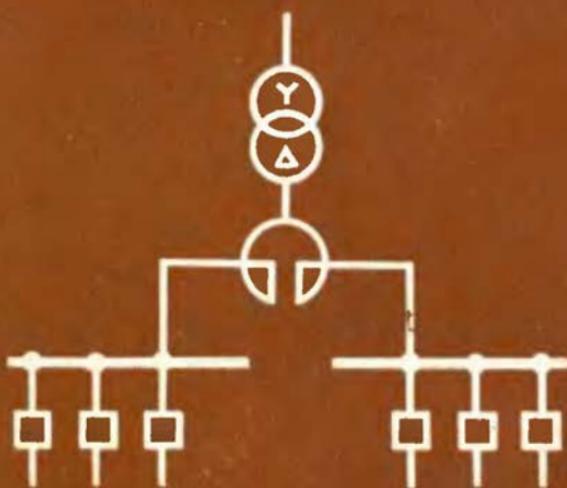




БИБЛИОТЕКА
ЭЛЕКТРОМОНТЕРА



А. А. ЕРМИЛОВ
Б. А. СОКОЛОВ

ЭЛЕКТРО- СНАБЖЕНИЕ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ





621.3.07
E-73

БИБЛИОТЕКА ЭЛЕКТРОМОНТЕРА

Основана в 1959 г.

Выпуск 580

А. А. ЕРМИЛОВ, Б. А. СОКОЛОВ

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ
ПРОМЫШЛЕННЫХ
ПРЕДПРИЯТИЙ

10.09.86

Издание четвертое, переработанное
и дополненное



МОСКВА ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ 1986

ББК 31.29

Е 73

УДК 658.26 : 621.31

Рецензент Л. Б. Годгельф

Редакционная коллегия:

В. Н. Андриевский, С. А. Бажанов, Д. Т. Комаров, В. П. Ларионов, Э. С. Мусаэлян, С. П. Розанов, В. А. Семенов, А. Д. Смирнов, А. Н. Трифонов, П. И. Устинов, А. А. Филатов

Ермилов А. А., Соколов Б. А.

Е 73 Электроснабжение промышленных предприятий. — 4-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1986. — 144 с.: ил. — (Б-ка электромонтера: Вып. 580).

Приведены основные сведения о построении современных систем электроснабжения промышленных предприятий и их электрических схемах. Даны сведения о конструкции электросетей. Третье издание вышло в 1977 г. В четвертом издании учтены новые нормативные документы или их изменения, новые типовые решения по электроснабжению, добавлена глава «Заземляющие устройства и меры электробезопасности».

Для электромонтеров, занимающихся монтажом и эксплуатацией электрооборудования промышленных предприятий.

**Е 2302050000-003
051(01)-86**

ББК 31.29

АЛЕКСЕЙ АЛЕКСЕЕВИЧ ЕРМИЛОВ

БОРИС АЛЕКСЕЕВИЧ СОКОЛОВ

Электроснабжение промышленных предприятий

Редактор В. Г. Шестериков

Редактор издательства Н. В. Ольшанская

Художественный редактор В. А. Гозак-Хозак

Технический редактор О. Д. Кузнецова

Корректор Г. А. Полонская

ИБ № 1027

Сдано в набор 27.05.85. Подписано в печать 23.12.85. Т-24543. Формат 84×108^{1/2}. Бумага типографская № 2. Гарнитура литературная. Печать высокая. Усл. печ. л. 7,56. Усл. кр.-отт. 7,88. Уч.-изд. л. 8,16. Тираж 50 000 экз. Заказ № 226. Цена 10 к.

Энергоатомиздат, 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10

Владимирская типография Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли 600000, г. Владимир, Октябрьский проспект, д. 7

© Издательство «Энергия», 1977

© Энергоатомиздат, 1986, с изменениями

ПРЕДИСЛОВИЕ

Энергетическая программа СССР предусматривает расширение и совершенствование производственной базы всех отраслей промышленности. В связи с этим перед промышленной энергетикой стоят ответственные задачи по рациональному применению электроэнергии во всех отраслях производства. Большое значение приобретает внедрение прогрессивных и рациональных решений в области электроснабжения промышленных предприятий.

После выхода третьего издания книги появились новые директивные материалы (ПУЭ, инструкции Госстроя СССР), значительно изменился ГОСТ 13109—67* на качество электроэнергии. Произошло дальнейшее совершенствование технических решений в проектировании и монтаже электроустановок. В связи с этим четвертое издание подверглось существенной переработке, изменениям и дополнениям.

Книга дополнена основными указаниями по определению электрических нагрузок и рекомендациями по регулированию суточных графиков нагрузок в пределах технико-экономической целесообразности. Даны краткие указания по экономике систем электроснабжения, уточнены рекомендации по надежности. Уточнено понятие о независимых источниках питания.

Существенной переработке и дополнениям подвергнуты схемы электроснабжения: учтены изменения нормативных документов, схемы электроснабжения приведены в соответствие с выпущенными после выхода третьего издания новыми типовыми схемами и новыми проектными решениями. Добавлены схемы сетей на напряжение до 1 кВ и даны указания по их применению.

Переработаны и дополнены материалы по качеству электроэнергии с учетом новых разработок по этому вопросу.

В § 11 приведены основные сведения по компенсации реактивной мощности, в том числе в сетях с резкопеременными и вентильными нагрузками.

Переработан § 12 с учетом новых материалов в области телемеханизации и автоматизации систем электроснабжения промышленных предприятий. Добавлены краткие сведения по автоматической частотной разгрузке.

В § 13 уточнены указания по канализации электроэнергии в соответствии с ПУЭ. Кабельные эстакады старых исполнений заменены новыми облегченными конструкциями. Указания по кабелям 110—220 кВ приведены в соответствие с новым ГОСТ на эти кабели.

Добавлен § 14 «Заземляющие устройства и меры электробезопасности».

Все замечания и пожелания по четвертому изданию книги будут приняты с благодарностью. Просим направлять их по адресу: 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10.

Авторы

1. ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ

Структура и принципы построения систем электроснабжения. Системы электроснабжения современных предприятий должны удовлетворять следующим требованиям:

экономичности и надежности;

безопасности и удобства в эксплуатации;

обеспечения надлежащего качества электроэнергии в соответствии с указаниями ГОСТ (см. § 9), уровней и отклонений напряжения, стабильности частоты и др.;

экономии цветных металлов и электроэнергии;

гибкости системы, дающей возможность дальнейшего развития без существенного переустройства основных вариантов электросетей на период строительства и эксплуатации;

максимального приближения источников высшего напряжения к электроустановкам потребителей, обеспечивающего минимум сетевых звеньев и ступеней промежуточной трансформации, снижение первоначальных затрат и уменьшение потерь электроэнергии с одновременным повышением надежности.

Система электроснабжения в целом выполняется таким образом, чтобы в условиях послеаварийного режима после соответствующих переключений и пересоединений она была бы способна, как правило, обеспечить питание нагрузки предприятия (с установленным ограничением) с учетом использования всех дополнительных источников и возможностей резервирования (перемычки, связи на вторичном напряжении, аварийные источники и т. п.). При этом возможны кратковременные перерывы питания электроприемников II категории на время упомянутых переключений и пересоединений и перерывы питания электроприемников III категории на время до 1 сут. Допускается также отступление от нормированных уров-

ней отклонений и колебаний напряжения и частоты в пределах допусков, установленных ГОСТ 13109—67* (см. § 9).

При решении вопросов резервирования учитываются перегрузочная способность электрооборудования, величина предшествовавшей нагрузки и другие факторы. Для этой цели коммутационные аппараты выбираются на такие номинальные токи, которые не ограничивают использование перегрузочной способности трансформаторов, кабелей и т. п. Учитывается также степень резервирования в технологической части (резервные насосы, компрессоры с отдельным питанием, а также резервные емкости: бункера, баки, склады сырья и полуфабрикатов и т. п.).

При определении объема резервирования и пропускной способности всей системы электроснабжения в целом нельзя допускать завышения количества электрооборудования и кабелей и их номинальных токов, сечения и т. п.

При этом не надо учитывать возможность совпадения аварии с временем планового ремонта элементов электрооборудования (трансформаторов, коммутационных аппаратов, сетей), так как на этот период можно ввести ограничение электропотребления менее ответственных электроприемников.

Монтаж всех элементов системы электроснабжения должен выполняться с широким применением закладных частей и деталей для крепления аппаратов, комплектных крупноблочных устройств и укрупненных монтажных узлов с надлежащей монтажной готовностью их.

Открытая установка электрооборудования (трансформаторов, статических конденсаторов, вращающихся компенсаторов, комплектных распределительных устройств) должна применяться во всех случаях, где это возможно по исполнению электрооборудования, климатическим условиям, загрязненности окружающей среды.

Краткие сведения по экономичности электроснабжения. Для оптимального решения системы электроснабжения производится технико-экономическое сравнение нескольких вариантов и выбирается наиболее экономичный из них (сравниваются варианты примерно равноценные по надежности и бесперебойности электроснабжения). Все технико-экономические показатели сравниваемых вариантов определяются применительно к одинаковому уровню цен и одинаковой достижимости принятых уровней развития техники.

Сравнительная оценка вариантов производится сопоставлением приведенных затрат \bar{Z} , причем выбирается вариант с наименьшими приведенными затратами, являющийся оптимальным. Приведенные затраты определяются так:

$$\bar{Z} = C + E_n K, \quad (1)$$

где K — единовременные капитальные вложения по рассматриваемому варианту; C — ежегодные текущие затраты производства при нормальной эксплуатации по этому варианту; E_n — нормативный коэффициент эффективности капиталовложений.

Коэффициент эффективности E_n в соответствии с [1] принят равным 0,12. Обратная величина нормативного коэффициента соответствует нормативному сроку окупаемости

$$T = \frac{1}{E_n} = \frac{1}{0,12} = 8,33 \text{ лет.} \quad (2)$$

Величина T характеризует срок, в течение которого дополнительные капиталовложения по одному из рассматриваемых вариантов окупаются за счет снижения годовых издержек C по сравнению с другим вариантом.

Удельные приведенные затраты на единицу продукции \bar{z} определяются по формуле

$$\bar{z} = \bar{Z}/P_{\text{ном}}, \quad (3)$$

где $P_{\text{ном}}$ — годовой объем продукции при нормальной эксплуатации.

Формула (3) применяется при разной годовой производительности сравниваемых вариантов. При сравнении вариантов выбора электрооборудования эта формула применяется, если электрооборудование и структура электроснабжения сравниваемых вариантов зависят от годовой производительности. Формула (3) может быть использована лишь в том случае, если по формуле (1) определяются полные приведенные затраты, а не только изменяющиеся элементы. Значение удельных затрат не зависит от года приведения и может быть использовано для экономической оценки системы электроснабжения предприятий, вырабатывающих одинаковую продукцию.

Ежегодные текущие затраты производства для каждого-

го года расчетного периода определяются по действующим нормативам по формуле

$$P = E_{t,p}K + E_aK + C_a, \quad (4)$$

где E_a — коэффициент отчислений на амортизацию, отн. ед.; $E_{t,p}$ — коэффициент отчислений на текущий ремонт; C_a — стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб/год.

С учетом сказанного формулу (1) можно представить в следующем виде:

$$Z = EK + C_a, \quad (5)$$

где $E = E_{t,p} + E_a + E_b$ — суммарный коэффициент отчислений от капитальных вложений.

При составлении технико-экономических расчетов (ТЭР) по вариантам, требующим расширения площади предприятия (например, для токопроводов и воздушных линий), учитывается условная «стоимость» территории, прибавляемая к капиталовложениям.

При отсутствии данных к моменту составления проекта эту стоимость ориентировочно можно оценить в 12—15 руб/м².

Необходимо учитывать затраты на компенсацию реактивной мощности, которые могут различаться в разных вариантах вследствие различия заданий энергосистемы на разных источниках питания и из-за других факторов. Поэтому при рассмотрении вариантов в формулу (5) включаются приведенные затраты на компенсацию реактивной мощности Z_k и она приобретает следующий вид:

$$Z = EK + C_a + Z_k, \quad (6)$$

где $Z_k = z_k Q_k$ — приведенные затраты на компенсацию; z_k — удельные затраты на компенсацию 1 квадрат. руб/квар в год; Q_k — необходимая суммарная мощность компенсирующих устройств.

Сравнительная технико-экономическая оценка вариантов производится с учетом надежности и качества электроснабжения. Если сравниваемые варианты равнозначны или очень близки по результатам ТЭР (различаются не более чем на 10—15 %), то часто в пределах точности расчета предпочтение нужно отдать варианту с лучшими качественными показателями, перечисленными выше, если даже и не удается определить их стоимостное выражение.

Надежность электроснабжения. Необходимая степень надежности системы электроснабжения определяется в зависимости от мощности электроустановки, ее назначения, требуемой бесперебойности и перспектив дальнейшего развития предприятия. Должна соблюдаться координация уровней надежности отдельных звеньев системы электроснабжения, с тем чтобы степень надежности, как правило, повышалась при переходе от потребителей энергии к источникам питания по мере увеличения их мощности.

