\sigma_{пн}$ — предельное сопротивление при разрыве провода, определяемое по формуле (15-25) и табл. П.1-2, через его суммарное сечение $F = F_a + F_c$; n — коэффициент запаса прочности.

Согласно ПУЭ-66 допустимое напряжение сталеалюминиевого провода определялось следующими значениями: при низшей температуре $\sigma_{\theta_{мин}} = 0,37\sigma_{пн}$; при наибольших нагрузках $\sigma_{\gamma_{макс}} = 0,42\sigma_{пн}$ и при среднегодовой температуре — $\sigma_{\gamma} = 0,25\sigma_{пн}$. Напряжение в алюминиевой части провода при низшей температуре при этом достигало величины $0,6\sigma_{ап}$.

Дальнейший опыт работы и проведенные исследования показали, что прочность сталеалюминиевого провода будет обеспечена и в том случае, если его напряжение $\sigma_{\theta_{мин}}$ при низшей температуре будет увеличено до значения $\sigma_{\gamma_{макс}}$ при наибольшей нагрузке. Нормами 1975 г. приняты одинаковые расчетные значения допустимых напряжений в сталеалюминиевых проводах для обоих этих режимов: $\sigma_{\theta_{мин}} = \sigma_{\gamma_{макс}} = (0,35 - 0,45)\sigma_{пн}$ и для режима среднегодовой температуры $\sigma_{\gamma} = 0,3\sigma_{пн}$ (см. табл. 15-5). Напряжение в алюминиевой части провода при этом не выходит за пределы упругости.

Приведенные выше выводы остаются пригодными для расчета проводов как по нормам ПУЭ-66, так и по нормам 1975 г. В последнем случае формула (15-44) для $l_{кр} = l_{2кр}$ примет такой же вид, как и для монометаллических проводов (15-23).

Пример 15-5. Линию электропередачи напряжением 220 кВ с проводом АС-300/39, с алюминиевой проволокой марки АТп сооружают на местности с климатическими условиями: толщина стенки гололеда $b = 10$ мм; скоростной напор ветра $Q = 400$ Н/м²; $\vartheta_r = -10^\circ$ С; $\vartheta_{мин} = -40^\circ$ С; $\vartheta_s = -5^\circ$ С; $\vartheta_{макс} = +35^\circ$ С. Требуется выполнить расчет провода для пролетов 200, 360 и 420 м по нормам ПУЭ-66.

1. Согласно табл. 15-16 и приложения 1 (табл. П.1-1): $F = 339,6$ мм²; $d = 24$ мм; масса 1 км провода 1132 кг.

2. Удельные нагрузки провода, вычисленные по формулам § 15-2, будут равны:

$$\begin{aligned} \gamma_1 &= 3,33 \cdot 10^{-2} \text{ МН/м}^3; & \gamma_5 &= 1,56 \cdot 10^{-2} \text{ МН/м}^3; \\ \gamma_2 &= 2,84 \cdot 10^{-2} \text{ МН/м}^3, & \gamma_7 &= 6,35 \cdot 10^{-2} \text{ МН/м}^3. \\ \gamma_3 &= 6,17 \cdot 10^{-2} \text{ МН/м}^3; \end{aligned}$$

3. По формулам (15-30), (15-37), (15-25) и табл. П.1-2 определим физико-механические характеристики провода:

$$\begin{aligned} E &= 78,57 \cdot 10^9 \text{ МПа}; & \alpha &= 19,81 \cdot 10^{-6} \text{ К}^{-1}; \\ \sigma_n &= 272 \text{ МПа}; & \sigma_{\vartheta_{мин}} &= 0,37 \cdot 272 = 101 \text{ МПа}; \\ \sigma_{\gamma_{макс}} &= 0,42 \cdot 272 = 114 \text{ МПа}; & \sigma_s &= 0,25 \cdot 272 = 68 \text{ МПа}. \end{aligned}$$

4. По формулам (15-44) найдем значения критических пролетов:

$$l_{1кр} = \frac{2 \cdot 68}{3,33 \cdot 10^{-2}} \sqrt{\frac{6 \left\{ \frac{68 - 101}{78,57 \cdot 10^9} + 19,81 \cdot 10^{-6} \cdot [-5 - (-40)] \right\}}{1 - \left(\frac{68}{101} \right)^2}} = 224 \text{ м};$$

$$l_{2кр} = \frac{2 \cdot 114}{3,33 \cdot 10^{-2}} \sqrt{\frac{6 \left\{ \frac{114 - 101}{78,57 \cdot 10^9} + 19,81 \cdot 10^{-6} \cdot [-10 - (-40)] \right\}}{\left(\frac{6,35 \cdot 10^{-2}}{3,33 \cdot 10^{-2}} \right)^2 - \left(\frac{114}{101} \right)^2}} = 301 \text{ м};$$

$$l_{3кр} = \frac{2 \cdot 114}{3,33 \cdot 10^{-2}} \sqrt{\frac{6 \left\{ \frac{114 - 68}{78,57 \cdot 10^9} + 19,81 \cdot 10^{-6} \cdot [-10 - (-5)] \right\}}{\left(\frac{6,35 \cdot 10^{-2}}{3,33 \cdot 10^{-2}} \right)^2 - \left(\frac{114}{68} \right)^2}} = 407 \text{ м}.$$

На основании расчета выявилось, что $l_{1кр} < l_{2кр} < l_{3кр}$ в результате чего приходим к следующему выводу.

При заданных условиях прямая $s - s'$ (рис. 15-9) проходит ниже точки D , поэтому второй критический пролет $l_{2кр}$ не имеет физического смысла.

Для расчета провода с заданным пролетом $l = 200$ м в уравнении состояния провода в пролете (15-19) в качестве исходного следует принять режим низшей температуры, для пролета $l = 360$ м, лежащего между $l_{1кр}$ и $l_{3кр}$, — режим среднеэксплуатационных условий и для пролета $l = 420$ м $> l_{3кр}$ — режим наибольшей нагрузки.

Расчетные формулы для этих трех пролетов по уравнению (15-19) напишем так:

а) для пролета 200 м

$$\sigma - \frac{l^2 \gamma^2 E}{24 \sigma^2} = \sigma_{\vartheta_{мин}} - \frac{l^2 \gamma_1^2 E}{24 \sigma_{\vartheta_{мин}}^2} - \alpha E (\vartheta - \vartheta_{мин});$$

б) для пролета 360 м

$$\sigma - \frac{l^2 \gamma^2 E}{24 \sigma^3} = \sigma_9 - \frac{l^2 \gamma_9^2 E}{24 \sigma_9^3} - \alpha E (\vartheta - \vartheta_9);$$

в) для пролета 420 м

$$\sigma - \frac{l^2 \gamma^2 E}{24 \sigma^3} = \sigma_{\gamma_{\max}} - \frac{l^2 \gamma_{\max}^2 E}{24 \sigma_{\gamma_{\max}}^3} - \alpha E (\vartheta - \vartheta_{\Gamma}).$$

Дальнейший расчет сталеалюминиевого провода для всех пролетов выполняется в той же последовательности, как и для провода из однородного металла.

Пример 15-6. Линия электропередачи напряжением 110 кВ с проводом АС-120/19 сооружается на местности с климатическими условиями: $b = 10$ мм; $Q = 300$ Н/м²; $\vartheta_{\Gamma} = -5^{\circ}$ С; $\vartheta_{\min} = -35^{\circ}$ С; $\vartheta_9 = +10^{\circ}$ С; $\vartheta_{\max} = +45^{\circ}$ С.

Требуется выполнить расчет провода для пролетов длиной 200 и 250 м по нормам ПУЭ-66.

При расчете принять следующие данные провода: $F = 136,8$ мм²; $d = 15,2$ мм; G масса 1 кг провода = 471 кг.

1. Удельные нагрузки провода, вычисленные по формулам § 15-2, будут равны:

$$\begin{aligned} \gamma_1 &= 3,44 \cdot 10^{-2} \text{ МН/м}^3; & \gamma_5 &= 2,12 \cdot 10^{-2} \text{ МН/м}^3; \\ \gamma_2 &= 4,5 \cdot 10^{-2} \text{ МН/м}^3; & \gamma_6 &= 4,64 \cdot 10^{-2} \text{ МН/м}^3; \\ \gamma_3 &= 7,94 \cdot 10^{-2} \text{ МН/м}^3; & \gamma_7 &= 8,2 \cdot 10^{-2} \text{ МН/м}^3. \\ \gamma_4 &= 3,11 \cdot 10^{-2} \text{ МН/м}^3; \end{aligned}$$

2. По формулам (15-30) и (15-37) определим физико-механические характеристики провода:

$$\begin{aligned} E &= 82,08 \cdot 10^3 \text{ МПа}; & \sigma_{\vartheta_{\min}} &= 0,37 \sigma_{\Pi} = 110 \text{ МПа}; \\ \alpha &= 19,25 \cdot 10^{-6} \text{ К}^{-1}; & \sigma_{\gamma_{\max}} &= 0,42 \sigma_{\Pi} = 125 \text{ МПа}; \\ \sigma_{\Pi} &= 297 \text{ МПа}; & \sigma_9 &= 0,25 \sigma_{\Pi} = 74,2 \text{ МПа}. \end{aligned}$$

3. По формулам (15-44) найдем значения критических пролетов:

$$l_{1\text{кр}} = \frac{2 \cdot 74,2}{3,44 \cdot 10^{-2}} \sqrt{\frac{6 \left\{ \frac{(74,2 - 110)}{82,08 \cdot 10^3} + 19,25 \cdot 10^{-6} [10 - (-35)] \right\}}{1 - \left(\frac{74,2}{110} \right)^2}} = 297 \text{ м};$$

$$l_{2\text{кр}} = \frac{2 \cdot 125}{3,44 \cdot 10^{-2}} \sqrt{\frac{6 \left\{ \frac{(125 - 110)}{82,08 \cdot 10^3} + 19,25 \cdot 10^{-6} [-5 - (-35)] \right\}}{\left(\frac{8,2 \cdot 10^{-2}}{3,44 \cdot 10^{-2}} \right)^2 - \left(\frac{125}{110} \right)^2}} = 234 \text{ м};$$

$$l_{3\text{кр}} = \frac{2 \cdot 125}{3,44 \cdot 10^{-2}} \sqrt{\frac{6 \left\{ \frac{(125 - 74,2)}{82,08 \cdot 10^3} + 19,25 \cdot 10^{-6} [-5 - (+10)] \right\}}{\left(\frac{8,2 \cdot 10^{-2}}{3,44 \cdot 10^{-2}} \right)^2 - \left(\frac{125}{74,2} \right)^2}} = 192 \text{ м},$$

т. е. $l_{1\text{кр}} > l_{2\text{кр}} > l_{3\text{кр}}$.

При заданных условиях пролеты $l_{1кр}$ и $l_{2кр}$ не имеют физического смысла и являются фиктивными, так как прямая $c - c'$ (рис. 15-9) проходит выше точки D .

Для пролетов меньше 234 м (в качестве исходного) следует принять режим низшей температуры, а для пролетов более 234 м — режим наибольшей нагрузки.

ГЛАВА ШЕСТНАДЦАТАЯ

ОСОБЫЕ СЛУЧАИ РАСЧЕТА ПРОВОДОВ. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

16-1. Определение стрелы провеса в пролетах с подвеской проводов на разных высотах

При проектировании воздушных линий очень часто приходится иметь дело с пролетами, в которых точки подвеса провода расположены на разных высотах. Это бывает вызвано профилем поверхности земли или применением повышенных опор на пересечениях с инженерными сооружениями (линии связи и освещения, железные дороги и т. п.).

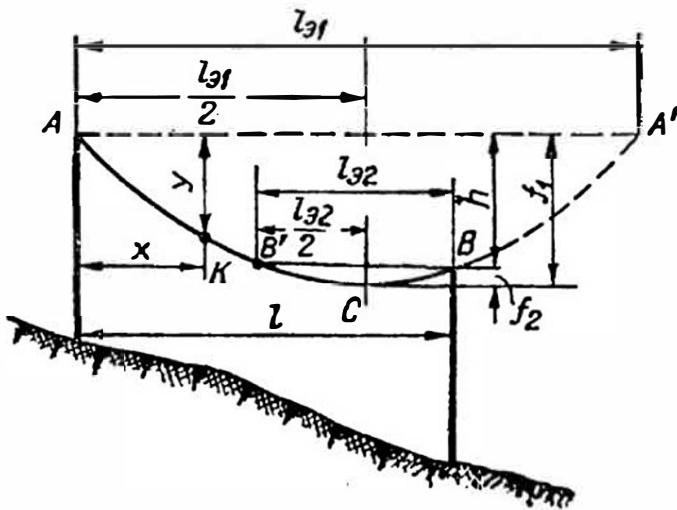


Рис. 16-1. К расчету проводов с разной высотой точек подвеса

Для определения стрелы провеса провода, имеющего разные по высоте точки подвеса, существуют два способа расчета: точный и приближенный. Точный метод расчета, основанный на теории провисания тяжелой гибкой нити,

здесь не рассматривается, так как применяется он в редких случаях расчета переходов через широкие водные пространства или при прокладке линий в горной местности при большой разности в отметках мест установки опор. Приближенный способ расчета применяют, если разность высот точек подвеса провода не превышает 15% от длины пролета. Этот способ основан на методе эквивалентного пролета и заключается в следующем.

Рассмотрим провод с пролетом l , закрепленный в точках A и B (рис. 16-1), с разностью высот подвеса h . Наибольшее провисание провода будет в середине эквивалентных пролетов $l_{э1}$ и $l_{э2}$, соответствующих условию закрепления провода на одной высоте в точках AA' или BB' . Интересующие нас стрелы провеса провода f_1 и f_2 могут быть найдены, если будут известны эквивалентные пролеты $l_{э1}$ и $l_{э2}$.

В соответствии с рис. 16-1 и формулой (15-12)

$$h = f_1 - f_2 = \frac{l_{э1}^2 \gamma_x}{8\sigma_0} - \frac{l_{э2}^2 \gamma_x}{8\sigma_0} = \frac{\gamma_x}{8\sigma_0} (l_{э1}^2 - l_{э2}^2) = \frac{\gamma_x}{8\sigma_0} (l_{э1} + l_{э2}) (l_{э1} - l_{э2}). \quad (16-1)$$

Но так как (рис. 16-1)

$$l = \frac{l_{\text{э1}}}{2} + \frac{l_{\text{э2}}}{2} \quad \text{или} \quad l_{\text{э1}} + l_{\text{э2}} = 2l, \quad (16-2)$$

то равенство (16-1) примет вид:

$$h = \frac{\gamma x}{8\sigma_0} \cdot 2l(l_{\text{э1}} - l_{\text{э2}}) = \frac{\gamma x}{4\sigma_0} l(l_{\text{э1}} - l_{\text{э2}}),$$

откуда

$$l_{\text{э1}} - l_{\text{э2}} = \frac{4\sigma_0 h}{\gamma x l}.$$

Подставив вместо $l_{\text{э2}}$ его значения из выражения (16-2), найдем:

$$l_{\text{э1}} - 2l + l_{\text{э1}} = \frac{4\sigma_0 h}{\gamma x l} \quad \text{и} \quad l_{\text{э1}} = l + \frac{2\sigma_0 h}{\gamma x l}. \quad (16-3)$$

Аналогично

$$l_{\text{э2}} = l - \frac{2\sigma_0 h}{\gamma x l}. \quad (16-4)$$

Определение стрелы провеса провода при разных высотах точек подвеса начинают с того, что для действительного пролета l по уравнению состояния провода в пролете (15-19) находят величину напряжения σ при интересующих нас климатических условиях. Затем по формуле (16-3) определяют длину эквивалентного пролета $l_{\text{э1}}$, после чего по формуле (15-12) находят стрелу провеса f .

Провес провода y в любой точке эквивалентного пролета $l_{\text{э}}$ (например, на расстоянии x в точке K , рис. 16-1) можно найти по формуле из уравнения параболы:

$$\begin{aligned} y &= \frac{4fx}{l_{\text{э1}}^2} \left(1 - \frac{x}{l_{\text{э1}}}\right) = \\ &= \frac{4l_{\text{э1}}^2 \gamma x}{8\sigma_0 l_{\text{э1}}^2} \left(1 - \frac{x}{l_{\text{э1}}}\right) = \frac{x(l_{\text{э1}} - x) \gamma x}{2\sigma_0} \end{aligned} \quad (16-5)$$

Уравнение (16-5) используют для определения провеса провода, когда требуется знать габарит приближения провода к пересекаемому в любой точке пролета инженерному сооружению (линии связи, линии электропередачи, железной дороге и т. п.), а также габарит приближения провода к земле при неровном профиле местности, если подъемы почвы находятся не в середине пролета.

Анализ уравнения (16-4) показывает, что в некоторых случаях (например, в условиях отрицательных температур при значительной разности высот точек подвеса в небольшом пролете) эквивалентный пролет $l_{\text{э2}}$ будет иметь отрицательное значение. Это означает, что низшая точка провеса провода в условном пролете находится вне пределов действительного пролета (рис. 16-2). В этом случае верти-

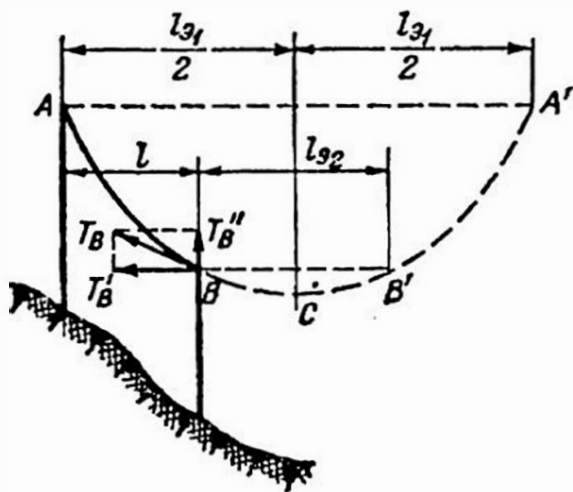


Рис. 16-2. К определению вертикальной составляющей тяжения по проводу

кальная составляющая тяжения по проводу T_B^z у опоры B , равная половине массы провода условного пролета l_{92} , будет направлена вверх:

$$T_B^z = \gamma_x F \frac{l_{92}}{2} = \gamma_x F \left(l - \frac{l_{91}}{2} \right). \quad (16-6)$$

Так как гирлянда изоляторов (или штыревой изолятор) промежуточной опоры B окажется одновременно под воздействием вертикальных сил обеих смежных пролетов, то для суждения о том, будет ли результирующая сила направлена вверх или вниз, необходимо рассмотреть смежный пролет.

Усилие, направленное вверх, может привести к срыву штыревого изолятора на промежуточной опоре или к подъему поддерживающей гирлянды изоляторов.

Чтобы избежать этих явлений, при разбивке опор по профилю производят графическую проверку на отсутствие вертикальной составляющей тяжения про-

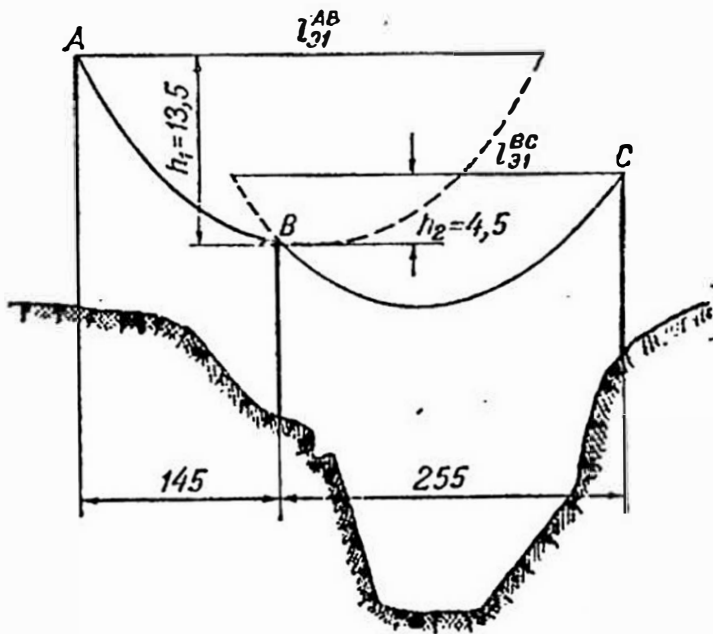


Рис. 16-3. Профиль линии к примеру 16-1

ставляющей тяжения провода вверх. Если различные варианты перестановки опор по профилю не дают желаемого результата, то промежуточную опору повышают или заменяют анкерной опорой. При незначительной величине T_B^z , направленной вверх, достаточно к гирлянде промежуточной опоры подвесить компенсирующий груз.

Пример 16-1. Определить вертикальную составляющую тяжения провода АС-120/19 на опоре B (рис. 16-3). Расчет выполнить для случая температуры $\varphi_{\text{мин}} = -40^\circ \text{C}$, приняв,

что в анкерном пролете с опорами A , B и C напряжением в проводе $\sigma = 82,5$ МПа, удельная нагрузка $\gamma_1 = 3,52 \cdot 10^{-2}$ МН/м³. Действительное сечение провода $F = 136,8$ мм²:

1. Эквивалентный пролет AB , согласно формуле (16-3), при заданных условиях:

$$l_{91}^{AB} = 145 + \frac{2 \cdot 82,5 \cdot 13,5}{3,52 \cdot 10^{-2} \cdot 145} = 570 \text{ м.}$$

Вертикальная составляющая тяжения по проводу у опоры B по формуле (16-6):

$$T_B^z = 3,52 \cdot 10^{-2} \cdot 136,8 \cdot \left(145 - \frac{570}{2} \right) = -695 \text{ МПа.}$$

2. Эквивалентный пролет BC при тех же условиях:

$$l_{91}^{BC} = 255 + \frac{2 \cdot 82,5 \cdot 4,5}{3,52 \cdot 10^{-2} \cdot 2,55} = 337,5 \text{ м.}$$

Вертикальная составляющая тяжения по проводу у опоры B :

$$T_B^z = 3,52 \cdot 10^{-2} \cdot 136,8 \cdot \left(255 - \frac{337,5}{2} \right) = 430 \text{ МПа.}$$

3. Суммарная вертикальная составляющая тяжений на опоре от действия смежных с ней пролетов, определенная с учетом массы поддерживающей гирлянды изоляторов (32 кгс, 320 МПа), составит:

$$\Sigma T_B^* = -695 + 430 + 320 = 55 \text{ МПа.}$$

Знак плюс у результирующей вертикальной составляющей тяжений показывает, что подъема гирлянды изоляторов на опоре *B* не будет.

16-2. Специальные расчеты проводов

К числу специальных механических расчетов проводов могут быть отнесены расчеты больших переходов через широкие водные пространства: судоходные и несудоходные реки, озера, морские заливы и другие препятствия, через которые прокладывают проектируемую линию передачи. Переходные пролеты бывают длиной 800—1000 м, а иногда и более. Так, например, переходный пролет через Волгу на линии 750 кВ Ленинград — Кошаково равен 1270 м. Высота переходных опор достигает более 100—150 м.

При переходах через реки более, чем в четверти случаев переходные опоры приходится устанавливать на берегах разной высоты и иногда при большой разнице в отметках берегов. В таких случаях по возможности прибегают к установке переходных опор разной высоты и расчет перехода сводится к расчету проводов с одинаковой точкой подвеса.

Обычно большие переходы выполняются проводами, отличными по конструкции от проводов линии. В последнее время вместо бронзовых и сталебронзовых проводов для этой цели применяются сталеалюминиевые провода с усиленным стальным сердечником (отношение сечений алюминия к стали 1,5). Расчет больших переходов с высокими переходными опорами, в отличие от расчетов проводов линий, производится с учетом особых требований ПУЭ. Методика таких расчетов дается в специальной литературе.¹

К числу специальных относится расчет проводов с сосредоточенными нагрузками (ошиновка подстанций), а также расчет тяжений проводов при их обрыве в одном из пролетов линии.

Определение стрелы провеса при обрыве провода необходимо для проверки габаритов линии при прохождении ее по населенной местности и на пересечениях с инженерными сооружениями. Обрыв провода приводит к тому, что в соседних пролетах с необорванными проводами возникает остаточное тяжение, вызывающее отклонение гирлянд и прогиб промежуточных опор. В результате этого напряжение в необорванных проводах снижается, а стрела их провеса увеличивается.

При креплении проводов на подвесных гирляндах изоляторов в глухих зажимах, как это и положено для линий, проходящих в населенной местности, стрела провеса провода при его обрыве

¹ Бошнякович А. Д. Расчет проводов подстанций и больших переходов ЛЭП. Л., «Энергия», 1975. 245 с. с ил.

в полете, прилегающем к анкерной опоре, увеличивается в несколько раз. Ее величина определяется через тяжение в проводе $T_{ав}$, возникающее в аварийном режиме:

$$f_{ав} = \frac{g_0 l^3}{8T_{ав}},$$

где $g_0 = \gamma_1 F$ — масса одного метра провода, кг; $T_{ав}$ — тяжение в проводе при его обрыве, кгс; $f_{ав}$ — в м.

Нормативные тяжения по проводам при их обрыве в полете, примыкающем к анкерной опоре, выраженных в долях максимального тяжения $T_{макс}$ при нормальном режиме работы, приведены в табл. 16-1. Относительные значения тяжений, указанные в таблице, получены на основании специальных исследований и рекомендуются ПУЭ-66. На линиях с расщепленными фазами расчетные тяжения, указанные в табл. 16-1, умножаются на 0,8 — при расщеплении фазы на два провода, на 0,7 — на три провода и на 0,6 — на четыре провода.

Таблица 16-1

Нормативные тяжения в проводах, закрепленных в глухом зажиме, при их обрыве

Тип промежуточных опор	Расчетные тяжения по проводам $T_{ав}$ в долях $T_{макс}$ при сечении проводов, мм ²		
	185	240	500
Опоры жесткого типа (негибкие стальные и на растяжках) . .	0,5	0,4	—
Железобетонные свободностоящие	0,3	0,25	—
Деревянные свободностоящие	0,25	0,2	0,15

16-3. Основные сведения о составе проекта и исходных данных

Задачей проектирования воздушных и кабельных линий является:

а) изыскание наиболее рациональных решений, обеспечивающих минимальные затраты средств и материалов на строительство линии, при одновременном обеспечении наиболее экономичной и надежной работы линии в процессе эксплуатации;

б) разработка технической документации, необходимой для строительства линии.

Основание для разработки проекта — задание на проектирование, в котором заказчик указывает следующие основные исходные данные: назначение проектируемой линии; перспективную схему развития электрической сети, частью которой является проектируемая линия; источник питания; ожидаемые

на расчетный период (7—10 лет) максимальные электрические нагрузки линии; предложения по конструкции линии и способу ее сооружения.

Проект воздушной или кабельной линии должен содержать комплексное решение всех вопросов строительства и монтажа линии по всей ее длине.

Проектирование воздушных и кабельных линий может выполняться или в две стадии (сначала составляют технический проект, а затем выдают рабочие чертежи); или в одну стадию (технический проект, совмещенный с рабочими чертежами, т. е. техно-рабочий проект).

В техническом проекте устанавливают технико-экономическую целесообразность сооружения проектируемой линии, разрабатывают основные технические решения и чертежи, приводят общий ожидаемый объем работ и стоимость строительства, высказывают соображения по организации строительства и эксплуатации линии.

Технический проект должен иметь в своем составе:

1) пояснительную записку, отражающую перечень исходных данных, положенных в основу проекта, описание и обоснование принятого варианта трассы и конструктивного исполнения линии, обоснование выбора сечения проводов (кабеля), соображения по организации строительства и эксплуатации линии, основной перечень материалов и оборудования для сооружения линии и т. п.; 2) сметы стоимости оборудования, материалов, строительно-монтажных и проектно-изыскательских работ; 3) отчет по изысканиям и согласованиям трассы линии; 4) графический материал — чертежи трассы линии и отдельных смежных узлов трассы, типовые чертежи строительной части линии (опоры, фундаменты, колодцы, блоки, кабельные каналы и туннели).

Технический проект со сметной документацией после утверждения в установленном порядке является основанием для финансирования строительства, заказа оборудования и разработки рабочих чертежей.

В рабочих чертежах должны быть учтены рекомендации и замечания инстанции, утвердившей технический проект. Рабочие чертежи детализируют технические решения технического проекта до степени, достаточной для сооружения линии на местности.

Проектирование линий малой протяженности и стоимости осуществляют в одну стадию, совмещая технический проект и рабочие чертежи в одном рабочем проекте. Такой метод проектирования прогрессивен, так как сокращает сроки и стоимость проектных работ, однако он возможен только в том случае, если схема электроснабжения и выбор напряжения линии predetermined, направление трассы на местности является единственным, проектные работы полностью обеспечены материалами изысканий (топографические карты с подземными коммуникациями, геология) и основные технические решения по линии заказчиком согласованы со строительной организацией и инстанцией, утверждающей проект.