Надежность в общем виде можно охарактеризовать как способность системы электроснабжения и отдельных ее элементов обеспечивать выполнение поставленных перед ними задач по бесперебойному питанию электроэнергией данного предприятия и отдельных его объектов, не приводящему к срыву плана производства и к авариям в электрической и технологической частях. Чтобы обеспечить надежную работу ответственных электроприемников при нормальном и послеаварийном режимах, необходимо:

- 1) свести к минимуму число и продолжительность перерывов в их электроснабжении;
- 2) обеспечить надлежащее качество электроэнергии (см. § 9) для создания устойчивой работы ответственных технологических агрегатов при нарушениях режима электроснабжения.

В первую очередь надежность системы электроснабжения определяется схемным и конструктивным построениями ее, разумным объемом заложенных в систему резервов, а также надежностью входящих в нее основных составных элементов, в частности электрооборудования.

В некоторых производствах (например, в химической промышленности) допустимый перерыв составляет несколько секунд, а иногда и меньше, после чего необходимые по условиям производства технологические параметры A (рис. 1) выходят за допустимые пределы. На рис. 1 обозначены:

$A_{\text{ном}}$ — номинальный технологический параметр по условиям производства; $A_{\text{кр}}$ — критическое значение параметра, при выходе за пределы которого наступает расстройство технологии; $A_{\text{доп}} = A_{\text{кр}} + \Delta A$ — допустимое значение технологического параметра, при котором еще не произойдет расстройство технологии; ΔA — величина, учитывающая необходимый запас и возможные погреш-

ности измерений; δA — отклонение номинального технологического параметра во время перерыва питания; $\delta A_{\text{доп}} = A_{\text{ном}} - A_{\text{доп}}$ — предельное отклонение номинального технологического параметра от допустимого значения; $t_{\text{откл}}$ — момент отключения питания; $t_{\text{вкл}}$ — момент восстановления питания; $t_{\text{пер}}$ — продолжительность перерыва питания.

Перерыв питания электроэнергией предприятия или части его вызывает убытки производства, или так называемый «ущерб». Перерыв питания может быть вызван авариями или повреждениями в энергосистеме или системе электроснабжения предприятия. Он может сопровождаться полным прекращением или частичным ограничением питания различной продолжительности в послеаварийный период. Система электроснабжения должна быть выполнена таким образом, чтобы в этот период было обеспечено электроснабжение основных производств (см. § 5).

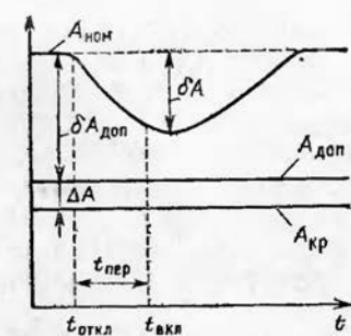


Рис. 1. Изменение технологического параметра при перерыве электроснабжения

Перерыв (частичный или полный) может быть также вследствие дефицита мощности в питающей системе в определенное время суток и различной продолжительности. В большинстве случаев этот вид перерыва может быть заранее предусмотрен («запланирован») и учтен в программе производства. Никаких мероприятий в системе электроснабжения предприятия при этом не потребуется, кроме графика отключения менее ответственных потребителей на время ограничения мощности.

Ущерб от перерыва питания является наиболее объективным критерием при определении требуемой степени надежности. Оптимальный вариант схемы электроснабжения должен определяться по минимуму приведенных годовых затрат Z с учетом вероятного ущерба Y от совокупности нарушений электроснабжения в течение года по следующей формуле [обозначения те же, что в формуле (1)]:

$$Z = C + E_R K + Y = \min, \quad (7)$$

Для определения оптимального объема резервирования необходимо сопоставление затрат, требующихся для обеспечения повышенной надежности электроснабжения, с вероятным народнохозяйственным ущербом (в стоимостном выражении), происходящим в результате перерыва питания. Математическое ожидание ущерба от перерывов питания является единственной количественной характеристикой для более или менее объективной оценки требуемой степени надежности системы электроснабжения и для осуществления мероприятий по резервированию соответствующих элементов этой системы.

Большое значение надежность электроснабжения имеет для непрерывных производств, в которых перерывы электроснабжения связаны с последующим длительным восстановлением технологического процесса и прямыми ущербами. Особо тщательно нужно рассматривать вопросы надежности электроснабжения таких энергоемких электроприемников, как электролиз, электропечи разного назначения, электросварка и т. п., в которых электроэнергия является основным технологическим фактором.

Ущерб имеет место не только при перерывах питания, но также и при отклонениях показателей качества электроэнергии от установленных норм (§ 9): отклонениях напряжения и частоты, колебаниях напряжения при толчковых нагрузках, несинусоидальности и несимметрии напряжения.

Категории надежности и резервирование. По требуемой степени надежности обеспечения электроэнергией электроприемники разделяются на три категории. К I категории относятся электроприемники, перерыв электроснабжения которых может быть опасным для жизни людей, причинить значительный ущерб народному хозяйству, вызвать повреждение дорогостоящего оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особенно важных элементов коммунального хозяйства. Удельный вес нагрузок потребителей I категории в большинстве отраслей не очень велик, за исключением химической и металлургической промышленности.

На нефтехимических заводах и заводах синтетического каучука нагрузка потребителей I категории доходит до 75—80 % полной расчетной нагрузки предприятия. На металлургических заводах она достигает 25—40 %, а на заводах с неполным металлургическим циклом (напри-

мер, имеющих в своем составе только коксохимические, доменные и конверторные цехи) может доходить до 70—80 %. На машиностроительных заводах нагрузка потребителей I категории, как правило, незначительна.

Из состава электроприемников I категории выделена так называемая особая группа электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова (но не для продолжения его) с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего основного оборудования. Электроприемники особой группы должны в каждом отдельном случае выявляться на основе специфических требований технологии данного производства. Необходимо избегать завышения мощности особой группы электроприемников. При выявлении этой группы электроприемников необходимо тщательно выяснить их роль в технологическом процессе, определять последствия прекращения их питания и максимально допустимое время перерыва их электроснабжения. В то же время необходимо ставить перед технологами вопрос об увеличении допустимого перерыва питания путем изменения технологического процесса или же создания таких условий, при которых данные электроприемники можно исключить из особой группы, например, путем изменения схем технологических блокировок или же создания технологических резервов.

Правила устройства электроустановок допускают для электроприемников II категории:

при нарушении питания от одного из источников перерыв электроснабжения на время, необходимое для включения питания дежурным персоналом или выездной оперативной бригадой;

питание по одной воздушной линии (ВЛ), если обеспечена возможность аварийного ремонта линии за время не более 1 сут. При наличии на линии кабельной вставки она должна быть выполнена двумя кабелями, каждый из которых рассчитан на длительную нагрузку линии;

питание по одной кабельной линии, состоящей не менее чем из двух кабелей, присоединенных к одному коммутационному аппарату;

питание от одного трансформатора при наличии централизованного резерва трансформаторов и при возможности замены поврежденного трансформатора за время не более 1 сут.

Питание электроприемников III категории может выполняться от одного источника, если перерыв электроснабжения, необходимый для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превысит 1 сут.

Питание по двухцепным линиям, смонтированным на общих опорах, может быть применено для электроприемников всех категорий. При наличии электроприемников особой группы для них должен быть предусмотрен специальный аварийный источник питания необходимой мощности. Применение двух одноцепных линий должно обосновываться технико-экономическими расчетами; оно целесообразно в районах интенсивной гололедности; на затопляемых или заболоченных участках трассы, где трудно восстановить питание; при очень высоких требованиях к бесперебойности питания.

2. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ

Хорошее знание величин и размещения электрических нагрузок является основой оптимального решения системы электроснабжения. Различаются средние, максимальные, пиковые нагрузки. Средняя нагрузка за год необходима для определения годовых потерь электроэнергии, а средняя нагрузка за наиболее загруженную смену — для определения расчетного максимума.

Средние нагрузки $P_{\text{см}}$ за наиболее загруженную смену (обычно дневную) определяются по формуле $P_{\text{см}} = K_{\text{и}} P_{\text{ном}}$, где $K_{\text{и}}$ — коэффициент использования активной мощности электроприемника или группы электроприемников (отношение средней активной мощности к их номинальной мощности).

При наличии достоверных данных об удельных расходах электроэнергии в данной отрасли среднюю нагрузку можно определить исходя из потребляемой энергии и числа часов работы предприятия.

Максимальные нагрузки необходимы для проверки колебаний напряжения в сетях, для определения тока трогания токовой релейной защиты, для выбора плавких вставок предохранителей и для проверки электрических сетей по условиям самозапуска двигателей. Они нужны также для определения сечений элементов сетей по нагреву, определения максимальных потерь мощности в сетях, выбора элементов электрических сетей по экономи-

ческой плотности тока, определения потерь и отклонений напряжения. Максимальная нагрузка может определяться по формуле [1]

$$P_{\max} = K_{\max} P_{\text{см}} = K_{\max} K_{\text{и}} P_{\text{ном}},$$

где $P_{\text{см}}$ — средняя мощность группы электроприемников за наиболее загруженную смену; $P_{\text{ном}}$ — суммарная名义ная активная мощность рабочих электроприемни-

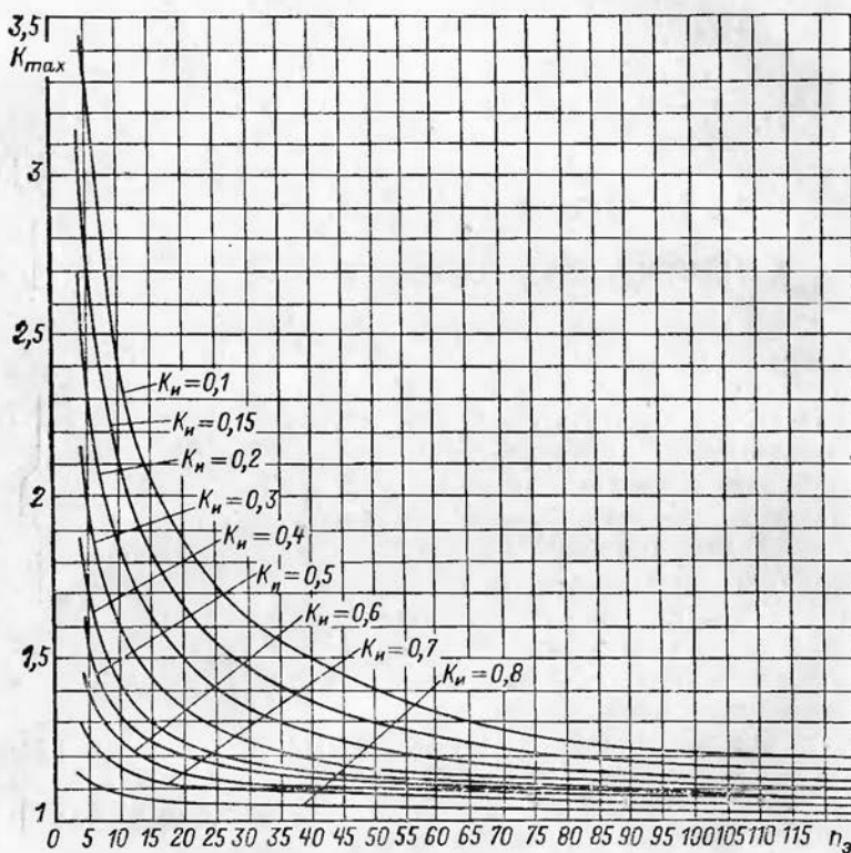


Рис. 2. Кривые коэффициентов максимума K_{\max} для различных коэффициентов использования K_{i} в зависимости от n_3

ков (с приведением к ПВ=100 %); K_{i} — групповой коэффициент использования активной мощности за наиболее загруженную смену; K_{\max} — коэффициент максимума активной мощности.

Значение K_{max} определяется по кривым рис. 2 в зависимости от значения группового коэффициента использования за наиболее загруженную смену K_i и от эффективного (приведенного) числа электроприемников в группе n_a . Под n_a понимается такое число однородных по режиму работы электроприемников одинаковой мощности, которое обуславливает то же значение расчетного максимума, что и группа различных по мощности и режиму работы электроприемников.

Пиковые нагрузки возникают при пуске электродвигателей, работе дуговых электропечей, при электросварке и т. п. Пиковым током одного i_n или группы I_n электроприемников называется максимальная кратковременная нагрузка. Эти нагрузки учитываются при расчете колебаний напряжения, выборе устройств и уставок защиты и проверке электрических сетей по условиям самозапуска двигателей (см. § 9).

Суммарная мощность нагрузок по данному узлу или предприятию в целом определяется по формуле

$$S_{max} = K_{\Sigma} \sqrt{(\sum P_{max})^2 + (\sum Q_{max})^2},$$

где K_{Σ} — коэффициент участия в максимуме или коэффициент совмещения максимумов, учитывающий несовпадение по времени суток максимумов отдельных составляющих нагрузок данного узла.