16-4. Выбор и изыскание трассы линий электропередачи

Трассу линии электропередачи выбирают путем технико-экономического сопоставления нескольких вариантов, причем обязательно учитывают требования ПУЭ и перспективы развития района.

Предварительно варианты трассы намечают на карте местности, исходя из следующих положений:

а) длина трассы должна как можно меньше превышать кратчайшее расстояние между начальным и конечным пунктами, а число углов поворота должно быть наименьшим;

б) желательно, чтобы трасса проходила по местности, где отсутствуют болота, большие водоемы, горный рельеф, лесные массивы, заповедники, пахотные земли и т. п.;

в) для удобства сооружения и обслуживания линии целесообразно, чтобы трасса проходила вблизи дорог и населенных пунктов.

Намеченные на карте варианты трасс обследуют на местности, уточняют и согласовывают со всеми заинтересованными организациями и землепользователями, на территории которых намечено соорудить линию. Окончательно принятый и согласованный вариант трассы подвергают детальному обследованию и изучению силами топографов и геологов. С помощью геодезических приборов и инструментов производят съемку плана местности и профиля трассы линии, а с помощью геологических инструментов обследуют грунты по трассе линии.

Дополнительно выясняют климатические условия местности, уровень высоких вод пересекаемых рек и характеристику подъездных путей к трассе. Производят плановую привязку к трассе всех пересечений с инженерными сооружениями и всех линий связи, расположенных от нее в полосе не менее, чем в 2 км.

П л а н м е с т н о с т и вдоль трассы обычно снимают полосой, имеющей в ширину 50 м (по 25 м в каждую сторону от трассы).

На основании материалов топографической съемки составляют план в масштабе 1 : 25 000 или 1 : 10 000.

Для разбивки опор по трассе вычерчивают п р о д о л ь н ы й (вдоль оси) п р о ф и л ь линии. В отдельных случаях, а именно для сильно пересеченной местности, а иногда и при параллельном следовании двух линий, составляют п о п е р е ч н ы й п р о ф и л ь л и н и и.

Профиль линии для наглядности выполняют в двух масштабах — по горизонтали 1 : 5000 и по вертикали 1 : 500. На пересечении линии с инженерными сооружениями масштабы профиля увеличивают до 1 : 2000 и 1 : 200 или до 1 : 1000 и 1 : 100.

План и профили трассы линии снимают при помощи стальной ленты, теодолита и нивелира. Трасса линии по меньшей мере в двух местах (в начале и в конце) должна быть привязана к тригонометрическим государственным знакам и к фундаментальным сооружениям. Отсчет изменений вдоль трассы высотных (нивелировочных)

отметок производят от государственных нивелировочных пунктов, отметки которых связаны с уровнем моря.

Разбивку опор на профиле линии производят графически по шаблону, соответствующему кривой (параболе) максимального провисания провода в расчетном пролете, выполненному в тех же масштабах, что и профиль линии. Методика разбивки приводится в специальных курсах.

16-5. Основные сведения о проектировании трасс кабельных линий

Трассы кабельных линий электропередачи должны отвечать требованиям ПУЭ.

Кабельные линии напряжением до 35 кВ включительно, прокладываемые непосредственно в земле, должны быть заложены в грунт на глубину по меньшей мере 0,7 м от проектных отметок земли. На пересечениях улиц, площадей, проездов, железных дорог и трамвайных путей эти кабели помещают в трубы на глубину 1 м. Ввод кабелей в здания осуществляют также в трубах, закладываемых в грунт на глубину не менее 0,5 м.

Минимальное расстояние от кабельной линии, прокладываемой непосредственно в земле, до других параллельно расположенных инженерных сооружений должно составлять:

- 0,1 м — до силовых и контрольных кабелей напряжением 10 кВ;
- 0,25 м — до силовых кабелей напряжением 20—35 кВ;
- 0,5 м — до силовых кабелей других организаций, канализационных линий и магистральных водопроводов;
- 0,6 м — до фундаментов зданий;
- 1,0 м — до нефте- и газопроводов и до опор линий электропередач;
- 2,0 м — до теплопроводов, до ближайшего рельса трамвая и до стволов деревьев;
- 3,0 м — до ближайшего рельса полотна железной дороги;
- 10,0 м — до ближайшего рельса электрифицированной дороги и до заземляющих устройств линии электропередачи напряжением выше 1 кВ.

При прокладке кабелей в трубах некоторые из указанных расстояний могут быть уменьшены.

На пересечениях кабелей с инженерными сооружениями должны быть выполнены и другие требования, предписываемые ПУЭ. Так, если кабельная линия, проложенная непосредственно в земле, пересекает другие кабели или трубопроводы (канализационные линии, нефте-, газо- и теплопроводы), то между ними должно быть выдержано расстояние в свету по вертикали не менее 0,5 м. Снижение этого расстояния допустимо лишь в том случае, если на участке пересечения кабельная линия заключена в трубу.

В целях экономии кабеля трассу кабельной линии между ее конечными пунктами выбирают по возможности прямолинейной,

но, конечно, с учетом топографических условий и застройки местности.

Трассу надо выбирать, учитывая: а) максимальную надежность работы кабельной линии и удобство ее эксплуатации; б) отсутствие в грунте химических веществ и блуждающих токов, разрушающих защитные оболочки кабеля; в) возможно малое число существующих или намеченных к прокладке поблизости от трассы других подземных сооружений, так как их наличие неизбежно связано с проведением земляных работ, угрожающих механическими повреждениями кабеля и растяжкой соединительных муфт из-за осадки грунта; г) отсутствие поблизости от трассы посторонних источников тепла (теплопроводов и т. д.), могущих подогревать кабель.

Для кабельных линий напряжением 35 кВ и выше выполняется продольный профиль трассы с высотными отметками с указанием соединительных муфт, кабельных колодцев и подпитывающих пунктов. Размещение подпитывающих пунктов вдоль трассы маслонаполненных кабельных линий производится с учетом рельефа местности и удобства подъездов к ним.

Как было указано в § 2-8, кабельные линии можно прокладывать непосредственно в земляных траншеях, в коллекторах, в туннелях и в блоках. Тот или иной способ прокладки выбирают путем технико-экономических сопоставлений с обязательным учетом числа и напряжения прокладываемых кабельных линий, а также местных условий на трассе (количество подземных сооружений, перспектива будущих прокладок и т. п.).

Намеченная на плане района трасса кабельной линии должна быть согласована с местными исполкомами, а ее пересечения и сближения с другими подземными сооружениями — с организациями, в ведении которых эти сооружения находятся.

ХАРАКТЕРИСТИКИ ВОЗДУШНЫХ И КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

Таблица П.1-1

Конструктивные и расчетные данные голых медных и алюминиевых проводов

Номинальное сечение, мм ²	Расчетные данные проводов марки М					Номинальное сечение, мм ²	Расчетные данные проводов марок А и АКП					
	Расчетное сечение, мм ²	Диаметр, мм	Сопротивление постоянному току при 20 °С, Ом/км	Разрывное усилие, кгс*	Масса 1 км провода, кг		Расчетное сечение, мм ²	Диаметр, мм	Сопротивление постоянному току при 20 °С, Ом/км	Разрывное усилие, кгс*		Масса 1 км провода, кг
										провода марки АТ	провода марки АТП	
6	5,85	2,7	3,03	261	52	16	15,9	5,1	1,8	257	287	43
10	9,89	3,6	1,79	419	88	25	24,9	6,4	1,14	402	429	68
16	15,9	5,1	1,13	604	142	35	34,3	7,5	0,83	538	586	94
25	24,9	6,4	0,720	945	224	50	49,5	9,0	0,576	775	846	135
35	34,61	7,5	0,515	1 320	311	70	69,2	10,7	0,412	1085	1150	189
50	49,4	9,0	0,361	1 785	444	95	92,4	12,3	0,308	1405	1490	252
70	67,7	10,7	0,267	2 882	612	120	117,0	14,0	0,246	1834	2001	321
95	94,0	12,6	0,191	3 985	850	150	148,0	15,8	0,194	2320	2460	406
120	117,0	14,0	0,154	4 446	1058	185	183,0	17,5	0,157	2868	3042	502
150	148,0	15,8	0,122	5 342	1338	240	239,0	20,0	0,120	3633	3859	655
185	183,0	17,6	0,099	6 954	1659	300	288,0	22,1	0,100	4514	4788	794
240	234	19,9	0,077	8 892	2124	350	346,0	24,2	0,083	5424	5752	952
300	288	22,1	0,063	10 397	2614	400	389,0	25,6	0,074	6098	6467	1072
400	389	25,6	0,046	14 040	3528	450	442,0	27,8	0,065	6928	7138	1217

* Для перевода кгс в кН данные таблицы умножить на 10⁻².

Конструктивные и расчетные данные сталеалюминиевых проводов марок АС, АСКС, АСКП и АСК

Номинальное сечение, мм ² (алюминий/сталь)	Расчетное сечение, мм ²		Диаметр, мм		Сопротивление постоянному току при 20 °С, Ом/км	Разрывное усилие, кгс		Масса 1 км провода, кг			Модуль упругости E, МПа · 10 ³	Температурный коэффициент удлинения α 10 ⁻⁶ , К ⁻¹
	алюминия	стали	провода	стального сердечника		алюминиевая проволока марки АТ	алюминиевая проволока марки АТП	без смазки	со смазкой			
									АСКС	АСКП		
50/8.0	48.2	8.04	9.6	3.2	0.592	1 632	1 675	194	3.0	3.0	82.5	19.2
70/11	68.0	11.3	11.4	3.8	0.420	2 298	2 329	274	4.5	4.5	82.5	19.2
76/12	68.4	12.2	15.4	11.0	0.420	9 325	9 462	755	38	38	133.26	14.54
95/16	95.4	15.9	13.5	4.5	0.299	3 185	3 270	384	6.0	6.0	82.5	19.2
95/15	91.7	15.0	13.5	5.0	0.314	3 202	3 385	370	8.5	31	82.27	19.28
95/141	91.2	141	19.8	15.4	0.316	17 480	17 673	1357	69	69	146.03	14.1
120/19	118	18.8	15.2	5.6	0.245	4 064	4 182	471	11	35	81.82	19.3
120/27	116	26.6	15.5	6.6	0.249	4 885	5 117	528	14	37	83.56	18.4
150/19	148	18.8	16.8	5.5	0.195	4 500	4 722	654	12	42	78.45	19.84
150/24	149	24.2	17.1	6.3	0.194	5 108	5 331	600	14	44	82.13	19.27
150/34	147	34.3	17.5	7.5	0.196	6 086	6 306	675	18	48	88.9	18.34
185/24	187	24.2	18.9	6.3	0.154	5 735	5 922	705	14	51	78.68	19.81
185/29	181	29.0	18.8	6.9	0.159	6 081	6 353	728	16	52	81.92	19.27
185/43	185	43.1	19.6	8.4	0.156	7 652	7 930	846	23	61	88.9	18.34
185/128	187	128	23.1	14.7	0.155	17 648	18 023	1525	63	101	118.69	15.47
205/27	205	26.6	19.8	6.6	0.140	6 295	6 500	774	15	67	78.76	19.80
240/32	244	31.7	21.6	7.2	0.118	7 409	7 653	921	17	66	78.76	19.8
240/39	236	38.6	21.6	8.0	0.122	8 013	8 249	952	22	71	82.27	19.28
240/56	241	56.3	22.4	9.6	0.120	9 778	10 019	1106	30	78	88.90	18.34
300/39	301	38.6	24.0	8.0	0.096	8 935	9 236	1182	22	83	78.57	19.81
300/48	295	47.8	24.1	8.9	0.098	9 969	10 116	1185	27	87	82.13	19.27
300/66	288	65.8	24.5	10.5	0.100	12 191	12 479	1313	37	95	88.46	18.38
300/204	298	204	29.2	18.6	0.097	27 398	27 845	2428	102	164	118.69	15.47
330/27	325	26.6	24.4	6.6	0.089	8 437	9 087	1106	12	112	73.36	20.74
330/43	332	43.1	25.2	8.4	0.087	10 078	10 575	1255	23	113	78.76	19.8
400/22	394	22.0	26.6	6.0	0.073	8 910	9 500	1261	12	133	70.21	21.36
400/51	394	51.1	27.5	9.2	0.073	11 766	12 160	1490	28	134	78.76	19.8
400/64	390	63.5	27.7	10.2	0.074	12 783	13 173	1572	35	115	82.19	19.28
400/93	406	93.2	29.1	12.5	0.071	16 767	17 173	1851	53	133	88.56	18.4
450/56	434	56.3	28.8	9.6	0.067	12 962	13 396	1640	30	145	78.76	19.8
500/27	481	26.6	29.4	6.6	0.060	10 849	11 570	1537	15	158	70.21	21.36
500/64	490	63.5	30.6	10.2	0.059	14 628	15 118	1852	33	163	78.72	19.8
500/336	490	336	37.5	23.9	0.059	45 112	45 602	4005	108	270	118.69	15.47
550/71	549	71.2	32.4	10.8	0.053	16 395	16 944	2076	38	184	78.76	19.8
600/72	580	72.2	33.2	11.0	0.050	17 732	18 312	2170	39	194	78.17	19.89

Индуктивные сопротивления воздушных линий, Ом/км

Среднее геометрическое расстояние между фазами, м	Диаметры проводов d , мм													
	5	6	7	8	9	10	12	14	16	18	20	24	28	32
0,6	0,359	0,347	0,337	0,329	0,322	0,316	0,305	0,245	—	—	—	—	—	—
0,8	0,376	0,364	0,356	0,347	0,340	0,333	0,322	0,312	—	—	—	—	—	—
1,0	0,391	0,379	0,370	0,361	0,354	0,347	0,336	0,326	—	—	—	—	—	—
1,25	0,404	0,393	0,383	0,376	0,368	0,362	0,350	0,340	—	—	—	—	—	—
1,5	0,416	0,404	0,394	0,386	0,379	0,372	0,362	0,351	—	—	—	—	—	—
1,75	0,426	0,415	0,404	0,396	0,389	0,383	0,371	0,363	—	—	—	—	—	—
2,0	0,433	0,422	0,413	0,404	0,396	0,391	0,379	0,370	0,361	0,354	0,347	—	—	—
2,5	—	—	0,426	0,419	0,411	0,404	0,393	0,383	0,376	0,368	0,362	—	—	—
3,0	—	—	0,437	0,429	0,422	0,416	0,404	0,394	0,386	0,379	0,372	—	—	—
3,5	—	—	0,448	0,439	0,432	0,426	0,415	0,404	0,396	0,389	0,383	—	—	—
4,0	—	—	0,456	0,448	0,441	0,433	0,422	0,413	0,404	0,396	0,391	0,379	0,370	0,361
4,5	—	—	—	—	0,448	0,441	0,432	0,419	0,412	0,404	0,398	0,386	0,378	0,369
5,0	—	—	—	—	0,455	0,448	0,436	0,429	0,419	0,411	0,404	0,393	0,383	0,376
5,5	—	—	—	—	0,461	0,454	0,442	0,432	0,425	0,418	0,410	0,399	0,389	0,381
6,0	—	—	—	—	0,466	0,460	0,448	0,436	0,429	0,422	0,416	0,404	0,394	0,386
6,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,421	0,410	0,400	0,391
7,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,426	0,415	0,404	0,396
7,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,430	0,419	0,409	0,400
8,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,433	0,422	0,413	0,404
8,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,438	0,426	0,416	0,408

Примечание. Индуктивные сопротивления линий с диаметрами проводов, не указанными в таблице, определяются интерполяцией.