Значение K_{Σ} для отдельных узлов принимается 0,9—0,95, однако при нескольких ступенях общий понижающий коэффициент может быть ниже 0,85.

Регулирование графиков нагрузки. Как известно, суточные графики электрических нагрузок промышленных предприятий имеют пики и провалы. Задачей регулирования является выявить такие производства, которые могут быть отключены на время пика, что позволит снизить общий максимум нагрузок питающей энергосистемы и получить существенный народнохозяйственный эффект.

Мероприятия по регулированию графиков нагрузок на промышленных предприятиях можно подразделить на несколько групп, категорий. В «Указаниях по регулированию режимов электропотребления» Главгосэнергонадзора эти мероприятия подразделены на три группы.

К первой группе можно отнести мероприятия, не требующие дополнительных капитальных затрат и осуществляемые путем проведения организационно-технической подготовки, связанной, например, с изменением графика работы тех электроприемников, которые без

ущерба можно перевести на работу преимущественно вне часов максимума.

К таким мероприятиям можно, например, отнести: прекращение ремонтных работ; временное отключение вспомогательных электро-приемников; рассредоточение времени пуска крупных электроприемников; смещение обеденных перерывов; перенесение части электрических нагрузок на заводские блок-станции с форсированием их работы в часы максимума; создание запасных полуфабрикатов на промежуточных складах; рациональное использование различных емкостей, позволяющих при сохранении производительности предприятия в целом отключать на часы максимума отдельные энергоемкие агрегаты, и т. п.

Мероприятия первой группы являются обязательными. Задачей энергетиков предприятий и инспекторов Главгосэнергонаадзора является безусловное их выполнение. Успешная реализация перечисленных мероприятий в условиях эксплуатации непосредственным образом зависит от четкости работы заводских электриков и от проведения поощрительных мероприятий со стороны энергосистемы.

К второй группе относятся мероприятия, не требующие дополнительных капитальных затрат и в то же время могущие оказать существенное влияние на выравнивание суточных графиков нагрузки энергосистемы. К этим мероприятиям относятся изменения режима электропотребления заранее намеченных потребителей-регуляторов, которые без существенного ущерба для себя и для производства в целом могут допустить: произвольно заданное по числу и длительности перерывы в работе, систематические, ежесуточные перерывы на несколько часов, значительное и длительное изменение интенсивности своей работы. Такими потребителями-регуляторами могут быть отдельные электротехнические установки или энергоемкие потребители, за счет которых в соответствии с потребностью энергосистемы можно снижать электрическую нагрузку промышленных предприятий в часы максимума энергосистемы и увеличивать ее в часы «провалов» графиков нагрузок. Такими потребителями-регуляторами могут быть, например, крупные электропечи, электросталеплавильные или ферросплавные печи, некоторые виды электролизных установок и др.

Мероприятия третьей группы требуют дополнительных капитальных затрат, связанных с необходимостью компенсации снижения выпуска продукции, вызванного ограничением производства в часы максимума энергосистемы.

Необходимость применения этих мероприятий определяется технико-экономическими расчетами и должна предусматриваться уже на стадии проектирования промышленных предприятий, а для дейст-

вующих — в перспективных планах их развития и реконструкции, без чего энергоснабжающие организации не должны давать разрешения на подключение новых электрических нагрузок.

К мероприятиям третьей группы относится установка дополнительных агрегатов, позволяющих при значительных ограничениях нагрузки в часы максимума восполнить недовыпуск продукции вне часов максимума; сооружение водонапорных башен, промежуточных бассейнов (водохранилищ), позволяющих останавливать насосы в часы прохождения максимума; сооружение емкостей в химическом производстве, позволяющих при сохранении производительности предприятия в целом отключать на часы максимума отдельные энергоемкие агрегаты, и др.

Для электроемких предприятий должны разрабатываться варианты технологических процессов производства в режиме потребителя-регулятора электроэнергии.

3. ИСТОЧНИКИ ПИТАНИЯ И ПУНКТЫ ПРИЕМА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Собственные электростанции сооружаются при значительной удаленности или недостаточной мощности энергосистем или при наличии специальных (особых) групп электроприемников, требующих высокой бесперебойности питания. Мощность собственного источника зависит от его назначения и может колебаться в очень широких пределах.

Сооружение заводских электростанций (ТЭЦ) целесообразно на предприятиях со значительным теплопотреблением. Они служат для комбинированного снабжения предприятия электрической и тепловой энергией и работают по графику тепловых нагрузок. На металлургических заводах собственные электростанции работают на так называемых вторичных ресурсах (доменных и коксовых газах).

Размещение заводской ТЭЦ определяется общей схемой электроснабжения и теплоснабжения предприятия, так как неудачное расположение может привести к удлинению и удорожанию электрических и тепловых коммуникаций. Приближение ТЭЦ к электрическим нагрузкам может в некоторых случаях (для средних предприятий или для отдельных районов крупных предприятий) позволить отказаться от внутризаводских линий 110 кВ, оставив их только для связей с энергосистемой.

На ТЭЦ средней мощности при генераторном напряжении до 10 кВ (мощность генераторов до 25—60 МВт)

заводские ТЭЦ используются для питания наиболее ответственных производств данного района, например доменного, конверторного, и для резервирования питания особых групп электроприемников.

На очень крупных энергоемких предприятиях (например, предприятиях черной металлургии) сооружаются ТЭЦ с генераторами мощностью 100 МВт и более при генераторном напряжении более 10 кВ. В этих случаях применяется блочная схема генератор — повышающий трансформатор 110—220 кВ, шины генераторного напряжения отсутствуют. Вся мощность ТЭЦ выдается в сеть на напряжении 110 или 220 кВ. Такая ТЭЦ получает районное значение и кроме нужд завода служит также для электроснабжения и теплоснабжения прилегающих к ней других предприятий и жилых районов. В связи с этим становится целесообразным вынесение ее за пределы завода на расстояние до 1—2 км.

Независимым источником питания (ИП) электроприемника или группы электроприемников является источник питания, на котором сохраняется напряжение при исчезновении его на других источниках питания этих электроприемников. При этом, разумеется, напряжение на этом ИП должно быть в пределах, установленных действующими нормативами и необходимых для устойчивой работы электроприемников в условиях послеварийного режима. Оно должно сохраняться на уровне не менее 60 % номинального напряжения в течение времени действия релейной защиты и автоматики (РЗА) в питающей сети при аварийном режиме.

Согласно ПУЭ к независимым источникам питания можно отнести две секции или системы шин одной или двух электростанций или подстанций при одновременном соблюдении следующих двух условий:

каждая из этих секций или систем шин питается от независимых источников;

секции (системы) шин не связаны между собой или же имеют связь, автоматически отключающуюся при нарушении нормальной работы одной из секций (систем) шин.

Двойную систему шин на ИП, если (рабочая) система не секционирована, нельзя рассматривать как два независимых источника питания. При повреждении рабочей несекционированной системы шин все отходящие линии теряют питание. Переключение этих линий на

вторую неповрежденную систему шин потребует много времени, так как не может быть автоматизировано. В этих случаях следует разделить все отходящие линии между системами шин (фиксированное присоединение),

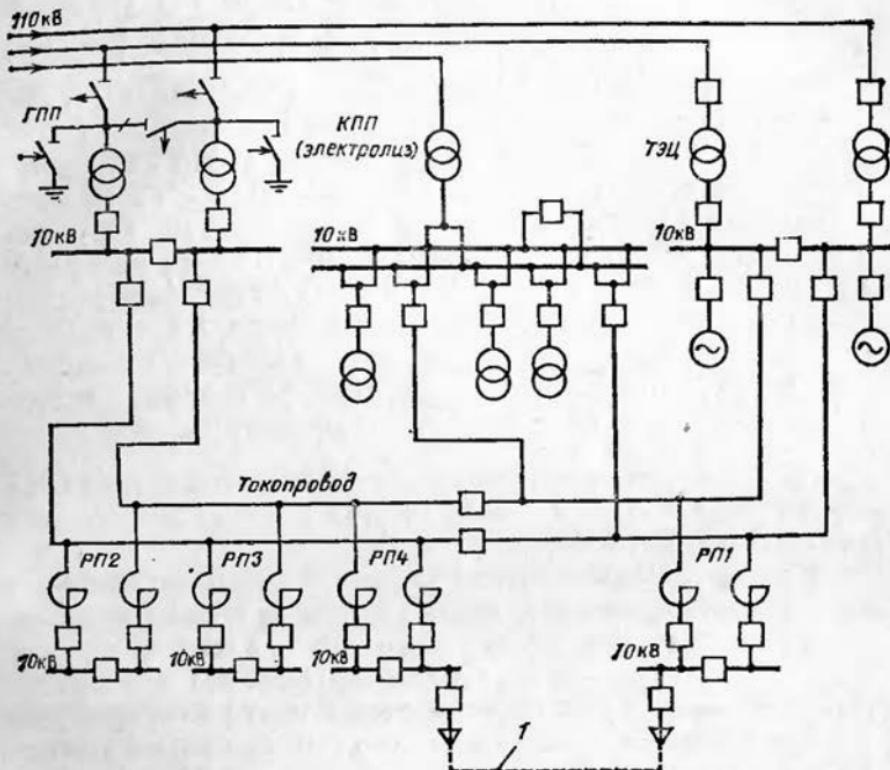


Рис. 3. Схема электроснабжения при наличии особых групп электроприемников

которые превратятся в секции, и шиносоединительный выключатель будет играть роль межсекционного. Местные электростанции, в частности заводские ТЭЦ, могут рассматриваться как независимые источники питания в том случае, если они не связаны с энергосистемой или имеют на связях делительную защиту, отключающую эту станцию при тяжелых авариях в энергосистеме.

Приведенное в ПУЭ определение независимого источника дает возможность экономичного решения системы электроснабжения для предприятий различной мощности и ответственности. Однако для крупных энергоемких

предприятий наилучшими, наиболее надежными являются территориально разобщенные источники питания.

На рис. 3 представлены схема электроснабжения крупного предприятия цветной металлургии, которое получает питание от энергосистемы по двум ВЛ 110 кВ и от собственной ТЭЦ, связанной с энергосистемой по ВЛ 110 кВ.

Наиболее мощный потребитель — преобразовательная подстанция электролиза КПП — получает питание по отдельной ВЛ 110 кВ через отдельное ОРУ 110 кВ и, кроме того, связан по токопроводам с ТЭЦ и с ГПП. Распределение электроэнергии внутри предприятия осуществляется по мощным токопроводам 10 кВ через распределительные пункты (РП). При наличии секционирования токопроводов и при кабельной перемычке I питание последних, имеющих особые группы электроприемников, сохраняется при любой аварии, причем взаимное резервирование может быть выполнено автоматически.

На рис. 4 приведен один из примеров схемы питания единичного электроприемника особой группы от трех независимых источников питания (1—3) сети напряжением до 1 кВ.

При отсутствии возможности надежно и экономично обеспечить питание электроприемников особой группы от третьего источника путем построения общей схемы электроснабжения всего предприятия применяются автономные (или локальные) источники питания этой группы. В качестве автономных источников могут быть применены автоматизированные дизель-генераторные станции (АДГ) и установки гарантированного питания (УГП).

Автоматизированные дизель-генераторные станции целесообразно применять в тех случаях, когда электроприемники особой группы допускают перерыв питания в течение нескольких секунд и более, как это имеет место, например, на металлургических заводах. Такими электроприемниками являются маслонапорные насосы с двигателями для опрокидывания печи, маслонапорные на-

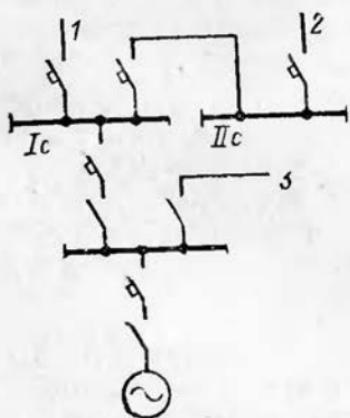


Рис. 4. Схема питания единичного электроприемника особой группы от трех независимых источников питания сети напряжением до 1 кВ.

сосы привода крышки печи, регулировочные масляные насосы, насосы для охлаждающего водяного контура печи, все электроприемники чугунолитейного производства. Перерыв электроснабжения этих электроприемников до 10 мин не опасен для производства, однако дальнейший перерыв электроснабжения может привести к взрыву.