Емкостные проводимости воздушных линий, См/км · 10⁻⁶

Среднее геометрическое расстояние между фазами, м	Диаметры проводов d , мм								
	10	12	14	16	18	20	24	25	32
3,0	2,73	2,82	2,90	2,95	3,01	3,06	—	—	—
3,5	2,66	2,73	2,82	2,87	2,93	2,98	—	—	—
4,0	2,61	2,68	2,75	2,82	2,87	2,92	3,01	3,08	3,16
4,5	2,56	2,62	2,70	2,76	2,82	2,86	2,94	3,02	3,10
5,0	2,53	2,60	2,66	2,71	2,76	2,82	2,89	2,97	3,03
5,5	2,49	2,56	2,62	2,67	2,72	2,77	2,86	2,93	2,99
6,0	2,46	2,53	2,59	2,64	2,68	2,73	2,82	2,90	2,95
6,5	—	—	—	—	—	2,70	2,77	2,85	2,91
7,0	—	—	—	—	—	2,66	2,73	2,82	2,87
7,5	—	—	—	—	—	2,64	2,71	2,78	2,84
8,0	—	—	—	—	—	2,61	2,68	2,75	2,82
8,5	—	—	—	—	—	2,59	2,66	2,73	2,78

Таблица П.1-5

Внешние индуктивные сопротивления x'_0 воздушных линий со стальными проводами, Ом/км

Среднее геометрическое расстояние между фазами, м	Марки проводов							
	ПСО-3.5	ПСО-4	ПСО-5	ПС-25	ПС-35	ПС-50	ПС-70	ПС-95
	Расчетное сечение проводов, мм ²							
	9,6	12,6	19,6	—	—	—	—	—
	Расчетный диаметр проводов, мм							
3,5	4	5	5,6	7,8	9,2	11,5	12,6	
0,4	0,341	0,332	0,318	0,311	0,290	0,281	—	—
0,6	0,368	0,359	0,345	0,336	0,317	0,308	0,295	—
0,8	0,384	0,375	0,361	0,354	0,333	0,324	0,311	0,303
1,0	0,398	0,389	0,375	0,368	0,347	0,338	0,325	0,317
1,25	—	0,403	0,389	0,381	0,361	0,352	0,339	0,331
1,5	—	0,414	0,400	0,393	0,372	0,363	0,350	0,342
2,0	—	—	—	0,412	0,391	0,382	0,369	0,361
2,5	—	—	—	0,426	0,405	0,396	0,383	0,375
3,0	—	—	—	0,437	0,416	0,406	0,394	0,386

Активные r_0 и внутренние индуктивные x_0'' сопротивления
стальных многопроволочных проводов, Ом/км

Ток, А	Марки проводов									
	ПС-25		ПС-35		ПС-50		ПС-70		ПС-95	
	r_0	x_0''	r_0	x_0''	r_0	x_0''	r_0	x_0''	r_0	x_0''
1	5,25	0,54	3,66	0,33	2,75	0,23	1,70	0,16	1,55	0,08
1,5	5,25	0,55	3,66	0,33	2,75	0,23	1,70	0,16	1,55	0,08
2	5,27	0,55	3,66	0,35	2,75	0,24	1,70	0,17	1,55	0,08
3	5,28	0,56	3,67	0,36	2,75	0,25	1,70	0,17	1,55	0,08
4	5,30	0,59	3,69	0,37	2,75	0,25	1,70	0,18	1,55	0,08
5	5,32	0,63	3,70	0,40	2,75	0,26	1,70	0,18	1,55	0,08
6	5,35	0,67	3,71	0,42	2,75	0,27	1,70	0,19	1,55	0,08
7	5,37	0,70	3,73	0,45	2,75	0,27	1,70	0,19	1,55	0,08
8	5,40	0,77	3,75	0,48	2,76	0,28	1,70	0,20	1,55	0,08
9	5,45	0,84	3,77	0,51	2,77	0,29	1,70	0,20	1,55	0,08
10	5,50	0,93	3,80	0,55	2,78	0,30	1,70	0,21	1,55	0,08
15	5,97	1,33	4,02	0,75	2,80	0,35	1,70	0,23	1,55	0,08
20	6,70	1,63	4,40	1,04	2,85	0,42	1,72	0,25	1,55	0,09
25	6,97	1,91	4,89	1,32	2,95	0,49	1,74	0,27	1,55	0,09
30	7,10	2,01	5,21	1,56	3,10	0,59	1,77	0,30	1,56	0,09
35	7,10	2,06	5,36	1,64	3,25	0,69	1,79	0,33	1,56	0,09
40	7,02	2,09	5,35	1,69	3,40	0,80	1,83	0,37	1,57	0,10
45	6,92	2,08	5,30	1,71	3,52	0,91	1,88	0,41	1,57	0,11
50	6,85	2,07	5,25	1,72	3,61	1,00	1,93	0,45	1,58	0,11
60	6,70	2,00	5,13	1,70	3,69	1,10	2,07	0,55	1,58	0,13
70	6,60	1,90	5,0	1,64	3,73	1,14	2,21	0,65	1,61	0,15
80	6,50	1,79	4,89	1,57	3,70	1,15	2,27	0,70	1,63	0,17
90	6,40	1,73	4,78	1,50	3,68	1,14	2,29	0,72	1,67	0,20
100	6,32	1,67	4,71	1,43	3,65	1,13	2,33	0,73	1,71	0,22
125	—	—	4,60	1,29	3,58	1,04	2,33	0,73	1,83	0,31
150	—	—	4,47	1,27	3,50	0,95	2,38	0,73	1,87	0,34
175	—	—	—	—	3,45	0,94	2,23	0,71	1,89	0,35
200	—	—	—	—	—	—	2,19	0,69	1,88	0,35

Активные r_0 и внутренние индуктивные x_0'' сопротивления стальных однопроволочных проводов, Ом/км

Ток в проводе, А	Диаметры проводов, мм							
	3,5		4		5		6	
	r_0	x_0''	r_0	x_0''	r_0	x_0''	r_0	x_0''
0,5	14,9	1,04	11,5	0,69	—	—	—	—
1	15,2	2,27	11,8	1,54	—	—	—	—
1,5	15,7	4,24	12,3	2,82	7,9	2,13	—	—
2	16,1	6,45	12,5	4,38	8,35	3,58	7,2	3,95
3	17,4	9,6	13,4	7,9	9,5	6,45	7,7	5,53
4	18,5	11,9	14,3	9,7	10,8	8,1	8,85	7,2
5	20,1	14,1	15,5	11,5	12,3	9,7	10,1	8,4
6	21,4	16,3	16,5	12,5	13,8	11,2	10,7	9,15
7	21,5	16,5	17,3	13,2	15,0	12,3	11,1	9,55
8	21,7	16,7	18,0	14,2	15,4	13,3	11,3	9,85
9	21,8	16,9	18,1	14,3	15,2	13,1	11,4	9,9
10	21,9	17,1	18,1	14,3	14,6	12,4	11,5	10,3
15	20,2	18,3	17,3	13,3	13,6	11,4	11,3	10,3
20	—	—	—	—	12,7	10,5	11,0	9,7
25	—	—	—	—	—	—	10,7	9,2

Таблица П.1-8

Основные марки силовых кабелей и изолированных проводов

С медными жилами	С алюминиевыми жилами	Конструкция и назначение
------------------	-----------------------	--------------------------

Кабели с изоляцией из пропитанной бумаги в свинцовой (С) или алюминиевой (А) оболочке

СБ, ОСБ АБ	АСБ, АОСБ ААБ	Бронированный двумя стальными лентами (Б) с защитным наружным покровом, с поясной изоляцией и отдельно освинцованными жилами (О) — для прокладки в земле
СБГ, ОСБГ АБГ	АСБГ, АОСБГ ААБГ	То же, но без наружного покрова (Г) — для прокладки внутри помещений, в каналах, туннелях

С медными жилами	С алюминиевыми жилами	Конструкция и назначение
СК, СП, ОСК АП	АСК, АСП, АОСК ААП	Бронированный круглыми (К) или плоскими (П) стальными проволоками, с защитным наружным покровом—для подводных (К) и подземных (П) прокладок, где возможны растягивающие усилия
СГТ	АСГТ	Без наружного покрова с утолщенной оболочкой (Т)—для прокладки в трубах, блоках, туннелях, внутри помещений
СБГВ, ОСБГВ ЦСБГ АБГВ, ЦАБГ	АСБГВ, АОСБГВ ЦАСБГ ААБГВ, ЦААБГ	С обедненно-пропитанной (высушенной—В) и нестекающей (на основе церезина—Ц) массой—для прокладки внутри помещений из вертикальных участков без растягивающих усилий
МССА	—	Маслонаполненный, среднего давления, в свинцовой оболочке с упрочняющим покровом и наружным покровом из слоев битумного состава (А) и пропитанной котельной пряжи—для прокладки в земле, если кабель не подвергается растягивающим усилиям
МССК	—	То же, бронированный круглыми стальными проволоками (К)—для подводных и подземных прокладок, где требуется дополнительная механическая защита кабеля
МСС	—	То же, с наружным покровом из пластика (без брони и битумного покрытия)—для прокладки в туннелях и каналах зданий
МВДТ	—	Маслонаполненный, высокого давления, в свинцовой оболочке, снимаемой на месте прокладки при протягивании кабеля в стальной трубопровод,—для прокладки в земле, под водой и в туннелях

С медными жилами	С алюминиевыми жилами	Конструкция и назначение
<i>Кабели с пластмассовой изоляцией в пластмассовой оболочке</i>		
ВОВБ, ВОВБГ	ЛВОВБ, ЛВОВБГ	В поливинилхлоридной изоляции (В) и поливинилхлоридной оболочке (В) поверх каждой жилы (О), бронированный стальными лентами (Б) — для прокладки в земле и без джутового покрова (Г) — для прокладки внутри помещений, в туннелях и каналах
ПОВБ ПОВБГ	АПОВБ АПОВБГ	То же, но с полиэтиленовой изоляцией (П)
ВВГ ПВГ	ЛВВГ ЛПВГ	С поливинилхлоридной оболочкой, поливинилхлоридной (ВВ) и полиэтиленовой (ПВ) изоляцией — для прокладки в помещениях, каналах и туннелях (0,66—3 кВ)
ВВБ ПВБ	ЛВВБ ЛПВБ	То же, для прокладки в земле (в траншеях)
—	ЛАНШ	С бумажной пропитанной изоляцией, в алюминиевой оболочке, в поливинилхлоридном шланге (Ш) — для прокладки в траншеях, каналах и туннелях и кабельных помещениях (1—3 кВ)
<i>Провода и шнуры с резиновой (Р) или полихлорвиниловой (В) изоляцией</i>		
ПР	АПР	В пропитанной оплетке из хлопчатобумажной пряжи — для прокладки осветительных и силовых сетей внутри и вне зданий (на роликах, изоляторах, в изоляционных трубках)
ПВ	АПВ	То же, с полихлорвиниловой изоляцией для прокладки внутри помещений (сухих, сырых, с парами кислот и щелочей)
ПРТ0	АПРТ0	То же, для прокладки в стальных трубах (скрытая проводка)
ТПРФ	—	В трубчатой металлической фальцованной оболочке (Ф) — для прокладки открыто в сухих помещениях

Активные и индуктивные сопротивления трехжильных кабелей

Номинальное сечение жилы, мм ²	Активное сопротивление жил при +20 °С, Ом/км		Индуктивное сопротивление, Ом/км				
			При номинальном напряжении кабеля, кВ				
	алюминий	медь	до 1	6	10	20	35
4	7,74	4,6	0,095	—	—	—	—
6	5,17	3,07	0,090	—	—	—	—
10	3,1	1,84	0,073	0,11	0,122	—	—
16	1,94	1,15	0,0675	0,102	0,113	—	—
25	1,24	0,74	0,0662	0,091	0,099	0,135	—
35	0,89	0,52	0,0637	0,087	0,095	0,129	—
50	0,62	0,37	0,0625	0,083	0,090	0,119	—
70	0,413	0,26	0,0612	0,08	0,086	0,116	0,137
95	0,326	0,194	0,0606	0,078	0,083	0,110	0,126
120	0,258	0,153	0,0602	0,076	0,081	0,107	0,120
150	0,206	0,122	0,0596	0,074	0,079	0,104	0,116
185	0,167	0,099	0,0592	0,073	0,077	0,101	0,113
240	0,129	0,077	0,0587	0,071	0,075	—	—

Таблица П.1-10

Характеристики маслонаполненных кабелей 110 и 220 кВ

Марка кабеля	Давление масла	Напряжение, кВ	Сечение медной жилы, мм ²	Активное сопротивление r_0 , Ом/км	Индуктивное сопротивление x_0 , Ом/км	Емкость, мкФ/км
МССК	Среднее	110	270	0,065	0,108	0,26
МССК	Среднее	220	550	0,04	0,120	0,216
МВДТ	Высокое	220	550	0,04	0,07	0,251

Примечание. Данные, приведенные в таблице, относятся к расположению фаз одножильных кабелей треугольником вплотную друг к другу.

ДЛИТЕЛЬНО ДОПУСТИМЫЕ НАГРУЗКИ НА ПРОВОДА И КАБЕЛИ (по условиям нагрева)

Таблица П.2-1

Токовые нагрузки голых медных (М), алюминиевых (А), сталслюдминиевых (АС) и стальных (ПСО, ПС) проводов, А

Медные		Алюминиевые		Сталслюдминиевые		Стальные	
Марка провода	Допустимая нагрузка	Марка провода	Допустимая нагрузка	Марка провода	Допустимая нагрузка	Марка провода	Допустимая нагрузка
М-6	70	А-16	105	АС-35/62	175	ПСО-3	23
М-10	95	А-25	135	АС-50/8	210	ПСО-3, 5	26
М-16	130	А-35	170	АС-70/11	265	ПСО-4	30
М-25	180	А-50	215	АС-95/16	330	ПСО-5	35
М-35	220	А-70	265	АС-120/19	380	ПС-25	60
М-50	270	А-95	320	АС-150/24	445	ПС-35	75
М-70	340	А-120	375	АС-185/24	510	ПС-50	90
М-95	415	А-150	440	АС-240/39	610	ПС-70	125
М-120	485	А-185	500	АС-300/48	690	ПС-95	140
М-150	570	А-240	590	АС-330/43	705	—	—
М-185	640	А-300	680	АС-400/51	710	—	—
М-240	760	А-400	815	АС-500/64	945	—	—
М-300	800	А-500	980	АС-600/72	1050	—	—

Примечания. 1. Нагрузки даны для проводов, изготовленных ранее по ГОСТ 839—59 при расположении их на открытом воздухе. В связи с уменьшением верхних пределов активных сопротивлений алюминиевых и сталслюдминиевых проводов по ГОСТ 839—74 длительно допустимые токовые нагрузки сталслюдминиевых проводов могут быть увеличены на 4—5% по сравнению с указанными в таблице.

2. Для определения допустимых нагрузок промежуточных марок сталслюдминиевых проводов следует пользоваться формулой пересчета [5-5].

Таблица П.2-2

Допустимые токовые нагрузки (А) на провода и шнуры с медными и алюминиевыми жилами с резиновой и полихлорвиниловой изоляцией

Номинальное сечение токопроводящей жилы, мм ²	Проложенные открыто	Проложенные в одной трубе				
		два одножильных	три одножильных	четыре одножильных	один двухжильный	один трехжильный
0,5	11/—	—	—	—	—	—
0,75	15/—	—	—	—	—	—
1	17/—	16/—	15/—	14/—	15/—	14/—
1,5	23/—	19/—	17/—	16/—	18/—	15/—
2,5	30/24	27/20	25/19	25/19	25/19	21/16
4	41/32	38/28	35/28	30/23	32/25	27/21
6	50/39	46/36	42/32	40/30	40/31	34/26
10	80/55	70/50	60/47	50/39	55/42	50/38
16	100/80	85/60	81/60	75/55	80/60	70/55
25	140/105	115/85	100/80	90/70	100/75	85/65
35	170/130	135/100	125/85	115/85	125/85	100/75
50	215/165	185/140	170/130	150/120	160/125	135/105

Номинальное сечение токопроводящей жилы, мм ²	Проложенные открыто	Проложенные в одной трубе				
		два одножильных	три одножильных	четыре одножильных	одни двухжильный	одни трехжильный
70	270/210	225/175	210/165	185/140	195/160	175/135
95	330/255	275/215	255/200	225/175	245/120	215/165
120	355/295	315/245	290/220	260/200	295/230	250/190
155	510/—	—	—	—	—	—
240	605/—	—	—	—	—	—

Примечания. 1. При определении числа проводов, проложенных в одной трубе, нулевой рабочий провод четырехпроводной системы трехфазного тока в расчет не принимается.

2. Цифры до косой черты относятся к проводам с медными жилами, после косой черты — к проводам с алюминиевыми жилами.

Таблица П.2-3

Допустимые токовые нагрузки (А) на провода с медными жилами и резинковой изоляцией в металлических защитных оболочках и кабели напряжением до 1000 В с медными и алюминиевыми жилами с резиновой изоляцией в свинцовой, полихлорвиниловой или негорючей резиновой оболочках, бронированные и небронированные

Номинальное сечение токопроводящей жилы, мм ²	Провода и кабели с медными жилами			Кабели с алюминиевыми жилами		
	одножильные	двухжильные	трехжильные	одножильные	двухжильные	трехжильные
1.5	23	19/33	19/27	—	—	—
2.5	30	27/44	25/38	23	21/34	19/29
4	41	38/55	35/49	31	29/42	27/38
6	50	50/70	42/60	38	38/55	32/46
10	80	70/105	55/90	60	55/80	42/70
16	100	90/135	75/115	75	70/105	60/90
25	140	115/175	95/150	105	90/135	75/115
35	170	140/210	120/180	130	105/160	90/140
50	215	175/265	145/225	165	135/205	110/175
70	270	215/320	180/275	210	165/245	140/210
95	325	260/385	220/330	250	200/295	170/255
120	385	300/445	260/385	295	230/340	200/295
150	440	350/505	305/435	340	270/390	235/335
185	510	405/570	350/500	395	310/440	270/385
240	605	—	—	465	—	—

Примечания. 1. Допустимые нагрузки относятся к проводам и кабелям как с заземляющей жилой, так и без нее.

2. Цифры до косой черты относятся к проводам и кабелям, прокладываемым на воздухе, после косой черты — к кабелям, прокладываемым в земле.

3. Для одножильных проводов и кабелей нагрузки даны для прокладки их на воздухе.

Таблица П.2-4

Допустимые нагрузки (А) на кабели напряжением до 1 кВ с бумажной пропитанной изоляцией в слоистой полихлорвиниловой оболочке, прокладываемые в земле или на воздухе (максимальная допустимая температура жил +65 °С)

Номинальное сечение токопроводящей жилы, мм ²	С медными жилами		С алюминиевыми жилами	
	трех-жильные	четырёх-жильные	трех-жильные	четырёх-жильные
6	35/50	35/40	25/40	25/30
10	45/70	45/60	35/65	35/45
16	65/90	65/80	50/70	50/60
25	85/125	85/115	65/95	60/90
35	110/150	105/135	85/115	80/105
50	135/190	130/170	105/145	100/130
70	170/230	155/205	130/175	120/160

Примечание. Цифры до косой черты относятся к кабелям, прокладываемым на воздухе, после косой черты — к кабелям, прокладываемым к земле.

Таблица П.2-5

Допустимые нагрузки (А) на кабели с медными жилами с бумажной изоляцией, пропитанной маслосланцевой и нестекающей массой, в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемые в земле и в воздухе

Номинальное сечение токопроводящей жилы, мм ²	Одно-жильные до 1 кВ	Двух-жильные до 1 кВ	Трёхжильные			Четырёх-жильные до 1 кВ
			до 3 кВ	6 кВ	10 кВ	
			Максимальная допустимая температура жил, °С			
	80	80	80	65	60	80
2,5	—/40	45/30	40/28	—	—	—
4	80/55	60/40	55/37	—	—	50/35
6	105/75	80/55	70/45	—	—	60/45
10	140/95	105/75	95/60	80/55	—	85/60
16	175/120	140/95	120/80	105/65	95/60	115/80
25	235/160	185/130	160/105	135/90	120/85	150/100
35	285/200	225/150	190/125	160/110	150/105	175/120
50	360/245	270/185	235/155	200/145	180/135	215/145
70	440/305	325/225	285/200	245/175	215/165	265/185
95	520/360	380/275	340/245	295/215	265/200	310/215
120	595/415	435/320	390/285	340/250	310/240	350/260
150	675/470	500/375	435/330	390/290	355/270	395/300
185	755/525	—	490/375	440/325	400/305	450/340
240	880/610	—	570/430	510/375	460/350	—

Примечания. 1. Допустимые нагрузки на одножильные кабели даны для работы при постоянном токе.

2. Цифры до косой черты относятся к кабелям, прокладываемым в земле, после косой черты — для прокладки в воздухе.

Допустимые нагрузки (А) на кабели с алюминиевыми жилами с бумажной изоляцией, пропитанной маслоканифольной и нестекающей массаами, в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемые в земле и на воздухе

Номинальное сечение токопроводящей жилы, мм ²	Одножильные до 1 кВ	Двухжильные до 1 кВ	Трехжильные			Четырехжильные до 1 кВ
			до 3 кВ	6 кВ	10 кВ	
	Максимальная допустимая температура жил, °С					
	80	80	80	65	60	80
2,5	—/31	35/23	31/22	—	—	—
4	60/42	46/31	42/29	—	—	38/27
6	80/55	60/42	55/35	—	—	46/35
10	110/75	80/55	75/46	60/42	—	65/45
16	135/90	110/75	90/60	80/50	75/46	90/60
25	180/125	140/100	125/80	105/70	90/65	115/75
35	220/155	175/115	145/95	125/85	115/80	135/95
50	275/190	210/140	180/120	155/110	140/105	165/110
70	340/235	250/175	220/155	190/135	165/130	200/140
95	400/275	290/210	260/190	225/165	205/155	240/165
120	460/320	335/245	300/220	260/190	240/185	270/200
150	520/360	385/290	335/255	300/225	275/210	305/230
185	580/405	—	380/290	340/250	310/235	345/260
240	675/470	—	440/330	390/290	355/270	—

Примечания. 1. Допустимые нагрузки на одножильные кабели даны для работы при постоянном токе.

2. Цифры до косой черты относятся к кабелям, прокладываемым в земле, после косой черты — для прокладки в воздухе.

Таблица П.2-7

Кабели с обедненно-пропитанной изоляцией в общей свинцовой оболочке

Номинальное сечение токопроводящей жилы, мм ²	Допустимые нагрузки, А			Номинальное сечение токопроводящей жилы, мм ²	Допустимые нагрузки, А		
	в земле	на воздухе	в воде		в земле	на воздухе	в воде
16	90/70	65/50	100/75	70	220/170	170/130	275/210
25	120/90	90/70	140/110	95	265/205	210/160	335/260
35	145/110	110/85	175/135	120	310/240	245/190	385/295
50	180/140	140/110	220/170	150	355/275	290/225	450/345

Примечание. Цифры до косой черты относятся к кабелям с медными жилами, после косой — с алюминиевыми.

Кабели с отдельно освинцованными жилами с бумажной пропитанной изоляцией (трехжильные, максимальная допустимая температура жил 50 °С)

Номинальное сечение токопроводящей жилы, мм ²	Допустимые нагрузки, А, кабелей напряжением					
	20 кВ			35 кВ		
	в земле	в воде	на воздухе	в земле	в воде	на воздухе
25	110/85	120/90	85/65	—	—	—
35	135/105	145/110	100/75	—	—	—
50	165/125	180/140	120/90	—	—	—
70	200/155	225/175	150/115	195/150	210/160	145/110
95	240/185	275/210	180/140	235/180	255/195	180/140
120	275/210	315/245	205/160	270/210	290/225	205/160
150	315/240	350/270	230/175	310/240	—	230/175
185	355/275	390/300	265/205	—	—	—

Примечание. Цифры до косой черты относятся к кабелям с медными, после косой черты — к кабелям с алюминиевыми жилами.

Таблица П.2-9

Поправочные коэффициенты на число работающих кабелей, лежащих рядом в земле (в трубах и без труб)

Число кабелей	Коэффициент					
	1	2	3	4	5	6
Расстояние в свету, мм:						
100	1,00	0,90	0,85	0,80	0,78	0,75
200	1,00	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81
300	1,00	0,93	0,90	0,87	0,86	0,85

Таблица П.2-10

Поправочные коэффициенты на температуру земли и воздуха для нагрузок кабелей, голых и изолированных проводов

Исходная температура, °С	Фактическая температура среды, °С	Коэффициент											
		—5	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40	+45	+50
среды (расчетная)	жил (допустимая)												
15	80	1,14	1,11	1,08	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78	0,73	0,68
25	80	1,24	1,20	1,17	1,13	1,09	1,04	1,00	0,95	0,90	0,85	0,80	0,74
25	70	1,29	1,24	1,20	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67
15	65	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,89	0,84	0,77	0,71	0,63	0,55
25	65	1,32	1,27	1,22	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61
15	60	1,20	1,15	1,12	1,06	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67	0,57	0,47
25	60	1,36	1,31	1,25	1,20	1,13	1,07	1,00	0,93	0,85	0,76	0,66	0,54
15	55	1,22	1,17	1,12	1,07	1,00	0,93	0,86	0,79	0,71	0,61	0,50	0,36
25	55	1,41	1,35	1,29	1,23	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,71	0,58	0,41
15	50	1,25	1,20	1,14	1,07	1,00	0,93	0,84	0,76	0,66	0,54	0,37	—
25	50	1,48	1,41	1,34	1,26	1,18	1,09	1,00	0,89	0,78	0,63	0,45	—

**Допустимая нагрузка (А) на кабели маслонаполненные 110 и 220 кВ
с медными жилами**

Класс напряжения, кВ	Сечение жилы, мм ²	Кабели среднего давления			Кабели высокого давления				
		МССК	МССА		МВДТ				
		прокладка в земле (15 °С)		прокладка в воздухе (25 °С)	прокладка в земле (15 °С)		прокладка в воздухе (25 °С)	прокладка в туннеле (25 °С)	
		одноцепные	двухцепные		одноцепные	двухцепные		одноцепные	
110	270	493	514	498	577	470	420	680	735
	400	630	630	598	—	577	524	—	701
	500	680	690	660	850	—	—	—	—
	700	—	785	735	980	—	—	—	—
	800	795	—	—	—	735	670	—	556
220	400	—	555	515	—	494	442	—	630
	550	615	640	599	—	556	505	705	725
	700	—	695	625	880	—	—	—	—
	800	—	—	—	—	600	546	—	820

Приложение 3

ХАРАКТЕРИСТИКА ТРАНСФОРМАТОРОВ

В табл. П.3-1—П.3-3 приведены основные технические данные силовых трансформаторов и автотрансформаторов 35—500 кВ на основании действующих ГОСТ 1967—1974 гг. и заводских данных.

Принятые условные обозначения:

Число фаз { О—однофазный
Т—трехфазный

Вид охлаждения { М—естественное масляное
Д—масляное с дутьем
ДЦ—масляное с дутьем и принудительной циркуляцией масла через охладитель
Ц—принудительная циркуляция масла через водяной охладитель

Число обмоток { Т—трехобмоточный (третья буква)
Р—расщепленная обмотка низшего напряжения (ставится после числа фаз)

Регулирование напряжения под нагрузкой (РПН) } Н (ставится в конце обозначения)

Обозначение автотрансформаторов } А (ставится в начале обозначения)

Примеры обозначений:

1. ТРДН 25 000/35 — трехфазный трансформатор с расщепленной обмоткой, естественным масляным охлаждением с дутьем и регулированием напряжения под нагрузкой, мощностью 25 000 кВ·А и высшим напряжением 35 кВ.