Автоматизированные дизель-генераторные станции изготавливаются различных типов. На напряжение 400 В они изготавливаются в широком диапазоне мощностей от 5 до 500 кВт. Отклонение частоты

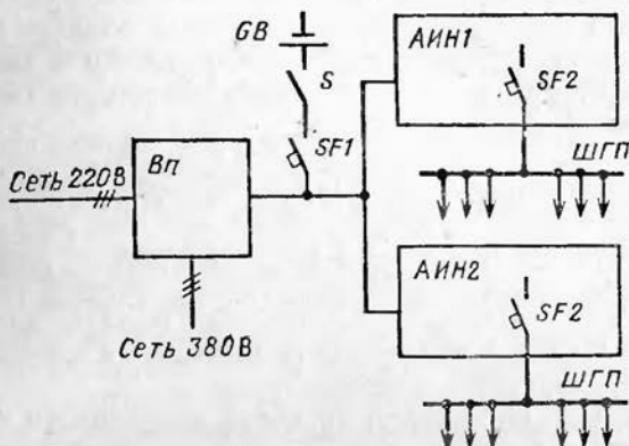


Рис. 5. Схема агрегата бесперебойного питания

при работе дизель-генератора составляет 48—52 Гц, время от момента включения АДГ до достижения номинальных выходных параметров 20—30 с; время, в течение которого обеспечивается питание нагрузки, не ограничено.

Для электроприемников особой группы, которые не допускают даже кратковременного перерыва питания, применяются УГП. Такие установки применяются не только в промышленности, но и в электроустановках других отраслей народного хозяйства.

На рис. 5 представлена скелетная схема агрегата бесперебойного питания (АБП), который предназначен для бесперебойного электроснабжения в комплекте с аккумуляторной батареей ответственных потребителей постоянного и переменного тока. Номинальная мощность агрегата на выходе 280 кВт. Наибольшая мощность, потребляемая от сети в течение 1 ч при напряжении 220 В,— 500 кВ·А, а при 380 В — 900 кВ·А.

Шины гарантированного питания ШГП, подключенные к автономным инверторам АИН1 и АИН2 через автоматический выключатель SF2, в нормальном (длительном) режиме получают энергию от

сети переменного тока 220 В через выпрямитель *Bn* и автономные инверторы напряжения *АИН1*, *АИН2*.

Аккумуляторная батарея работает в режиме постоянного подзаряда, получая энергию от сети 220 В через выпрямитель *Bn*, автоматический выключатель *SF1* и рубильник *S*. В режиме заряда аккумуляторная батарея *GB* после полного разряда получает энергию от сети 380 В. При снижении или исчезновении напряжения на входе выпрямителя аккумуляторная батарея переходит в режим разряда (аварийный режим работы АБП), продолжая питать ответственные потребители. Длительность аварийного режима составляет 1 ч (зависит от емкости аккумуляторной батареи), после чего на вход выпрямителя должен быть подключен резервный источник переменного напряжения (дизель-генератор).

В ПУЭ имеется указание о том, что в тех случаях, когда резервированием электроснабжения нельзя обеспечить необходимой непрерывности технологического процесса или если резервирование электроснабжения экономически нецелесообразно, то должно быть осуществлено технологическое резервирование, например, путем установки взаиморезервирующих технологических агрегатов, специальных устройств безаварийного останова технологического процесса, действующих при нарушении электроснабжения.

Требуется постоянная проверка исправности третьего источника и готовности его автоматического включения при исчезновении напряжения на основных источниках питания, а также включение или перевод резервного источника в режим горячего резерва при выходе из работы одного из двух основных источников питания. Длительность перерыва питания может быть увеличена с помощью технологического резервирования. Так, например, применение водонапорных башен увеличивает допустимую длительность перерыва электроснабжения насосов охлаждения доменной печи до 20—30 мин.

Пункты приема электроэнергии выполняются по-разному в зависимости от подводимой мощности, расстояния от источника питания, напряжения питающих линий и требуемой степени бесперебойности питания. Для малых предприятий, потребляющих небольшую мощность, производственные здания которых не разбросаны и нет особых требований к бесперебойности электроснабжения, электроэнергия от источника питания может быть подведена к одному трансформаторному (ТП) или распределительному пункту на напряжении 10 или 6 кВ.

На крупных промышленных предприятиях (комбинациях) при удаленном источнике питания и наличии уда-

ленных друг от друга мощных групп электроприемников, а также при повышенном требовании к бесперебойности электроснабжения питание целесообразно подводить к двум и более приемным пунктам на более высоком напряжении—35, 110 и даже 220 кВ, а в отдельных случаях на очень крупных предприятиях от электросетей 330 и 500 кВ. В этих случаях прием электроэнергии производится на узловых распределительных подстанциях (УРП).

4. НАПРЯЖЕНИЕ ПИТАЮЩИХ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

На промышленных предприятиях могут быть применены напряжения переменного тока:

в сети свыше 1 кВ: 500; 330; 220; 150; 110; 35; 20; 10 и 6 кВ;

в сети до 1 кВ: 660; 380; 220; 42; 12 В.

Наивыгоднейшее для данного предприятия напряжение зависит от многих факторов, основными из которых являются мощность, потребляемая предприятием, его удаленность от источника питания. Для питания промышленных предприятий применяются напряжения от 6 до 220 кВ в зависимости от упомянутых факторов. К очень крупным энергоемким предприятиям подводятся напряжения 330 и даже 500 кВ. Распределение электроэнергии на первой ступени крупных предприятий производится на напряжении внешней питающей сети 110 кВ, а иногда 220 кВ с применением глубоких вводов (см. § 5) питающих линий 110—220 кВ. Преимущественно применяются глубокие вводы 110 кВ. Глубокие вводы 220 кВ целесообразны в тех случаях, когда это напряжение является питающим и, следовательно, не потребуется промежуточной трансформации. Если же напряжение питающей сети выше 220 кВ, т. е. 330 или 500 кВ, и на границе предприятия сооружается приемная трансформаторная подстанция, то выгоднее применить глубокие вводы на напряжении 110 кВ.

Напряжение 35 кВ применяется только для питания предприятий средней мощности. Оно может быть применено для распределения электроэнергии на первой ступени электроснабжения на таких предприятиях при помощи магистральных глубоких вводов, выполняемых в виде магистралей, к которым присоединяются цеховые подстанции 35/0,66 кВ или 35/6—10 кВ.

На крупных предприятиях напряжение 35 кВ в качестве основного является недостаточным. Оно может быть применено на них в следующих случаях:

для питания крупных электроприемников, имеющих номинальное напряжение 35 кВ (сталеплавильные печи, ртутно-выпрямительные установки и др.);

при наличии удаленных нагрузок и других условий, требующих для питания потребителей повышенного напряжения.

Напряжение 20 кВ является промежуточным между напряжением 10 и 35 кВ. Оно до настоящего времени не получило широкого применения на промышленных предприятиях. Основной причиной этого является отсутствие в номенклатуре электропромышленности электрооборудования на это напряжение. Преимущество этого напряжения и возможная область применения изложены в [1].

Напряжения 10 и 6 кВ применяются:

в питающих и распределительных сетях средних предприятий;

на второй и последующих ступенях распределительных сетей крупных предприятий при применении глубоких вводов на первой ступени электроснабжения;

на первой и последующих ступенях электроснабжения крупных предприятий при применении на первых ступенях токопроводов.

Область применения напряжения 10 или 6 кВ в определенной степени определяется диапазоном мощностей электроприемников, в частности электродвигателей, изготавляемых электропромышленностью на эти напряжения. Как правило, применяется напряжение 10 кВ в качестве основного как более экономичное в сравнении с напряжением 6 кВ. Напряжение 6 кВ применяется в следующих случаях:

при преобладании на проектируемом предприятии электроприемников 6 кВ [1] исходя из условий их поставки в соответствии с требованиями технологии при комплектной поставке с производственным оборудованием;

при напряжении генераторов заводской ТЭЦ, равном 6 кВ, особенно в тех случаях, когда от последней питается значительная часть потребителей.

В настоящее время заводские ТЭЦ сооружаются, как правило, на напряжении 10 кВ для возможности питания электроприемников на генераторном напряжении без

применения трансформации. При основном сетевом напряжении 10 кВ и наличии электроприемников 6 кВ их питание в зависимости от их числа и размещения на территории предприятия может осуществляться:

от установленных на ГПП и на подстанциях глубокого ввода (ПГВ) трансформаторов с расщепленными вторичными обмотками, одна из которых имеет напряжение 10 кВ, а другая 6 кВ; это целесообразно, если нагрузки 6 и 10 кВ соизмеримы, т. е. суммарная мощность электродвигателей на напряжение 6 кВ приближается к половине мощности трансформатора;

от отдельных промежуточных подстанций 10/6 кВ в тех случаях, когда суммарная мощность электродвигателей 6 кВ значительна, но не достаточна для реальной загрузки ветви 6 кВ расщепленной обмотки трансформатора и в то же время число электродвигателей велико, а их единичные мощности относительно небольшие;

по схемам блока трансформатор — двигатель, если число двигателей 6 кВ невелико, мощности их значительны и они расположены обособленно друг от друга.

Напряжение 380/220 В является основным в электроустановках до 1 кВ. Оно применяется для питания электроприемников от общих трансформаторов, но, как правило, от отдельных сетей.

Напряжение 660 В применяется во всех случаях, когда это дает технико-экономические преимущества по сравнению с напряжением 380/220 В. Это напряжение применяется на предприятиях, на которых по условиям планировки цехового оборудования, технологии и окружающей среды нельзя или затруднительно приблизить цеховые подстанции к питаемым ими электроприемникам, что имеет место в угольных шахтах, в карьерах и т. п. Напряжение 660 В целесообразно во всех случаях на предприятиях с очень большой удельной плотностью электрических нагрузок, концентрацией мощностей и с большим числом электродвигателей в диапазоне мощностей 200—400 кВт. Наиболее целесообразно сочетание напряжения 660 В с первичным напряжением 10 кВ. При применении напряжения 660 В частично сохраняются сети 380 В для питания мелких электродвигателей, освещения, цепей управления и измерения, которые не могут быть подключены непосредственно к сети 660 В. Это несколько усложняет эксплуатацию. Напряжение не выше 42 В применяется в помещениях с повышенной опасностью и в особо опасных для стационарного местного освещения и в ручных переносных лампах.

Напряжение 12 В применяется только при особо неблагоприятных условиях в отношении опасности поражения электрическим то-

ком (например, при работе в котлах или других металлических резервуарах) и для питания ручных переносных светильников.

5. СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Требования, предъявляемые к схемам электроснабжения, весьма многообразны. Они зависят от величины предприятия и от потребляемой мощности. На схемы электроснабжения влияют специфические факторы, свойственные отдельным промышленным предприятиям, в частности наличие зон с загрязненной и агрессивной средой, особых групп электроприемников, требующих повышенной надежности питания, и электроприемников с резко переменной ударной нагрузкой (см. § 9) и др. Эти факторы предъявляют дополнительные требования к системам электроснабжения. На схему электроснабжения оказывают влияние особенности работы отдельных производств, в частности их наиболее ответственных агрегатов, нормальное функционирование которых обеспечивает бесперебойность технологических процессов. Недоучет этих факторов вследствие плохого знания технологии может привести к недостаточному резервированию и к неоправданным затратам на излишнее резервирование.

Система электроснабжения наиболее рациональна и надежна, когда источники высшего напряжения максимально приближены к потребителям, а прием электроэнергии рассредоточивается по нескольким пунктам, благодаря чему сводится к минимуму число сетевых звеньев и ступеней промежуточной трансформации.

Схема электроснабжения строится таким образом, чтобы все ее элементы постоянно находились под нагрузкой («холодный» резерв, т. е. отключенный при нормальном режиме, применяется в исключительных случаях). Такое решение наиболее экономично и надежно. Резервирование предусматривается в самой схеме электроснабжения путем перераспределения отключенных нагрузок между оставшимися в работе частями сети с использованием перегрузочной способности электрооборудования и отключением в отдельных случаях неответственных потребителей. Восстановление питания производится автоматически.

Применяется, как правило, раздельная работа элементов системы электроснабжения: линий, секций шин, токо-

проводов, трансформаторов. Параллельная работа допускается лишь в исключительных случаях:

при питании ударных резкопеременных нагрузок;

если АВР (см. § 12) не обеспечивает необходимое быстродействие восстановления питания с точки зрения самозапуска электродвигателей;

если имеется вероятность включения несинхронных напряжений при действии АВР (например, при наличии заводской ТЭЦ). Число ступеней схемы электроснабжения обычно ограничивается двумя-тремя. Большее число ступеней нецелесообразно, так как вызывает усложнение коммутации, защиты и эксплуатации. Необходимость в них возникает лишь для питания удаленных обособленных нагрузок или же при расширении предприятия. На малых и некоторых средних предприятиях в ряде случаев целесообразно применение только одной ступени распределения энергии.

На крупных энергоемких предприятиях применяются прогрессивные системы электроснабжения в виде глубоких вводов высокого напряжения 35—220 кВ; токопроводов высокого напряжения 6—10 кВ. Без этих систем не представляется возможным рациональное решение электроснабжения этих предприятий.

При применении глубоких вводов 110—220 кВ и разукрупнении подстанций отпадает необходимость в сооружении токопроводов на напряжение 10 или 6 кВ.

Если размещение большого числа подстанций 110—220 кВ и прохождение воздушных линий глубоких вводов по территории предприятия представляет затруднение, то применяются токопроводы 10 или 6 кВ.

Иногда одновременно применяются и глубокие вводы и токопроводы.

Глубоким вводом называется система электроснабжения с максимально возможным приближением высшего напряжения 35—220 кВ к электроустановкам потребителей. При этом число ступеней промежуточной трансформации и аппаратов получается минимальным.

На предприятиях средней мощности линии глубоких вводов 35—220 кВ вводятся непосредственно от сети энергосистемы. На более крупных предприятиях с развитой сетью электроснабжения для приема электроэнергии от энергосистемы сооружаются узловые распределительные подстанции, от которых электроэнергия распре-

деляется по глубоким вводам к основным объектам предприятия.

На очень крупных энергоемких предприятиях при напряжении питающих линий 330—500 кВ подводимая электроэнергия трансформируется на напряжение 110—220 кВ. Глубокие вводы выполняются по магистральным или радиальным схемам.

Ниже приводится описание наиболее употребительных типовых схем глубоких вводов 110—220 кВ, разработанных институтом «Энергосетьпроект».

Схема, представленная на рис. 6, а, является простейшей и наиболее надежной, так как в ней нет открытых токоведущих частей на первичных и вторичных напряжениях. Вводы 110—220 кВ кабельные, причем кабели вводятся непосредственно в трансформаторы. Шины вторичного напряжения 6—10 кВ заключены в закрытые короба. Эта схема наиболее целесообразна при загрязненной окружающей среде или при размещении глубоких вводов на плотно застроенном участке, например при расширении или реконструкции предприятия. Действие схемы осуществляется следующим образом. При повреждении трансформатора отключающий импульс передается от его защит на отключение головного выключателя на питающем источнике, который производит отключение глубокого ввода.

На рис. 6, б показана схема с ВЛ с установкой короткозамыкателей и ремонтных разъединителей. При возникновении повреждения в трансформаторе короткозамыкатель включается под воздействием релейной защиты от внутренних повреждений в трансформаторе (газовой, дифференциальной), к которым не чувствительна защита головного участка линии, и производит искусственное короткое замыкание (КЗ) линии, вызывающее отключение выключателя на головном участке этой линии. Головной выключатель в данном случае осуществляет защиту не только линии, но и трансформатора, а установленное на нем устройство АПВ действует при повреждениях как в линии, так и в трансформаторе. В этих случаях выключатель на питающем конце после неуспешного АПВ вновь отключается, действие схемы на этом заканчивается и линия остается отключенной длительно, вплоть до ликвидации повреждения в питаемом ею трансформаторе.

На рис. 6, в показана схема с ВЛ с установкой корот-

короткозамыкателей, отделителей и ремонтных разъединителей. Эта схема применяется на так называемых отпаечных подстанциях, т. е. при питании от одной ВЛ нескольких подстанций. В отдельных случаях она может быть применена и при радиальном питании, когда имеется ре-

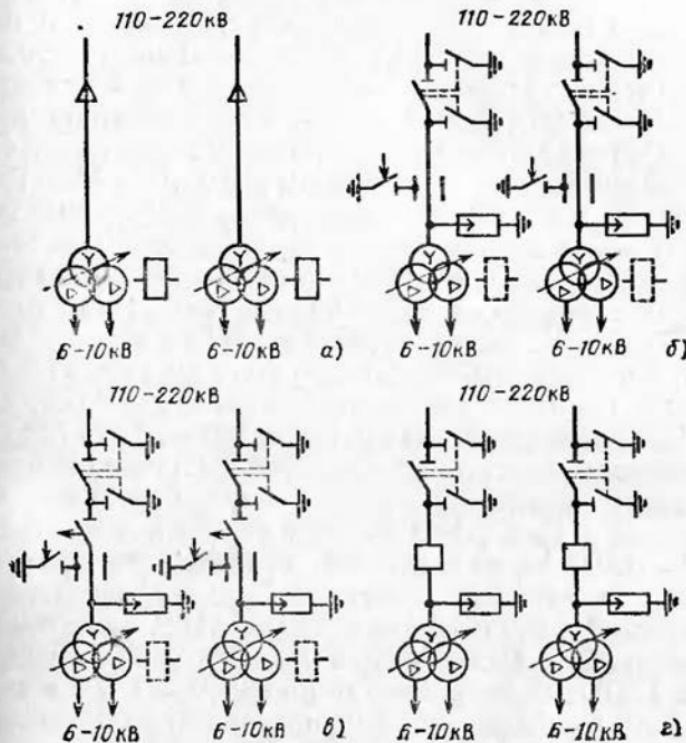


Рис. 6. Наиболее употребительные схемы с глубокими вводами:

а — с кабельными вводами 110—220 кВ с отключающим импульсом; *б* — с ВЛ с установкой короткозамыкателей и ремонтных разъединителей; *в* — с ВЛ с установкой короткозамыкателей, отделителей и ремонтных разъединителей; *г* — с силовыми выключателями

альная вероятность подсоединения в дальнейшем к этой линии других подстанций. Действие этой схемы происходит в такой последовательности: замыкается короткозамыкатель поврежденного трансформатора и отключается выключатель на головном участке питающей магистрали, снабженный устройством АПВ. С помощью вспомогательных контактов короткозамыкателя замыкается цепь привода отделителя поврежденного трансформатора, который должен отключаться при обесточенной

питающей линии, т. е. позже отключения головного выключателя и ранее его АПВ, во время «бестоковой» паузы. Если собственное время отключения отделителя меньше или равно времени действия защиты выключателя головного участка линии, то в схему отключения отделителя необходимо ввести выдержку времени, так как отделитель не способен отключить ток нагрузки и тем более ток повреждения. Для фиксации отключения головного выключателя питающей линии в схемах с применением отделителей в цепи короткозамыкателя предусматривается трансформатор тока. После отключения отделителем поврежденного трансформатора АПВ головного участка линии, имеющее необходимую выдержку времени, вновь автоматически включает линию и тем самым восстанавливается питание неповрежденного трансформатора на данной подстанции и всех других отпаченных подстанций, подключенных к данной линии.

В схемах рис. 6, б и в вместо короткозамыкателя может быть применен отключающий импульс (см. пунктир). При этом короткозамыкатель может быть сохранен для резервирования отключающего импульса. В отдельных редких случаях (при сильно загрязненной окружающей среде) в этих схемах можно отказаться от установки ремонтных разъединителей, например при размещении подстанции на участке с сильно загрязненной окружающей средой и при питании ПГВ от источника, находящегося в эксплуатации данного предприятия (от УРП и ГПП). В этих случаях на спуске от ВЛ к трансформатору необходим разъем проводов при выполнении ремонтных работ или ревизии.

На рис. 6, г приведена схема с силовыми выключателями, которая может быть применена как для магистральных, так и для радиальных глубоких вводов. Схема применяется редко, только для мощных и ответственных подстанций. Эта схема может быть целесообразной, например, в следующих случаях:

на подстанциях, расположенных вблизи источника питания, так как применение короткозамыкателей в этих случаях приводит к значительным падениям напряжения на шинах ИП;

на подстанциях с крупными синхронными электродвигателями, отключение которых даже на время переключения в цикле АПВ—АВР при применении схем рис. 6, а и б недопустимо или нежелательно;

при присоединении подстанции к линиям с двусторонним питанием.

Имеется также исполнение с выключателем в перемычке между линиями, установленной со стороны трансформатора. Эта схема применяется при питании подстанции по транзитным линиям 110—220 кВ или по линиям с двусторонним питанием.

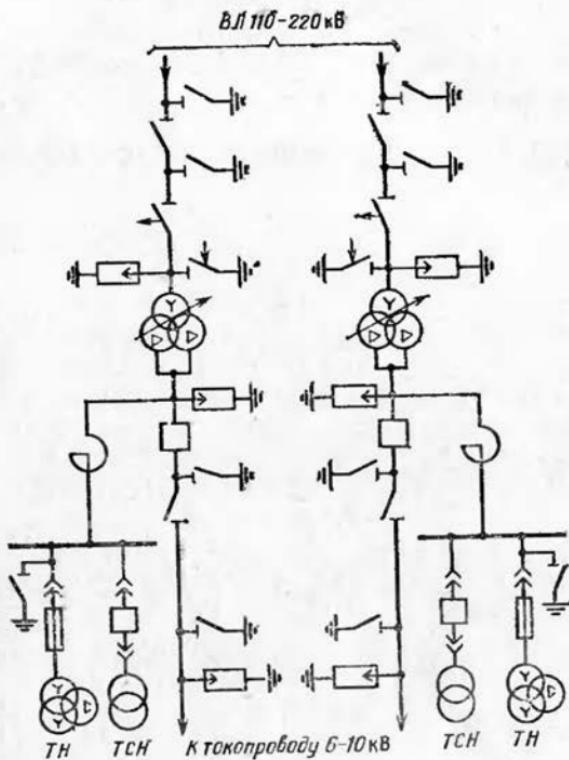


Рис. 7. Схема блока ВЛ 110—220 кВ — трансформатор 110—220/6—10 кВ — токопровод 6—10 кВ

Приведенные блочные схемы подстанций 110—220 кВ находят основное применение на двухтрансформаторных и однотрансформаторных ГПП и ПГВ промышленных предприятий. Из них наиболее употребительны схемы с отделителями и короткозамыкателями или с отключающим импульсом, представленные на рис. 6, а — в. Схемы с силовыми выключателями рис. 6, г применяются реже; их необходимость требует серьезного обоснования. Кро-

ме этих схем могут быть применены схемы со стреляющими предохранителями типа ПСН в тех случаях, когда их технические параметры соответствуют требованиям сети.

На рис. 7 приведена развитая блочная схема ВЛ 110—220 кВ — трансформатор 110—220/6—10 кВ — токопровод 6—10 кВ. В этой схеме отсутствуют сборные шины не только 110—220 кВ, но и 6—10 кВ. Эта схема может быть применена при децентрализованном распределении энергии по токопроводу через систему распределительных пунктов 6—10 кВ.

6. СХЕМЫ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СЕТЯХ 6—35 кВ

Внутризаводское распределение электроэнергии выполняется по магистральной, радиальной или смешанной схеме в зависимости от территориального размещения нагрузок, их величины, требуемой степени надежности питания. При прочих равных условиях применяются магистральные схемы как наиболее экономичные.

Важным является обеспечение питания осветительных и силовых нагрузок в ночной период, в выходные и праздничные дни по возможности без больших затрат на дополнительные сетевые устройства. Наиболее удачно эта задача решается при однотрансформаторных цеховых подстанциях, которые для взаимного резервирования подстанций обычно связываются между собой перемычками низкого напряжения, рассчитанными на мощность до 15—30 % мощности трансформатора. Это дает возможность отключать часть трансформаторов в период малых нагрузок, что обеспечивает получение экономического эффекта за счет снижения потерь электроэнергии и повышения коэффициента мощности.

Схемы распределения электроэнергии внутри предприятий имеют ступенчатое построение. В большинстве случаев применяется две-три ступени, так как многоступенчатые схемы усложняют коммутацию и защиту. На небольших предприятиях применяются одноступенчатые схемы распределения электроэнергии с применением второй ступени лишь для удаленных от приемного пункта потребителей.

При системе глубоких вводов 110—220 кВ распределение энергии на первой ступени между ПГВ производ-

дится по радиальным и магистральным воздушным или радиальным кабельным линиям 35—220 кВ от УРП или от подстанции энергосистемы в соответствии с рекомендациями, изложенными в § 3.

При сооружении РП необходимо полностью использовать полную пропускную способность коммутационных аппаратов: головных и секционных выключателей. Поэтому сооружение РП, как правило, целесообразно при числе

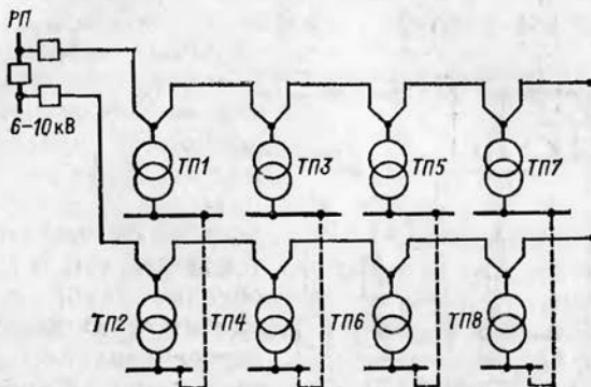


Рис. 8. Схема магистрального питания однотрансформаторных пеховых подстанций с частичным резервированием по связям вторичного напряжения

отходящих линий 6—10 кВ не менее восьми или десяти.

Схема распределения энергии взаимосвязана с технологической схемой объекта:

питание электроприемников разных параллельных технологических потоков предусматривается от разных подстанций, РП или магистралей или от различных секций шин одной подстанции или РП, для того чтобы при аварии не остановились оба технологических потока;

в пределах одного потока все взаимосвязанные технологические агрегаты присоединяются к одному источнику (подстанции, РП, секции и т. д.), чтобы при прекращении питания потока все входящие в его состав электроприемники были одновременно обесточены;

вспомогательные цепи выполняются так, чтобы их питание не нарушалось при любых переключениях питания силовых цепей параллельных технологических потоков во избежание ложных отключений и останова производства.