2. АТДЦТН 250 000/230 — автотрансформатор трехфазный, с масляным охлаждением с принудительной циркуляцией масла, трехобмоточный, с регулированием напряжения под нагрузкой 250 000 кВ·А и высшим напряжением 230 кВ.

Примечание. Приведенные в таблице данные о потерях в трансформаторах — уровень А — относятся к трансформаторам, изготовленным из электро-технической стали с удельными потерями $P_{15/30}$ не более 0,9 Вт/кг; уровень Б — $P_{15/60}$ не более 1,1 Вт/кг.

Таблица П.3-1

Характеристики трехфазных трансформаторов напряжением 6—10 и 35 кВ

Номинальная мощность, кВ·А	Верхний предел номинальных напряжений, кВ		Потери, кВт			Напряжения к. з. в % номинального напряжения	Ток х. х. в % номинального тока
			холостого хода (х.х.)		короткого замыкания (к. з.)		
	(ВН)	(НН)	уровень А	уровень Б			
Трансформаторы типа ТМ и ТМН							
25	10; 6	0,4; 0,23	0,105	0,125	0,6	4,5	3,2
40	10; 6	0,4; 0,23	0,15	0,88	0,88	4,5	3,0
63	10; 6	0,4; 0,23	0,22	0,26	1,28	1,5	2,8
100	35; 10; 6	0,4; 0,23	0,31	0,36	1,97	6,5—4,5	2,6
160	35; 10; 6	0,69; 0,4; 0,23	0,46	0,51	2,65	6,5—4,5	2,4
250	35; 10; 6	0,69; 0,4; 0,23	0,66	0,78	3,7	6,5—4,5	2,3
400	35; 10; 6	0,69; 0,4; 0,23	0,92	1,08	5,5	6,5—4,5	2,1
630	35; 10; 6	3,16; 0,69; 0,4; 0,23	1,42	1,68	7,6	6,5—4,5	2,0
1 000	35; 10; 6	10,5; 0,69	2,35—2,1	2,75—2,45	12,2—11,6	6,5—5,5	1,5—1,4
1 600	35; 10; 6	10,5; 0,69	3,1—2,8	3,06—3,3	18,0—16,5	6,5—5,5	1,4—1,3
2 500	35; 10; 6	10,5; 0,69	4,35—3,9	5,1—4,6	25—23,5	6,5—5,5	1,1—1,0
4 000	35; 10; 6	10,5; 0,3	5,7—5,45	6,7—6,4	33,5	7,5—6,5	1,0—0,9
6 300	35; 10; 6	10,5; 0,3	8—7,65	9,4—9,0	46,5	7,5—6,5	0,9—0,8
Трансформаторы типа ТД и ТДН							
10 000	33,5	10,5	12,3	14,5	65,0	7,5	0,8
16 000	33,5	10,5	17,8	21,0	90,0	8,0	0,6
25 000	33,75	10,5					
40 000	33,5	10,5	31,0	36,0	165,0	8,5	0,4
Трансформаторы типа ТДЦ							
80 000	33,5	10,5	53,0	60	260,0	9,5	0,3
Трансформаторы типа ТРДН							
25 000	36,75	10,5	21,0	25,0	115,0	9,5	0,5
32 000	36,75	10,5	26,0	30,0	145,0	9,5	0,45
40 000	36,75	10,5	31,0	36,0	170,0	9,5	0,4
63 000	36,75	10,5	44,0	50,0	250	11,5	0,35
80 000	36,75	10,5	55,0	62,0	300	11,5	0,3

Примечания. 1. Величины потерь х.х. и к.з., напряжений к.з. и токов х.х., указанные через тире, относятся — первая к первичному напряжению (ВН) — 35 кВ, вторая — к 6—10 кВ.

2. Для трансформаторов мощностью 25 000—80 000 кВ·А типа ТРДН напряжение к.з. отнесено к мощности, равной половине номинальной (при включении одной из частей обмотки НН). При обеих замкнутых обмотках НН напряжение к.з. ВН — (III₁+НН₂) увеличивается на 10%.

Характеристики трансформаторов 110 кВ

Тип и номинальная мощность, МВ · А	Сочетание напряжений, кВ			Потери, кВт			Напряжение к. з. в % номинального напряжения			Ток х. х. в % номинального тока
				х. х.		к. з.				
	ВН	СН	НН	А	Б					

Трансформаторы 110 кВ двухобмоточные

ТМН-2,5	110	—	6,6; 11	5,6	6,5	22	—	10,5	—	1,5
ТМН-6,3	115	—	6,6; 11	10	13	43	—	10,5	—	0,9
ТМН-10	115	—	6,6; 11	14	18	60	—	10,5	—	0,85
ТДН-16	115	—	6,6; 11	21	26	90	—	10,5	—	0,80
ТРДН-25	115	—	6,3/6,3; 10,5/10,5; 6,3/10,5	29	36	120	—	10,5	—	0,75
ТРДН-32	115	—	6,3/6,3; 10,5/10,5; 6,3/10,5	35	44	145	—	10,5	—	0,70
ТДН-40	115	—	38,5	42	52	175	—	10,5	—	0,65
ТРДН-40	115	—	6,3/6,3; 10,5/10,5; 6,3/10,5	42	52	175	—	10,5	—	0,65
ТД-40*	121	—	3,15; 6,3; 10,5	42	52	175	—	10,5	—	0,65
ТРДЦН-63	115	—	6,3/6,3; 10,5/10,5; 6,3/10,5	59	73	245	—	10,5	—	0,60
ТРДЦН-80	115	—	6,3/6,3; 10,5/10,5; 6,3/10,5	70	89	310	—	10,5	—	0,55
ТДЦН-80	115	—	38,5	70	89	310	—	10,5	—	0,55
ТДЦ-80*	121	—	3,15; 6,3; 10,5; 13,8	70	89	310	—	10,5	—	0,55
ТДЦ-125*	121	—	10,5; 13,8	100	120	400	—	10,5	—	0,55
ТРДЦН-125	115	—	10,5/10,5	100	120	400	—	10,5	—	0,55
ТДЦ-200*	121	—	13,8; 15,75; 18	140	170	550	—	10,5	—	0,50
ТДЦ-250*	121	—	15,75	180	200	640	—	10,5	—	0,50
ТДЦ-400*	121	—	20	280	320	900	—	10,5	—	0,45

Трансформаторы 110 кВ трехобмоточные

ТМТН-6,3	115	38,5	6,6; 11	14	17	58	10,5	17	6	1,2
ТДТН-10	115	38,5	6,6; 11	19	23	76	10,5	17	6	1,1
ТДТН-15	115	38,5	6,6; 11	26	32	196	10,5 (17)	17 (10,5)	6 (6)	1,05
ТДТН-25	115	11; 38,5	6,6; 11	36	45	140	10,5	17	6	0,90
ТДТН-40	115	11; 38,5	6,6; 11	50	63	200	10,5 (17)	17 (10,5)	6 (6)	0,80
ТДТН-63	115	11; 38,5	6,6; 11	70	87	290	10,5 (17)	17 (10,5)	6 (6)	0,70
ТДТН-80	115	11; 38,5	6,6; 11	82	102	390	10,5 (17)	17 (10,5)	6 (6)	0,80

Примечания. 1. Трансформаторы мощностью 16, 40, 63 и 80 МВ · А допускается изготовлять с напряжением к. з. ВН — СН 17%, ВН — НН 10,5% и СН — НН 6% и номинальными напряжениями обмотки, расположенной между обмотками ВН и СН, 6,3; 10,5; 13,8 и 15,75 кВ.
2. Значком * отмечены повышающие трансформаторы.

Характеристики трансформаторов (150), 220, 330 и 500 кВ

Тип и номинальная мощность, МВ · А	Сочетание напряжений, кВ			Потери, кВт			Напряжение к. з. в % номинального напряжения				Ток к. з. в % номинального тока
				х. х.		к. з.					
	ВН	СН	НН	А	Б	ВН-НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН		
Трансформаторы 150 кВ двухобмоточные											
ТМН-4	158	—	6,6; 11	8,4	10	35	—	10,5	—	1,2	
ТДН-16	158	—	6,6; 11	19,0	21	85	—	11,0	—	0,8	
ТРДН-32	158	—	6,3/6,3; 10,5/10,5	31	35	145	—	10,5	—	0,7	
ТРДН-63	158	—	6,3/6,3; 10,5/10,5	52	59	235	—	10,5	—	0,65	
ТДЦ-125 *	165	—	10,5; 13,8	100	110	380	—	11,0	—	0,5	
ТДЦ-250 *	165	—	10,5; 13,8; 15,75	170	190	640	—	11,0	—	0,5	
ТДЦ-400 *	165	—	20	240	270	930	—	11,0	—	0,5	
Трансформаторы 150 кВ трехобмоточные											
ТДТН-16	158	38,5	6,6; 11	21	25	96	10,5	18	6	1,0	
ТДТН-25	158	38,5	6,6; 11	29	34	145	10,5	18	6	0,9	
ТДТН-40	158	38,5	6,6; 11	44	53	185	10,5	18	6	0,8	
ТДТН-63	158	38,5	6,6; 11	56	67	285	10,5	18	6	0,7	
Трансформаторы 220 кВ двухобмоточные											
ТРДН-32	230	—	6,6/6,6; 11/11	43	53	167	—	12	—	0,9	
ТРДН-63	230	—	38,5	67	82	300	—	12	—	0,8	
ТДЦ-80 *	242	—	6,3; 10,5; 13,8	85	105	320	—	11	—	0,6	
ТРДЦН-100	230	—	6,6/6,6; 11/11	94	115	360	—	12	—	0,7	
ТДЦ-125 *	242	—	10,5; 13,8	115	135	380	—	11	—	0,5	
ТРДЦН-160	230	—	11/11; 38,5	140	167	525	—	12	—	0,6	
ТДЦ-200 *	242	—	13,8; 15,75; 18,0	170	200	580	—	11	—	0,45	
ТДЦ-250 *	242	—	13,8; 15,75	210	240	650	—	11	—	0,45	
ТДЦ-400 *	242	—	13,8; 15,75; 20	280	330	880	—	11	—	0,4	
ТЦ-630 *	242	—	15,75; 20	320	380	1300	—	12,5	—	0,35	

Тип и номинальная мощность, МВ · А	Сочетание напряжений, кВ			Потери, кВт			Напряжение к. з. в % номинального напряжения			Ток к. з. в % номинального тока
				х. х		к. з.				
	ВН	СН	НН	А	Б	ВН-НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	

Трансформаторы и автотрансформаторы 220 кВ трехобмоточные

ТДТН-25	230	22; 38,5	6,6; 11	41	50	135	12,5	20	6,5	1,2
АТДТН-32	250	121	6,6; 11; 38,5	27	32	145	11	34	21	0,6
ТДТН-40	230	22; 38,5	6,6; 11	54	66	240	12,5	22	9,5	1,1
ТДЦТН-63	230	22; 38,5	6,6; 11	75	91	320	12,5	24	10,5	1,0
АТДТН-63	230	121	6,6; 11; 38,5	37	45	215	11	35	22	0,5
АТДТН-100	230	121	6,6; 11; 38,5	65	75	260	11	31	19	0,5
АТДЦТН-125	230	121	6,6; 11; 13,8; 38,5	75	85	290	11	31	19	0,5
АТДЦТН-160	230	121	6,6; 11; 13,8; 15,75; 38,5	85	100	380	11	32	20	0,5
АТДЦТН-200	230	121	6,6; 11; 13,8; 15,75; 38,5	105	125	430	11	32	20	0,5
АТДЦТН-250	230	121	11; 13,8; 15,75; 38,5	120	145	520	11	32	20	0,5

Трансформаторы 330 кВ двухобмоточные

ТРДН-32	330	—	6,3/6,3; 10,5/10,5	70	82	170	—	11,0	—	0,85
ТДН-32	330	—	38,5	70	82	170	—	11,0	—	0,85
ТРДН-63	330	—	6,3/6,3; 10,5/10,5	103	120	267	—	11,0	—	0,7
ТДН-63	330	—	38,5	103	120	267	—	11,0	—	0,7
ТРДЦН-125	330	—	10,5/10,5	155	180	420	—	11,0	—	0,5
ТДЦ-125	347	—	15,75; 13,8	125	145	360	—	11,0	—	0,5
ТРДЦН-200	330	—	10,5/10,5	По техническим условиям						
ТДЦ-200 *	347	—	13,8; 15,75; 18,0	187	220	560	—	11,0	—	0,45
ТДЦ-250 *	347	—	13,8; 15,75	205	240	605	—	11,0	—	0,45
ТДЦ-400 *	347	—	15,75; 20,0	310	365	810	—	11,0	—	0,4
ТДЦ-630 *	347	—	15,75; 20,0	345	405	1380	—	11,0	—	0,3
ТЦ-1000 *	347	—	24	480	—	2200	—	11,5	—	0,3

Тип и номинальная мощность, МВ · А	Сочетание напряжений, кВ			Потери, кВт			Напряжение к. з. в % номинального напряжения			Ток к. з. в % номинального тока
				х. х.		к. з.				
	ВН	СН	НН	А	Б	ВН-НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	
Автотрансформаторы 330 кВ трехобмоточные										
АТДЦТН-63/32 **	330	115	6,6; 11,0; 15,75; 38,5	60	70	280	10	32	21,5	0,6
АТДЦТН-125/63	330	115	6,6; 11,0; 15,75; 38,5	100	115	370	10	35	22,0	0,5
АТДЦТН-200/80	330	115	6,6; 11,0; 15,75; 38,5	155	180	600	10	34	22,5	0,5
АОДЦТН-83/33	330/√3	158/√3	11,0; 15,75; 38,5	—	—	—	—	—	—	—
АОДЦТН-83/27	330/√3	230/√3	6,6; 11,0; 15,75; 38,5	—	—	—	—	—	—	—
АОДЦТН-133/53	330/√3	158/√3	11; 15,75; 38,5	—	—	—	—	—	—	—
АОДЦТН-133/33	330/√3	230/√3	11; 15,75; 38,5	—	—	—	—	—	—	—
Трансформаторы 500 кВ двухобмоточные										
ТДЦ и ТЦ-250 *	525	—	13,8; 15,75; 20,0	205	250	600	—	13	—	0,45
ТДЦ и ТЦ-400 *	525	—	13,8; 15,75; 20,0	320	385	800	—	13	—	0,40
ТЦ-630 *	525	—	15,75; 20; 24	420	500	1300	—	14	—	0,35
ОРЦ и ОРДЦ-333 *	525/√3	—	15,75/15,75; 20/20; 24/24	165	200	950	—	12,5	—	0,35
ОРЦ-417 *	525/√3	—	15,75/15,75; 20/20; 27/27	210	255	1180	—	13,0	—	0,30
ОРЦ-533 *	525/√3	—	18/18; 24/24	250	300	1400	—	13,5	—	0,30
Автотрансформаторы 500 кВ трехобмоточные										
АОДЦТН и АОЦТН-107	500/√3	230/√3	11,0; 13,8; 15,75; 20; 38,5	—	—	—	—	—	—	—
АОДЦТН и АОЦТН-167	500/√3	230/√3		105	125	325	9,5	29	17,5	0,40
АОДЦТН и АОЦТН-167	500/√3	330/√3		58	70	320	9,5	67,0	61,0	0,30
АОДЦТН и АОЦТН-267	500/√3	230/√3		130	160	420	8,5	23,0	12,5	0,35
АТДЦТН-125/50 **	500	121	6,6; 11,0; 38,5	125	150	330	10,5	24,0	13,0	0,50
АТЦТН-250/100 **	500	121	11; 38,5	250	270	550	10,5	24,0	13,0	0,45

* Повышающие.

** Под косой чертой указана мощность обмотки НН.

Характеристики линейных регулировочных автотрансформаторов 6—10—35 кВ

Тип	Мощность, МВ · А	Напряжение, кВ	Пределы регулирования, %	Потери, кВт		Напряжение к. з. в % номинального напряжения	Ток х. х. в % номинального тока
				х. х.	к. з.		
ЛТМ-1600	1,6	10		1 ÷ 1,7	8,2 ÷ 8,8	0 ÷ 4	1,25
		6		1 ÷ 1,7	8,1 ÷ 8,5	0 ÷ 3,8	1,25
ЛТМ-4000	4,0	10	±8 × 1,2	1,8 ÷ 2,8	15,5 ÷ 16,5	0 ÷ 3,8	1,0
		6		2 ÷ 3,2	13,2 ÷ 14,5	0 ÷ 3,2	1,0
ЛТМ-6300	6,3	10; 6		2,8 ÷ 4,7	20,5 ÷ 22,2	0 ÷ 3,4	0,75
ЛТМН-16	16	6,6; 11	±10 × 1,5	5,5 ÷ 10	20 ÷ 35	10,6 ÷ 10,7	1,5 ÷ 2
ЛТМН-40	40	6,6; 11		7 ÷ 20	38 ÷ 70	10,6 ÷ 10,7	2,5 ÷ 3,5
ЛТМН-63	63	38,5		12 ÷ 28	60 ÷ 110	—	2,1 ÷ 3,1
ЛТМН-100	100	38,5		16 ÷ 43	75 ÷ 140	—	1,5 ÷ 3,5

Примечание. Потери напряжений к. з. и токов х. х. даны для предельных положений регулировочного механизма.

Приложение 4

ХАРАКТЕРИСТИКИ КОНДЕНСАТОРОВ И СИНХРОННЫХ КОМПЕНСАТОРОВ

Таблица П.4-1

Номинальная мощность (квар) конденсаторов для повышения коэффициента мощности

Номинальное напряжение, В	I серия		II серия		III серия	
	КМ, КМА	КМ2, КМ2А	КС, КСА	КС2, КС2А	КС, КСА	КС2, КС2А
220	4,5	9	6	12	8	16
380	13	26	18	36	25	50
500	13	26	18	36	—	—
600	13	26	20	40	25	50
1050 (*)	—	—	25	50	37,5	75
3150/√3 (*)	13	26	25	50	37,5	75
3150; 6300/√3 (*)	13	26	25	50	37,5	75
6300; 10 500/√3 *)	13	26	25	50	37,5	75
10 500 (*)	13	26	25	50	37,5	75

Примечание: К — косинусный; М и С — пропитка минеральным маслом или синтетическими жидкостями; А — исполнение наружной установки; 2 — исполнение в корпусе второго габарита; (*) — только однофазное исполнение.

Таблица П.4-2

Комплектные конденсаторные установки

Тип	Напряжение, кВ	Мощность, квар
УК-0,38-150Н	0,38	150
УК-0,38-300Н	0,38	300
УК-0,38-450Н	0,38	450
УК-0,38-600Н	0,38	600
УК-0,38-750Н	0,38	750
УК-0,38-900Н	0,38	900
КУ-6-1Л	6	225
КУ-6-ПЛ	6	425
КУ-10-1Л	10	240
КУ-10-ПЛ	10	400

Таблица П.4-3

Конденсаторы для продольной компенсации

Тип конденсатора	КПМ-1-50-1	КПМ-0,6-50-1
	Номинальное напряжение, В	1000
Номинальный ток, А	50	83,3
Мощность, квар	50	50

Таблица П.4-4

Основные технические данные синхронных компенсаторов (ГОСТ 609-66, переиздание 1973 г.)

Тип	Номинальная мощность при опережающем токе, кВ · А	Мощность при отстающем токе при работе без возбуждения, кВ · А	Номинальное напряжение, кВ	Частота вращения, об/мин	Потери при номинальной мощности, кВт
КС-10	10 000	5 500	6,3; 10,5	1000	250
КС-16	16 000	9 000	6,3; 10,5	1000	370
КС-25	25 000	16 000	10,5	750; 1000	525
КСВ-32	32 000	17 000	10,5	750; 1000	500
КСВ-50	50 000	20 000	10,5	750	750
КСВ-100	100 000	45 000	10,5	750	1300

Примечание. При специальной схеме регулирования допускается мощность при отстающем токе 0,65 номинальной.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бошнякович А. Д. Механический расчет проводов и тросов линий электропередачи. Изд. 2-е. Л., «Энергия», 1971. 295 с. с ил.
2. Глазунов А. А., Глазунов А. А. Электрические сети и системы. М., Госэнергоиздат, 1960. 368 с. с ил.
3. Долгинов А. И. Техника высоких напряжений в электроэнергетике. М., «Энергия», 1968. 464 с. с ил.
4. Качанова Н. А. Электрический расчет сложных энергосистем на ЦВМ. Киев, «Техника», 1966.
5. Козлов В. А., Билик Н. И., Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию систем электроснабжения городов. Л., «Энергия», 1974. 280 с. с ил.
6. Крюков К. П., Новгородцев Б. П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи. Л., «Энергия», 1970, 391 с. с ил.
7. Лисовский Г. С., Хейфиц М. Э. Главные схемы и электротехническое оборудование подстанций 35—500 кВ. М., «Энергия», 1970. 368 с. с ил.
8. Лихачев Ф. А. Замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью и с компенсацией емкостных токов. М., «Энергия», 1971. 152 с. с ил.
9. Маркович И. М. Режимы энергетических систем. Изд. 4-е. М., «Энергия», 1969. 350 с. с ил.
10. Мельников Н. А. Электрические сети и системы. М., «Энергия», 1969. 456 с. с ил.
11. Мельников Н. А., Рокотян С. С., Шеренцис А. И. Проектирование электрической части воздушных линий электропередачи 330—500 кВ. Изд. 2-е. М., «Энергия», 1974. 466 с. с ил.
12. Михалков А. В. Электрические сети и системы в примерах и задачах. М., «Энергия», 1967. 160 с. с ил.
13. Мукосеев Ю. Л. Электроснабжение промышленных предприятий. М., «Энергия», 1973. 584 с. с ил.
14. Поссе А. В. Схемы и режимы электропередач постоянного тока. Л., «Энергия», 1973. 302 с. с ил.
15. Солдаткина Л. А. Электрические сети и системы. М., «Энергия», 1972. 272 с. с ил.
16. Сооружение и эксплуатация кабельных линий. М., «Энергия», 1974. 632 с. с ил. Авт.: Б. М. Баранов, П. Г. Поклад, Л. П. Смирнов, Г. П. Фомичев, Н. А. Фридкин.
17. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения. Под ред. Н. А. Баумштейна и М. В. Хомякова. М., «Энергия», 1974. 568 с. с ил.
18. Указания по компенсации реактивной мощности в распределительных сетях. М., «Энергия», 1974. 72 с. с ил.
19. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Под ред. Б. Н. Неклепаева. Изд. 2-е, перераб. М., «Энергия», 1972. 336 с. с ил. Авт.: И. П. Крючков, Н. Н. Кувшинский, Б. Н. Неклепаев, А. В. Чугреев.
20. Электрические системы. Под ред. В. А. Веникова. Т. 2, «Электрические сети». М., «Высшая школа», 1971. 437 с. с ил. Авт.: А. В. Веников, А. А. Глазунов, Л. А. Жуков, Л. А. Солдаткина.
21. Электрические системы. Под ред. В. А. Веникова. Т. 3, «Передача энергии переменным и постоянным током высокого напряжения». М., «Высшая школа», 1972. 375 с. с ил. Авт.: В. А. Веников, В. В. Худяков, Н. Д. Анисимова.
22. Электротехнический справочник. Под ред. П. Г. Грудинского, Г. П. Петрова, М. М. Соколова, А. М. Федосеева, М. Г. Чиликина (гл. редактор) и П. В. Антика. Т. 2, кн. 1. Изд. 4-е. М., «Энергия», 1972. 816 с. с ил.

ПРЕДМЕТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

- Автоматические выключатели НН 109
— — шкала, характеристика 111
Автотрансформаторы, схемы замещения, параметры 244
— типовая и проходная мощности 245
Активное и индуктивное сопротивление трансформаторов 240, 242, 243
Активная проводимость линий электропередачи 208
Алгоритм решения задач расчета сложных сетей на ЭВМ 271
Амортизация, ежегодные отчисления 82
Баланс реактивной мощности в энергосистемах 297
Векторная диаграмма линий электропередачи 124, 127, 218
Вентильные мосты передачи постоянного тока, схема 318
Вероятность перерыва электроснабжения в сетях 87
Вибрация проводов ВЛ 48
Внешнее и внутреннее индуктивное сопротивление стальных проводов 71
Возгорание деревянных опор 51
Воздушные линии передачи, определение, конструкция 27
Волновое сопротивление линий электропередачи 232
Время использования максимальной нагрузки 76, 78
— максимальных потерь 76
Выбор мощности синхронных компенсаторов 299
— напряжения сети 190
— проводов и кабелей по нагреву электрическим током 99
— статических конденсаторов 159
Встречное регулирование напряжения 288
Габариты ВЛ до земли 40
Гасители вибрации проводов 49
Глубокие вводы 191
Глубокое секционирование в сетях 185, 306
Гирлянды изоляторов, количество элементов при разных номинальных напряжениях ВЛ 45
Гололед на воздушных линиях 48
— толщина стенки нормативная 323
Городские кабельные сети, схемы 192, 194, 308
Дальние электропередачи переменного тока 309
— — постоянного тока 315
Демпфирующая петля на ВЛ 50
Длины пролетов и расстояний между фазами ВЛ 40
Длительно допустимые превышения номинальных напряжений линий 205
Допустимые механические напряжения в проводах и тросах 336, 349
Допустимые потери напряжения в местных сетях 119
Дугогасящие катушки 22
Ежегодные расходы на эксплуатацию сетей 83
Емкостный ток замыкания на землю 21
— — — предельно допустимые значения 22
Емкость линий 212
Зависимость времени максимальных потерь от числа часов использования 78
— мощности нагрузки потребителей от частоты тока 285
— — — от напряжения в системе 287
Зажимы линейные 46
Замкнутые сети простые 171, 177, 197
— — сложные 171, 269
Зарядная мощность линий 215
Зарядный ток линий 213
Звено линии передачи 221
Изоляторы линейные, типы, характеристика 43, 44
Индуктивное сопротивление линий с расщепленными проводами 207
Источник питания, определение 12
Итерационный способ решения уравнений на ЭВМ 270
Кабели силовые, выбор по предельному току нагрузки 100
— — дефекты кабелей и их эксплуатации 64
— — конструкция 52
Кабели силовые маслонаполненные 56
— — с вязкой пропиткой 53
Кабельные линии, канализация кабелей 61
Категории электроприемников по надежности электроснабжения 25
Климатические условия работы ВЛ 321
Колебания напряжения 116
Компенсация емкостных токов замыкания на землю 21
— индуктивности линий 165, 312
— реактивной мощности в сетях 156

- Конденсаторные установки, схема 159
 Конденсаторы, выбор мощности 161
 Корона электрическая на проводах ВЛ 208
 Коронное напряжение ВЛ 209
 Критическая температура 331
 Критический пролет ВЛ 333, 347
 Коэффициент выгоды автотрансформаторов 245
 — загрузки установленной мощности потребителей 186
 Коэффициент линейного расширения сталеалюминиевых проводов 345
 — мощности в электроустановках потребителей 159
 — распространения волны по линии 232
 — спроса и мощности групп электроприемников 187
 — участия в максимуме нагрузки 188
 — эффективности капитальных вложений, нормативный 85
 Лавины напряжений 287
 Линейная арматура, зажимы 48
 Линейный регулировочный трансформатор, схема 293
 Линии с двусторонним питанием, расчет 172
 Линии электропередачи, характеристика 11
 Магистральные линии внутри — и межсистемной связи, определение 304
 Мероприятия по снижению потерь электрической энергии в сетях 94
 Метод преобразования сложной сети 272
 — узловых напряжений расчета сложной сети 269
 — расчетных коэффициентов при экономических расчетах сетей 188
 — срока окупаемости 83
 — удельных значений плотности нагрузки 188
 Механические нагрузки на провода 324
 Механический расчет монометаллических проводов 334
 — — сталеалюминиевых проводов 346
 Модуль упругости сталеалюминиевых проводов, формула расчета 342
 Монтажные таблицы, составление 339
 Нагревание проводов током 96, 97
 Надежность элементов электрических сетей в эксплуатации 88, 89
 Наибольшие передаваемые мощности по линиям разных номинальных напряжений и длин 237
 Наименьшие диаметры и сечения проводов ВЛ по условиям возникновения короны 210
 — сечения проводов ВЛ по механической прочности, нормативные значения 32
 Напряжения короткого замыкания трансформаторов 242
 — сталеалюминиевых проводов, суммарные 345
 — в проводах и тросах в процентах от предельного сопротивления при разрыве, нормы 336
 Напряженность электрического поля у поверхности проводов ВЛ 208, 210
 Нагуравальная мощность линий 236
 Независимый источник питания, определение 26
 Номинальные напряжения электрических сетей и оборудования 13
 — — — область применения 16
 Номинальные токи плавких вставок предохранителей 106
 Нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений 85
 — срок окупаемости 84
 Область применения номинальных напряжений в электрических сетях 16
 Объединение электростанций и энергосистем, достоинства и сложности 284
 Объем и состав проекта ВЛ 356
 — расчета электрических сетей 26
 Однородные линии передачи, определение 176, 232
 — — — расчет 176
 Опоры ВЛ, типы 28, 34, 39
 Определение мощности синхронных компенсаторов 299
 — потери напряжения и сечения проводов в двухпроводных сетях 120
 — распределения мощности в линиях с двусторонним питанием, формулы расчета 175
 — Определение сечения проводов по допустимому нагреву 99
 — — — по минимуму затраты цветного металла 144
 — — — по минимуму потерь мощности 146
 — — — по потере напряжения 123
 — — — по экономической плотности тока 89
 Отклонения напряжения 116
 Основы расчета линий электропередачи большой протяженности 231
 Падения напряжения в линии, продольная и поперечная составляющие 125, 224, 226
 Параметры длинной линии 232