Магистральные схемы. При магистральных схемах электроэнергия подается от основного энергетического узла или центра питания предприятия (ТЭЦ, ГПП) непосредственно к цеховым распределительным и трансформаторным подстанциям. Уменьшается число звеньев распределения и коммутации электроэнергии. В этом заключается основное и очень существенное преимущество этих схем.

Магистральные схемы целесообразны при распределенных нагрузках, при расположении подстанций на территории проектируемого объекта, благоприятствующем возможно более прямому прохождению магистралей от источника питания до потребителей энергии без обратных потоков энергии и длинных обходов. Они наиболее удобны при выполнении резервирования цеховых подстанций от другого источника в случае выхода из работы основного питающего пункта.

При магистральных схемах невозможно резервирование по вторичному напряжению соседних однотрансформаторных подстанций, так как они пытаются по одной магистрали и одновременно выходят из работы. Для устранения этого недостатка близко расположенные однотрансформаторные подстанции питаются от разных магистралей (рис. 8).

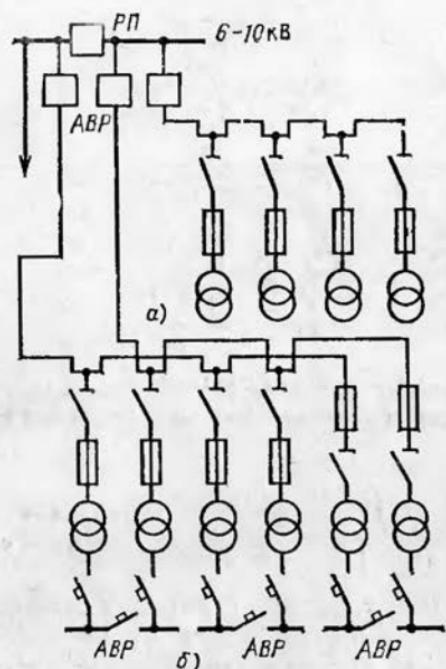


Рис. 9. Магистральные схемы с односторонним питанием:
а — одиночные; б — двойные

Число цеховых трансформаторов, питаемых от одной магистрали, обычно принимается равным двум при мощности трансформаторов 2500 и 1600 кВ·А; двум-трем при мощности 1000 кВ·А; пяти при мощности 630—250 кВ·А. Число трансформаторов тиристорных преобразователей данной технологической линии, питаемых от одной ма-

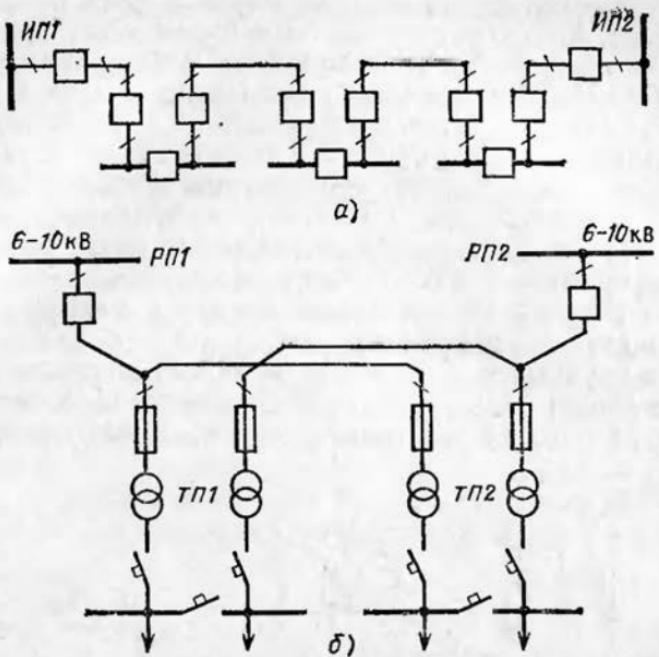


Рис. 10. Магистральные схемы с двухсторонним питанием:
а — одиночная; б — двойная при отсутствии сборных шин высокого напряжения на цеховых подстанциях

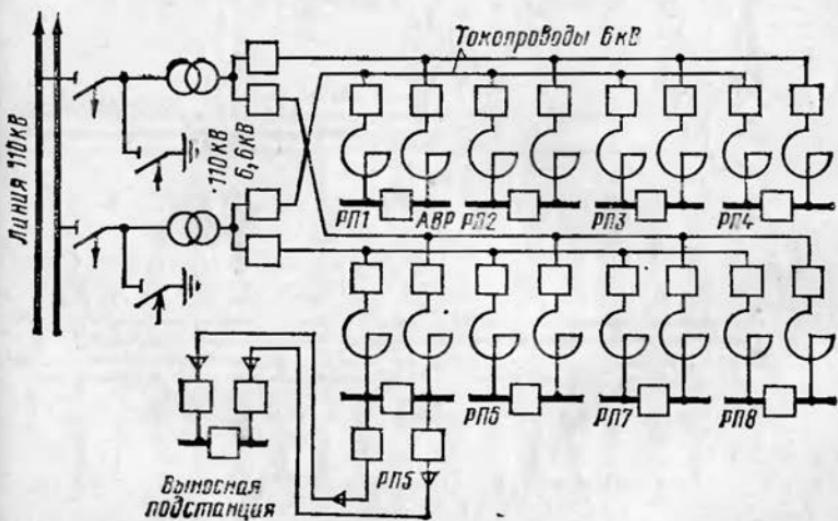


Рис. 11. Схема с применением отдельных выключателей для присоединения токопроводов

тистрами, можно принять равным пяти-шести. При большом числе трансформаторов и глухом их присоединении к магистрали максимальная защита на головном участке питающей магистрали загрубляется и может оказаться нечувствительной при КЗ в данном трансформаторе, что может вызвать необходимость установки предохранителей на ответвлении от магистрали к трансформатору (рис. 9). Это дает возможность селективно отключить трансформатор при повреждении в нем.

На рисунке 10 приведены примеры магистральных схем с двухсторонним питанием.

На крупных и средних предприятиях широкое применение нашли магистральные токопроводы 6—35 кВ. При больших потоках электроэнергии кабельные магистрали

Схема показывает блочную структуру трансформатора-такопровода. В верхней части изображены трансформаторы 1T и 2T, подключенные к общему заземленному нейтральному проводнику. Трансформатор 1T питается от ГПП (Генератор-предусмотренный пункт) и имеет обмотку низкого напряжения 6,3 кВ. Трансформатор 2T питается от 10,5 кВ и имеет обмотку низкого напряжения 6,3 кВ. Обе обмотки низкого напряжения подключены к общему заземленному нейтральному проводнику. Трансформаторы 1T и 2T имеют обмотки высокого напряжения, соединенные в звезду с общим нейтральным проводником (НОМ). НОМ подключен к токопроводу 10 кВ. Токопровод 10 кВ имеет включение РПЗ (Реле предупреждения зазора) и АВР (Автоматика ввода резерва). Токопровод 10 кВ подключен к токопроводу 6 кВ. Токопровод 6 кВ имеет включение РПЗ и АВР. Токопровод 6 кВ питает различные потребители, обозначенные как Ic, IIc, IIIc и IVc. Каждый потребитель имеет свою собственную защиту в виде реле и автоматики.

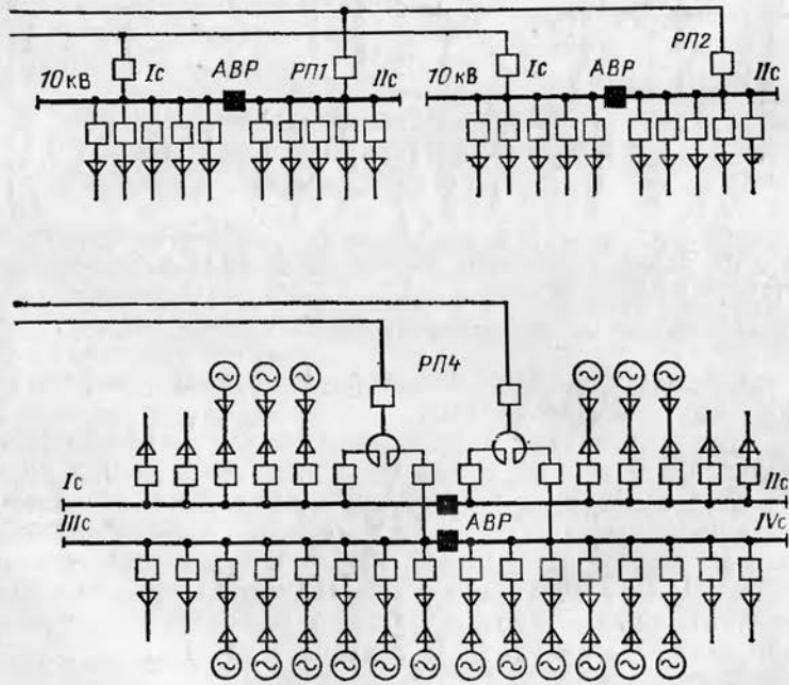
Рис. 12. Блокная схема трансформатор — токопровод с применением нейтралей 6 и 10 кВ

36

громоздки, трудно выполнимы, неэкономичны и требуют большого числа дефицитных кабелей. Поэтому на очень крупных энергоемких предприятиях широко применяются на первых ступенях электроснабжения магистральные токопроводы.

Магистральные токопроводы 10 и 6 кВ имеют преимущественное применение при токах более 1,5—2 кА. Целесообразность использования токопроводов 35 кВ определяется технико-экономическими расчетами.

Трасса токопроводов проходит через зоны размещения основных электрических нагрузок, в центре которых располагаются распределительные пункты, присоединяемые к токопроводам. При удачном выборе трассы токопроводов удается обеспечить питание от них примерно 70—75 % всех электрических нагрузок предприятия. Потребители, удаленные от трассы токопроводов, могут пытаться от выносных РП или непосредственно от ГПП. В отдельных случаях токопроводы могут быть также ис-



трансформаторов с расщепленными обмотками вторичного напряже-

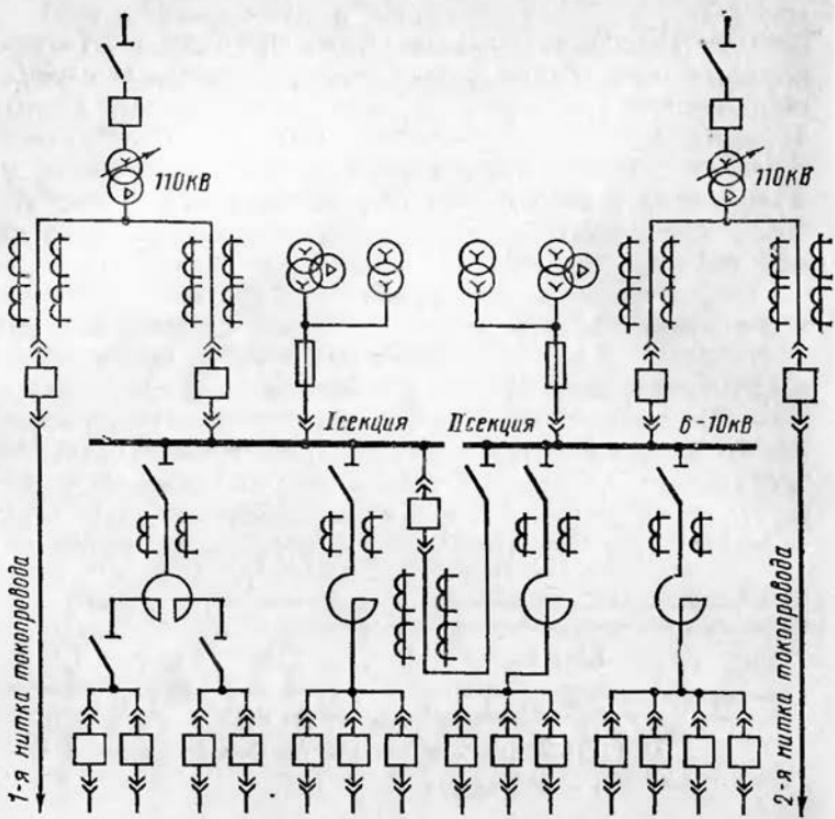


Рис. 13. Схема радиального питания РП 6—10 кВ с применением групповых реакторов

пользованы для связи между двумя источниками питания, что удешевляет схему.

Ниже приведены характерные схемы распределения электроэнергии при применении токопроводов. На рис. 11 дана схема присоединения токопроводов непосредственно к трансформаторам через отдельные выключатели, минуя сборные шины 6—10 кВ ГПП. Благодаря этому разгружаются вводные выключатели, присоединяемые к сборным шинам, и создается независимое питание токопроводов, что значительно повышает надежность электроснабжения.

Еще более рациональной является схема с подключением токопровода к одной из расщепленных обмоток

трансформатора, но ее можно применить при равномерном распределении нагрузок между токопроводом и сборными шинами (рис. 12).

До настоящего времени схемы ответвлений от токопроводов, как правило, выполнялись по рис. 12, т. е. с применением расщепленных (сдвоенных) реакторов, присоединяемых к токопроводу через разъединители, и с установкой включателей после реакторов на вводах в РП. Однако в связи с имевшими место разрушениями реакторов при одновременном прохождении тока КЗ по обеим обмоткам фазы реактора применение таких схем стало ограничиваться.

Радиальные схемы распределения электроэнергии применяются главным образом в тех случаях, когда нагрузки расположены в различных направлениях от центра питания. Они могут быть двухступенчатыми или одноступенчатыми. Одноступенчатые схемы применяются главным образом на малых предприятиях, а двухступенчатые — на больших. На рис. 13 представлена радиальная схема питания РП 6—10 кВ по одному из районов крупного предприятия.

7. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЙ В НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ АТМОСФЕРНЫХ И КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

На многих производствах выделяются газы, пыль, влага и другие аэрозоли, осаждающиеся на изоляции и образующие на ней электропроводящий слой или пленку. Эти выделения загрязняют окружающую атмосферу и отрицательно действуют на изоляцию и на голые токоведущие части.

В «Инструкции по проектированию изоляции в районах с чистой и загрязненной атмосферой», утвержденной Минэнерго СССР в декабре 1983 г. по согласованию с Госстроем СССР, промышленные производства разделены на шесть классов (со II по VII включительно) по степени загрязненности атмосферы (СЗА), причем к VII классу отнесены самые вредные производства. Наибольшее число выделений, превышающих установленные нормы, происходит на химических и нефтехимических предприятиях.

К I классу или к I зоне СЗА отнесены районы с недефилирующими незасоленными почвами (содержание водорастворимых солей менее 0,5 %): лес, тундра, лесотундра, болота, луга, пастбища, не попадающие в зону уносов промышленных предприятий, тепловых электростанций и засоленных водоемов.

В инструкции установлены нормативы удельной эффективной длины пути утечки внешней изоляции открытых подстанций и линий электропередачи для районов и зон с загрязненной средой в зависимости от класса зоны СЗА и номинального напряжения. На рис. 14 приведен пример определения СЗА в зоне загрязнения от промышленных предприятий с учетом розы ветров.

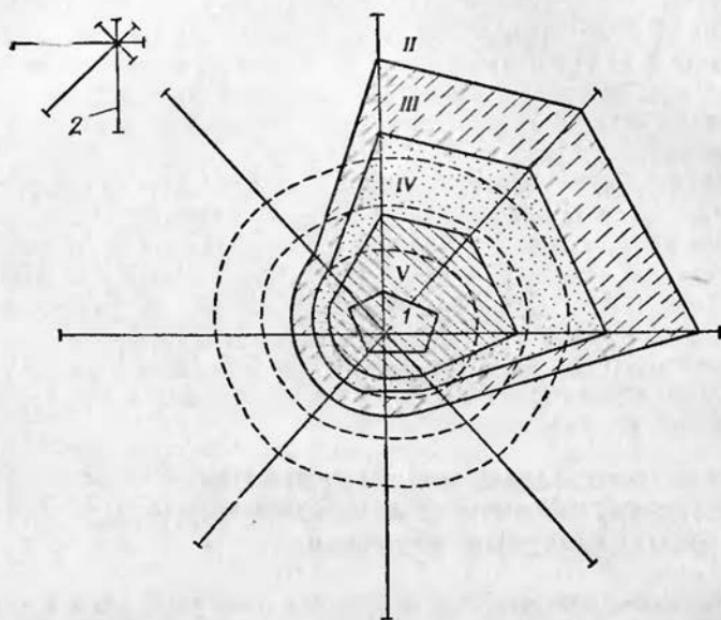


Рис. 14. Пример определения степени загрязнения атмосферы (СЗА) вблизи промышленного предприятия с учетом розы ветров:

1 — источник загрязнения; 2 — роза ветров; II, III, IV, V — степени загрязненности атмосферы

Подстанции располагают с учетом характера и концентрации вредных выделений, протяженности их распространения и направления, а также с учетом зон преимущественного их оседания, степени воздействия на изоляцию электроустановок и устойчивости образуемых осадков на изоляции.

Изоляция ВЛ, внешняя изоляция РУ и трансформаторов принимается в зависимости от класса СЗА в месте расположения электроустановки.

Класс СЗА зависит от характеристики источника загрязнения, расчетного объема выпускаемой продукции и расстояния от источника загрязнения до электроустановки (рис. 14). Каждой СЗА соот-

ветствует определенное значение удельной эффективной длины пути утечки изоляции λ , которое должно быть не менее нормированного значения.

В инструкции приведены данные о количестве подвесных изоляторов для ВЛ 6—20 кВ на деревянных и железобетонных опорах в зависимости от класса СЗА. Внешняя изоляция электрооборудования ОРУ, трансформаторов и КРУН комплектных трансформаторных подстанций (КТП) применяется в соответствии с классом СЗА и поминальным напряжением.

В районах СЗА VII класса сооружаются ЗРУ и закрытые трансформаторные подстанции. Однако на ОРУ глубокого ввода 35—330 кВ, выполненных по блочной схеме линия — трансформатор с установкой выключателя (разъединителя, короткозамыкателя, отдельителя) у трансформатора, расположенных в районах с СЗА V—VII класса, может применяться электрооборудование с внешней изоляцией, соответствующей СЗА IV класса с применением профилактических мероприятий: обмыва изоляции и нанесения гидрофобных покрытий. Выводы открыто установленных трансформаторов на подстанциях с ЗРУ в районах с СЗА V—VII классов допускается устанавливать с внешней изоляцией, соответствующей СЗА IV класса с применением указанных выше профилактических мероприятий.

Для борьбы с загрязнением изоляции предусматриваются устройства для проведения профилактических мероприятий при эксплуатации ОРУ и ВЛ: трапы или площадки для очистки изоляторов и контактов аппаратуры, передвижные и стационарные устройства для обмывки изоляторов и нанесения гидрофобных покрытий, приспособления, облегчающие очистку изоляторов от цементирующих загрязнений. На промышленных предприятиях, загрязняющих атмосферу, предусматриваются эффективные мероприятия по очистке газов и улавливанию вредных выделений, а также сооружаются высокие вытяжные трубы для их выброса в атмосферу на возможно большей высоте. Эти мероприятия при надлежащем их выполнении значительно облегчают решение вопроса о защите электрооборудования от загрязнений. Кроме того, они приводят к общему оздоровлению окружающей среды и обеспечивают возможность улавливания и промышленного использования уносов.

На таких предприятиях возможность загрязнения изоляции учитывается при размещении подстанций и их конструктивном выполнении (см. § 5). Подстанции со сложной схемой коммутации, со сборными шинами, с выключателями и другими коммутационными аппаратами по возможности удаляют от наиболее интенсивных очагов вредных выделений и размещают в зонах с минимальной степенью загрязнения. При невозможности удаления такие подстанции выполняются закрытыми, а если открытыми, то с усиленной изоля-

цией в зависимости от интенсивности загрязнений. При этом в ЗРУ предусматривается постоянное устройство для удаления пыли.

Узловые подстанции 35—220 кВ со сложной развитой схемой коммутации, служащие для приема энергии от энергосистемы и распределения ее по подстанциям глубоких вводов 35—220 кВ (УРП), размещаются за пределами зоны с загрязненной средой.

Питание особо важных объектов в зонах с загрязненной средой осуществляется не менее чем от двух УРП (или других источников), расположенных с противоположных сторон площадки предприятия таким образом, чтобы была исключена возможность одновременного попадания их в факел загрязнения.

В районах с интенсивными загрязнениями предусматривают возможность отключения оборудования для очистки изоляции без нарушения нормального электроснабжения.

В районах Крайнего Севера и вечной мерзлоты к размещению и выполнению подстанций предъявляются дополнительные специальные требования, обусловленные низкой температурой, гололедами, большими снежными заносами, сильными ветрами и вечномерзлыми грунтами. Эти условия затрудняют быстрое восстановление повреждений на подстанциях и требуют несколько повышенного резервирования и высокого качества электрооборудования, которое выбирается холодоустойчивого исполнения с хорошими уплотнениями, могущее работать при температуре до -60°C . В этих районах летние графики нагрузок предприятий резко отличаются от зимних и сам характер этих графиков иной, чем для средней полосы.

В условиях Крайнего Севера применяются простейшие схемы коммутации вплоть до глухого присоединения воздушных питающих линий 110—220 кВ к трансформаторам или же с вводом питающих кабельных линий непосредственно в трансформатор. При более сложных схемах применяются баковые масляные выключатели, так как отдельители и короткозамыкатели более сложны в эксплуатации и требуют частого профилактического ремонта. Эксплуатационный персонал должен следить за тем, чтобы трансформаторы несли постоянную нагрузку не менее 50 % номинальной во избежание загустевания масла и нарушения его циркуляции при сильных холодах. Учитывается также, что трансформаторы могут допускать длительную перегрузку, особенно в зимний период.

8. СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ В СЕТЯХ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 кВ

В этих сетях избегают применения многоступенчатых схем и схем распределения с недогруженным оборудованием (трансформаторами, магистралями, кабелями). Пи-

тание электроприемников II и III категории по бесперебойности электроснабжения, как правило, осуществляется от однотрансформаторных КТП, двухтрансформаторные КТП применяются при наличии электроприемников I категории. Наиболее целесообразны и экономичны магистральные схемы. Широкое применение получили схемы блоков трансформатор — магистраль без распределительных устройств на подстанциях. Применяются магистральные схемы с использованием комплектных шинопроводов: магистральных серий ШМА и распределительных серий ШРА. Число отходящих от подстанций с трансформаторами 1000 и 1600 кВ·А питающих магистралей, как правило, не должно превышать числа трансформаторов. Применяются схемы с минимальным количеством промежуточных, цеховых распределительных пунктов. При блочной схеме непосредственно к трансформатору допускается присоединять небольшое распределительное устройство лишь в тех случаях, когда это необходимо для бесперебойного питания освещения и некоторых электроприемников при отключении главной магистрали.

Магистральные схемы, выполненные с применением шинопроводов, обеспечивают высокую надежность электроснабжения. Их основным преимуществом является универсальность и гибкость, позволяющие производить изменения технологии производства и перестановки производственного оборудования в цехах.

Основное применение магистральные схемы в питающих сетях до 1 кВ находят для питания большого количества электроприемников небольшой мощности, которые сравнительно равномерно распределены по площади цеха (металлообрабатывающие и деревообделочные цехи, текстильные фабрики). Радиальные схемы сетей с распределительными щитами на подстанциях применяются в тех случаях, когда территориальное распределение электрических нагрузок, условия среды, наличие кранов не позволяют применить магистрали, а также для питания мощных электроприемников и крупных сосредоточенных нагрузок.

На рис. 15 показана блочная магистральная схема цеховой сети при питании от однотрансформаторных подстанций.

В питающей сети применены магистральные шинопроводы серии ШМА, в распределительной сети — распределительные шинопроводы серии ШРА,

Сечение магистралей в цехах с равномерно распределенными нагрузками определяется по удельной плотности нагрузки цеха. Это позволяет не вносить изменений в схему электроснабжения при возможных в дальнейшем изменениях в размещении технологического оборудования.

При схеме блок трансформатор — магистраль на однотрансформаторных подстанциях предусматривается лишь один выходной автоматический выключатель. На

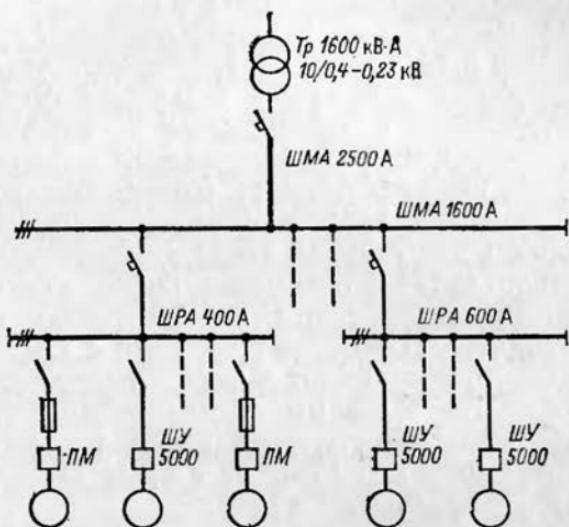


Рис. 15. Пример магистральной схемы распределения электроэнергии в сетях до 1 кВ

двуихтрансформаторных подстанциях между магистральюми предусматривается перемычка с автоматическим выключателем для взаимного резервирования.

В большинстве случаев применяются питающие магистрали на токи 1600 и 2500 А; магистрали на токи до 1000 и на 4000 А применяются реже (авария на крупной магистрали 4000 А вызывает простой оборудования на большом участке цеха). Главные питающие магистрали могут быть выполнены неизолированными шинами,ложенными на изоляторах, или же в виде закрытых комплектных шинопроводов (серии ШМА).