- трансформаторов и автотрансформаторов 239, 244
- Переключательные пункты, определение 11
- — дальних электропередач 311, 313
- Перенапряжения в сетях с разными способами заземления нейтралей 21, 23, 24
- Пляска проводов 49
- Поперечная емкостная компенсация на линиях передачи 315
- индуктивная компенсация 312
- Поправочные коэффициенты к параметрам схемы замещения для длинных линий 233
- Потери мощности в линиях электропередачи 74, 225, 227
- — в трансформаторах и автотрансформаторах 246
- Потеря напряжения в трансформаторах, формулы расчета 240, 250
- — определение 125
- энергии на корону 211
- Предельно допустимый ток проводов и кабелей по нагреву 97
- Предохранители плавкие, типы, шкала 105
- — выбор вставок 107
- Преобразование сложных сетей 272
- треугольника сопротивлений в звезду 275
- Приведение нагрузок к расчетному напряжению 260
- параметров сети к базисному напряжению 15, 279
- Приведенные расчетные затраты 85
- Провода ВЛ, конструкция 30
- — наименьшие допустимые сечения по условиям механической прочности 32
- — — сечения по условиям короны 210
- — средние расстояния между фазами 40
- Проводимость линий электропередачи, активная 207
- — — реактивная 211
- — — и зарядная мощность, сравнительные величины для воздушных и кабельных линий 215
- Продольная компенсация индуктивности линий 165, 312
- Прокладка кабелей 60
- Пролет ВЛ, определение 28
- — средние значения длины для ВЛ различных номинальных напряжений 40
- Пропускная способность линий 235
- Профиль и план трассы ВЛ, масштабы 359
- Развитие электрических сетей 1, 9
- методов расчета сталеалюминиевых проводов 349
- Расходы на текущий ремонт линий 82
- Расчет линий местных сетей 123, 127
- — — со стальными проводами 140
- — электропередачи районных сетей 221
- — — с учетом трансформаторов 248
- районных замкнутых сетей с электростанциями 262
- — разомкнутых сетей 259
- — сложных сетей методом преобразования сети 272
- — — методом узловых напряжений 269
- — сетей с линиями нескольких номинальных напряжений 279
- Расчет проводов (механический), монометаллические провода 334
- — — при подвеске их на разных высотах 352
- — — сталеалюминиевых 346
- сетей напряжением до 1000 В без учета индуктивного сопротивления 134
- — — — неполнофазных 136
- — — — с равномерно распределенной нагрузкой 135
- — — — с учетом защитных аппаратов 104, 113
- Расчетные затраты на сооружения, приведенные 84, 85
- Реактивная проводимость линий 212
- Расщепление проводов 206, 312
- Регулирование напряжения в сетях генераторами электростанций 289
- — изменением коэффициента трансформации трансформаторов 290
- — — параметров сети 294
- — — реактивной мощности в сети 295
- Регулирующие устройства трансформаторов и автотрансформаторов 291, 293
- Режим нейтрали сетей 18, 21, 23
- Связь параметров П-образной схемы замещения линии с параметрами длинной линии 232
- Свободность передачи электрической энергии 83
- Сети городские питающие, схемы 192
- — распределительные, схемы 194
- загородные, схемы 202
- поперечно замкнутые, схемы 198
- промышленных предприятий 198
- сложнзамкнутые 171, 198, 219
- энергетической системы 304

- Скоростные напоры ветра 332
- Синхронные компенсаторы 205
- Соединение и оконцевание кабелей 58
- проводов ВЛ, соединители 47
- Сопротивления линии электропередач 67, 69, 206
- трансформаторов и автотрансформаторов 239, 243
- стальных проводов 68, 72
- Состав проекта ВЛ 356
- Среднеквадратичная мощность, метод определения потерь энергии в сетях 76
- Срок окупаемости капиталовложений 83
- — — нормативный 84
- Стрела провеса проводов ВЛ 29, 328
- — — при обрыве на линии, расчет 355
- Структура электрических сетей 10
- Схемы замещения линий электропередачи 66, 123, 206, 222, 234, 238
- — трансформаторов и автотрансформаторов 238, 243
- районных сетей энергосистемы 12, 303
- трансформаторных подстанций без выключателей 306
- Транспозиция проводов ВЛ 34
- — опоры транспозиционные 3
- Трансформаторы двух- и трехобмоточные, схемы замещения, параметры 239, 242
- с расщепленными обмотками 243
- Трансформаторные подстанции, определение 11
- — ответственные, схемы соединений 306
- Технико-экономические расчеты сетей 83
- Ток срабатывания расцепителя (теплового реле) 110
- Тяжение в проводах при обрыве, нормативные значения 35
- Угол поворота линии, определение 36
- Угловые опоры, типы 37, 42
- Удельная повреждаемость элементов сети 88
- Удельные значения плотности нагрузки потребителей электрической энергии 188
- расходы электроэнергии на единицу продукции 189
- Унифицированные опоры ВЛ 42
- Уравнения длиной линии электропередачи 232
- Уравнение состояния провода в пролете ВЛ 331
- Уравнительная мощность 176, 280
- Условия для прокладки воздушных и кабельных линий на местности 358, 359
- Ущерб народнохозяйственный от недоотпуска электрической энергии 86
- Физико-механические характеристики проводов и тросов, нормы 335
- Физико-механические характеристики сталеалюминиевых проводов 340
- — — — модуль упругости 342
- — — — температурный коэффициент линейного расширения 345
- — — — суммарные напряжения 346
- Формулы расчета линий электропередачи (основные) 126, 223, 226
- Централизованное регулирование напряжения в сетях 288
- Цепочечная схема замещения длиной линии электропередачи 234
- Эквивалентирование параллельных линий 272
- Эквивалентная экономическая плотность тока 93
- Эквивалентный пролет ВЛ при разных высотах подвеса проводов 352
- Экономическая плотность тока, нормативные значения 91
- Экономическое сечение проводов 90
- Эксплуатация воздушных линий 48
- кабельных линий 83
- Эффективное заземление нейтрали электрических сетей 24

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
Условные обозначения	5
Принятые сокращения	6

ЧАСТЬ ПЕРВАЯ

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ И СИСТЕМАХ

<i>Глава первая. Основные понятия и определения</i>	<i>7</i>
1-1. Развитие электрических сетей и систем	—
1-2. Структура электрических сетей и систем. Определения	10
1-3. Номинальные напряжения электрических сетей и электрооборудования	13
1-4. Области применения номинальных напряжений электрических сетей	16
1-5. Режимы нейтрали электрических сетей различных напряжений	18
1-6. Основы расчета электрических сетей	25
<i>Глава вторая. Основные сведения о конструкциях воздушных и кабельных линий электропередачи</i>	<i>27</i>
2-1. Общие сведения о выполнении воздушных линий	—
2-2. Провода и тросы воздушных линий	29
2-3. Опоры и их основания	33
2-4. Изоляторы и линейная арматура	43
2-5. Краткие сведения по эксплуатации воздушных линий	48
2-6. Основные сведения о конструкции кабелей	51
2-7. Соединения и оконцевание кабелей	57
2-8. Прокладка кабелей	60
2-9.* Краткие сведения по эксплуатации кабельных линий	63

ЧАСТЬ ВТОРАЯ

МЕСТНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

<i>Глава третья. Параметры электрических сетей</i>	<i>66</i>
3-1. Особенности расчета местных сетей	—
3-2. Активное сопротивление линий	67
3-3. Индуктивное сопротивление линий	69
<i>Глава четвертая. Техничко-экономические расчеты электрических сетей</i>	<i>73</i>
4-1. Основные понятия	—
4-2. Потери мощности и энергии в линиях	74
4-3. Себестоимость передачи электроэнергии	79
4-4. Техничко-экономический расчет сетей	83
4-5. Вероятность перерывов электроснабжения и надежность элементов электросети	87

4-6.	Выбор сечения проводов по экономической плотности тока	89
4-7.	Основные мероприятия по снижению потерь электроэнергии	94
Глава пятая. Выбор проводов по условию допустимого нагрева		95
5-1.	Нагрев проводников электрическим током	—
5-2.	Определение предельных допустимых токов по нагреву	97
5-3.	Выбор и проверка проводов и кабелей по нагреву	99
5-4.	Выбор сечения проводников в сетях напряжением до 1000 В с учетом защитных аппаратов	104
Глава шестая. Расчет разомкнутых сетей по потере напряжения		116
6-1.	Допустимые потери напряжения в линиях местных сетей	—
6-2.	Определение потери напряжения и сечений проводов в линиях постоянного тока и в осветительных двухпроводных линиях переменного тока	120
6-3.	Расчет линий трехфазного тока с нагрузкой на конце по потере напряжения	123
6-4.	Расчет линий трехфазного тока с несколькими нагрузками	127
6-5.	Случай расчета сетей напряжением до 1000 В	133
6-6.	Расчет сетей со стальными проводами	140
6-7.	Определение сечений проводников электрической сети по допустимой потере напряжения	142
Глава седьмая. Компенсация реактивной мощности и индуктивности линий		154
7-1.	Общие положения	—
7-2.	Рационализация работы электрооборудования промышленных предприятий и электросети	155
7-3.	Компенсация реактивной мощности	156
7-4.	Конденсаторные установки для компенсации реактивной мощности	158
7-5.	Выбор мощности компенсирующих устройств	159
7-6.	Продольная компенсация индуктивности линий	165
Глава восьмая. Расчет замкнутых местных сетей		170
8-1.	Основные определения и область применения	—
8-2.	Расчет линий с двусторонним питанием	172
8-3.	Частные случаи расчета сетей с двусторонним питанием	176
8-4.	Порядок расчета простых замкнутых сетей	177
Глава девятая. Проектирование местных сетей		184
9-1.	Определение нагрузок и выбор источников питания	—
9-2.	Выбор напряжения сети	190
9-3.	Схемы городских электрических сетей	192
9-4.	Схемы сетей промышленных предприятий	199
9-5.	Схемы загородных сетей	202

ЧАСТЬ ТРЕТЬЯ

РАЙОННЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

Глава десятая. Электрический расчет линий электропередачи		204
10-1.	Схемы замещения линий электропередачи	—
10-2.	Активная проводимость линий электропередачи	207
10-3.	Реактивная проводимость и зарядная мощность линий электропередачи	211
10-4.	Векторная диаграмма линий электропередачи	217
10-5.	Расчет линий электропередачи по П-образной схеме замещения с нагрузкой, выраженной мощностью	221

10-6. Общие сведения о расчете линий электропередачи большой протяженности	231
10-7. Понятие о пропускной способности линий электропередачи	235
Глава одиннадцатая. Расчет линий электропередачи с учетом трансформаторов и автотрансформаторов	237
11-1. Схемы замещения линий электропередачи с учетом трансформаторов	—
11-2. Активное и реактивное сопротивления трансформаторов и автотрансформаторов	239
11-3. Потери мощности в трансформаторах и автотрансформаторах	246
11-4. Расчет линий электропередачи по схеме замещения с учетом трансформаторов	248
Глава двенадцатая. Электрический расчет районных сетей	258
12-1. Основные понятия и определения	—
12-2. Расчет разомкнутых электрических сетей с несколькими нагрузками	259
12-3. Расчет простых замкнутых сетей с одной или несколькими электростанциями	262
12-4. Сложные замкнутые сети. Применение ЭВМ	269
12-5. Расчет сложных сетей методом преобразования сети	272
12-6. Совместный расчет электрических сетей с линиями нескольких номинальных напряжений	279
Глава тринадцатая. Режимы работы электрических сетей в составе энергетической системы	283
13-1. Общие сведения о работе электрических систем	—
13-2. Регулирование напряжения и реактивной мощности	286
13-3. Способы и средства регулирования напряжения в электрических сетях	289
13-4. Баланс реактивной мощности. Особенности регулирования напряжения в электрических системах	297
13-5. Выбор мощности синхронных компенсаторов по условиям регулирования напряжения	299
Глава четырнадцатая. Схемы районных электрических сетей	303
14-1. Общие сведения	—
14-2. Схемы сетей	305
14-3. Дальние передачи электроэнергии переменным и постоянным током	309

ЧАСТЬ ЧЕТВЕРТАЯ

МЕХАНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

Глава пятнадцатая. Расчет проводов и тросов	320
15-1. Общие сведения	—
15-2. Механические нагрузки проводов и тросов	324
15-3. Стрела провеса и напряжение в материале провода	327
15-4. Напряжения в проводе при разных атмосферных условиях (уровнение состояния провода)	330
15-5. Условия максимального напряжения в проводе и максимальной стрелы провеса (критический пролет и критическая температура)	332
15-6. Расчет однородных (монометаллических) проводов и составление монтажных таблиц	334
15-7. Определение физико-механических характеристик и стал-алюминиевых проводов	340

15-8. Условия максимального напряжения в сталеалюминиевом проводе. Расчет проводов	346
<i>Глава шестнадцатая. Особые случаи расчета проводов. Проектирование линий электропередачи</i>	<i>352</i>
16-1. Определение стрелы провеса в пролетах с подвеской проводов на разных высотах	—
16-2. Специальные расчеты проводов	355
16-3. Основные сведения о составе проекта и исходных данных	356
16-4. Выбор и изыскание трассы линий электропередачи	358
16-5. Основные сведения о проектировании трасс кабельных линий	359

ПРИЛОЖЕНИЯ

1. Характеристики воздушных и кабельных линий	361
2. Длительно допустимые нагрузки на провода и кабели (по условиям нагрева)	370
3. Характеристика трансформаторов	375
4. Характеристики конденсаторов и синхронных компенсаторов	381
Список литературы	383
Предметный указатель	384

В. А. БОРОВИКОВ, В. К. КОСАРЕВ, Г. А. ХОДОТ

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