Хотя открытые шинные магистрали значительно дешевле закрытых комплектных шинопроводов, предпочтение все же следует отдавать последним, так как они име-

ют ряд технических преимуществ. Неизолированные магистрали имеют большую индуктивность и, следовательно, большие потери напряжения. Это не позволяет применять их в мощных протяженных сетях. Сравнение неизолированных алюминиевых шинопроводов с комплектными шинопроводами ШМА73 одинаковой пропускной способности показало, что потери в последних при одинаковой нагрузке и длине примерно в 4,7 раза меньше, чем в неизолированных с расстоянием между фазами 250 мм. Поэтому предпочтение следует отдавать индустриальным комплектным шинопроводам. Неизолированные шинопроводы (открытые шинные магистрали) могут быть применены в цехах небольшой мощности при сравнительно малой их протяженности.

Потери напряжения в питающих магистралях должны быть не более 5 %. Исходя из этого длина шинопроводов при номинальной их нагрузке и коэффициенте мощности порядка 0,7—0,8 не должна превышать: 220 м для ШМА73 на ток 1600 А; 180 м для ШМА58 на ток 2500 А; 130 м для ШМА58 на ток 4000 А. При питании от шинопроводов наряду с силовыми также и осветительных нагрузок предельная длина шинопроводов снижается примерно в 2 раза.

При протяженных магистралях следует проверять чувствительность защиты на головном автоматическом выключателе и в необходимых случаях предусматривать специальные релейные защиты.

Присоединение магистрали к цеховому трансформатору выполняется как в середине, так и в начале магистрали в зависимости от расположения электрических нагрузок, подвода питания к трансформатору и других факторов. Распределение нагрузок между магистралями выполняется таким образом, чтобы электроприемники одной технологической линии не присоединялись к разным магистралям.

При однотрансформаторных подстанциях для резервирования используются рабочие магистрали, питаемые от разных подстанций, с устройством между ними перемычки через автоматический выключатель или рубильник с предохранителями. В некоторых случаях в крупных энергоемких цехах с большим числом однотрансформаторных подстанций для резервирования используются специальные резервные или же неполно загруженные в нормальном режиме трансформаторы. В цехах с электро-

приемниками III категории резервирование трансформаторов не применяется.

Наряду с рассматриваемыми схемами блок трансформатор — магистраль применяются схемы с несколькими (двумя-тремя) магистралями, присоединенными к одному цеховому трансформатору. В этих случаях на цеховой КТП устанавливается один вводной автоматический выключатель и несколько линейных (по числу магистралей). Такие схемы применяются в крупных цехах с трансформаторами мощностью 2500 и 1600 кВ·А и большим числом электроприемников, установленных в разных направлениях от цеховой подстанции. При этой схеме в случае аварии на одной из магистралей зона простоя меньше, чем при чисто блочной схеме. Применяется также смешанная схема при наличии на цеховой подстанции одной-двух магистралей и нескольких отходящих линий, как правило, небольшой мощности.

Распределительные цеховые сети выполняются по магистральным или радиальным схемам. Распределительные шинопроводы применяются в первую очередь для питания электроприемников цехов с меняющейся технологией, периодически обновляющимся станочным парком и т. п., при расположении оборудования рядами. Проводка к механизму от шинопровода выполняется, как правило, открытым способом. Распределительные шинопроводы присоединяются к главным магистралям или к шинам цеховой подстанции. Для удобства эксплуатации распределительные шинопроводы устанавливаются на высоте 2,4—3 м от пола цеха.

Радиальные схемы внутрицеховых питающих сетей применяются в тех случаях, когда не представляется возможным выполнение магистральных схем по условиям территориального размещения электрических нагрузок, а также по условиям среды и т. п. При радиальных схемах на цеховых подстанциях предусматриваются распределительные устройства до 1 кВ [КРУ, распределительные щиты, от которых отходит значительное число линий, питающих разбросанные в цехе распределительные пункты или электроприемники крупной и средней мощности (рис. 16)].

Радиальная схема требует установки на подстанции большого числа коммутационных аппаратов и значительного расхода кабелей. Схема лишена гибкости, присущей магистральным схемам. Даже небольшие изменения

в расположении технологического оборудования и мощности электроприемников могут вызвать переделки существующей сети. Поэтому область применения радиальных схем питающих сетей ограничена. Они применяются в цехах с взрывоопасной средой или в производствах с химически активной или пожароопасной средой.

Радиальные распределительные сети выполняются в основном с применением распределительных пунктов или

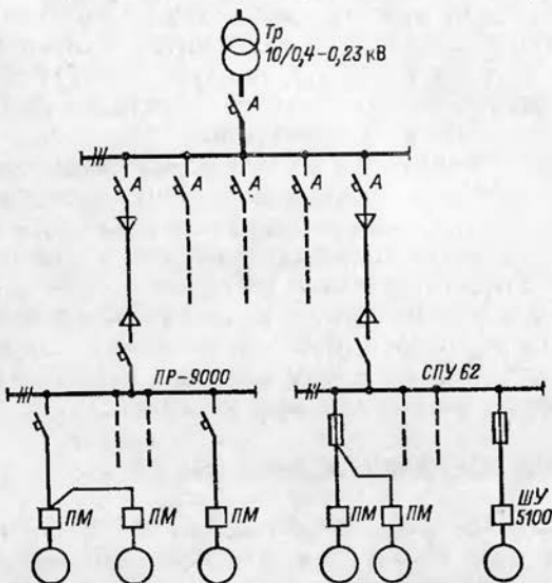


Рис. 16. Пример радиальной схемы распределения электроэнергии в сетях до 1 кВ

щитов и шкафов станций управления, которые в большинстве случаев устанавливаются в электропомещениях или в цехах непосредственно у электроприемников. В пыльных и загрязненных цехах применяются закрытые шкафы. В цехах взрывоопасных, пожароопасных и с химически активной средой шкафы располагаются в отдельном электротехническом помещении.

На предприятиях с равномерным распределением электрических нагрузок по площади цеха применяется геометрически упорядоченная (так называемая модульная) система выполнения распределительных сетей с подпольной прокладкой проводов в трубах. Система получила указанное название, так как магистральные ли-

нии выполняют с заданным шагом расположения подпольных ответвительных коробок в пределах 2—6 м в зависимости от характера производства и размеров технологического оборудования. Применение такой системы сети позволяет обеспечить независимость распределительной сети от размещения технологического оборудования. Она применяется также на предприятиях машиностроительной, приборостроительной, радиотехнической и других отраслей промышленности в тех случаях, когда возможна перепланировка технологического оборудования. Эта система проводки предусматривается обычно также в помещениях, в которых должны соблюдаться стерильные условия производства.

В цехах с несколькими трансформаторными подстанциями иногда предусматривается так называемая схема выходного дня, дающая возможность отключить в выходные и праздничные дни ряд трансформаторов и питать оставшиеся осветительные и небольшие силовые (при ремонтах) нагрузки от оставшихся в работе трансформаторов. Схемы выходного дня выполняются с помощью коротких перемычек на небольшие токи (до 600 А) между ограниченным числом трансформаторов.

9. КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Соблюдение установленных нормативов качества электроэнергии является важнейшей задачей системы электроснабжения промышленных предприятий. Задача усложняется в связи с ростом мощностей электроприемников, работа которых вызывает искажения показателей качества электроэнергии. К числу этих электроприемников относятся электродвигатели прокатных станов, дуговые сталеплавильные печи, крупные электросварочные агрегаты.

В ГОСТ 13109—67* установлены нормативы по различным показателям качества электроэнергии, которые приводятся ниже.

Отклонения напряжения, т. е. разность между фактическим и номинальным значениями напряжения в данный момент времени,

$$V = U - U_{\text{ном}},$$

или

$$V = \frac{U - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100. \quad (8)$$

ГОСТ 13109—67* устанавливает следующие допускаемые отклонения от номинальных напряжений:

на зажимах приборов рабочего освещения, установленных в производственных помещениях и общественных зданиях, где требуется значительное зрительное напряжение, а также в прожекторных установках наружного освещения $-2,5 \div +5\%$;

на зажимах электрических двигателей и их пусковых аппаратов $-5 \div +10\%$;

на зажимах остальных приемников электрической энергии $\pm 5\%$.

В послеаварийных режимах допускается дополнительное понижение напряжения на 5 %.

Поддержание оптимальных уровней напряжения на источниках питания и непосредственно у потребителей имеет большое значение для нормальной работы электроприемников и электроустановок промышленных предприятий. Отклонение напряжения в ту или другую сторону от нормированных уровней наносит значительный ущерб.

Причиной отклонений напряжения у потребителей данного предприятия является изменение режима работы его электроприемников и электроприемников других потребителей, питающихся от той же сети, а также изменение режима питающей энергосистемы. В результате изменяются токи в сети и, следовательно, потери напряжения в ней. Это вызывает необходимость регулирования напряжений для поддержания необходимого его уровня при разных режимах.

На понижающих трансформаторах ГПП и ПГВ следует, как правило, применять трансформаторы с широким диапазоном автоматического регулирования напряжения. Это позволит получить оптимальные уровни напряжения при разных режимах работы системы электроснабжения.

Колебания напряжения при работе электроприемников оцениваются следующими показателями.

1. Размахом изменения напряжения δV , т.е. разностью между следующими друг за другом экстремумами огибающей действующих значений напряжений, В:

$$\delta V = U_{max} - U_{min}, \quad (9)$$

$$\text{или, \%}, \delta V = \frac{U_{max} - U_{min}}{U_{nom}} 100.$$

Если огибающая действующих значений напряжения имеет горизонтальные участки (рис. 17), то размах изменения напряжения определяется как разность между соседними экстремумами и горизонтальным участком или как разность между соседними горизонтальными участками.

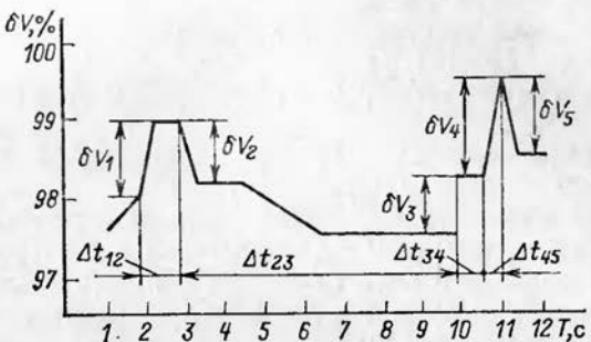


Рис. 17. Колебания напряжения (пять размахов изменений напряжения за 12 с)

2. Частотой изменений напряжения (1/с, 1/мин, 1/ч):

$$F = m/T, \quad (10)$$

где m — количество изменений напряжения со скоростью изменения более 1 % в секунду за время T (рис. 17).

3. Интервалами между следующими друг за другом изменениями напряжения Δt_{kj} (рис. 17).

Если интервал времени между концом одного изменения и началом следующего, происходящего в том же направлении, менее 40 мс, то эти изменения рассматриваются как одно.

Согласно ГОСТ 13109—67* допустимые значения размахов изменений напряжения в зависимости от частоты или интервалов между изменениями напряжения на зажимах ламп накаливания определяют по кривым, представленным на рис. 18. Для остальных электроприемников допустимые значения δV не нормируются.

При работе электроприемников с резкопеременной ударной нагрузкой в электрической сети возникают резкие толчки потребляемой мощности. Это вызывает изменения напряжения сети, размахи которых могут достигнуть больших значений. Эти явления имеют место

при работе прокатных электродвигателей, дуговых электропечей, сварочных машин и др. Указанные обстоятельства крайне неблагоприятно отражаются на работе всех электроприемников, подключенных к данной сети, в том числе и электроприемников, вызывающих эти изменения, и могут привести к нарушению технологического процес-

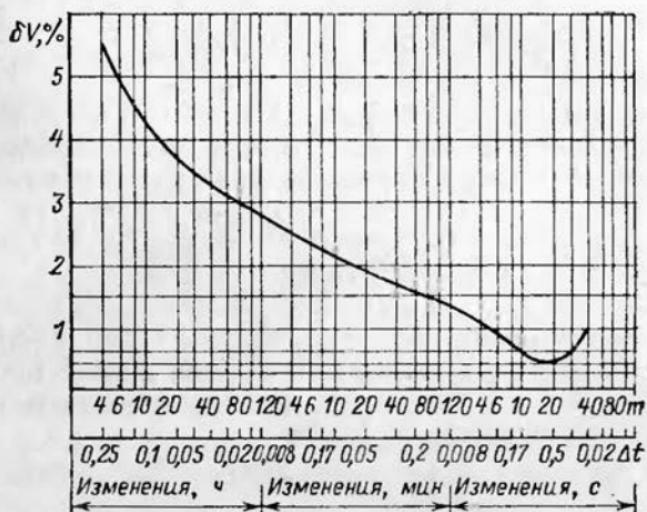


Рис. 18. Допустимые размахи изменений напряжения в зависимости от частоты или интервала между изменениями напряжения

са производства. Особенно чувствительны осветительные электроприемники.

Регулируемые вентильные преобразователи потребляют большие реактивные мощности, которые в основном и вызывают колебания напряжения. В системах реверсивного вентильного электропривода, работающего в повторно-кратковременном режиме, мгновенное значение реактивной мощности изменяется в широких пределах за рабочий цикл станов холодной прокатки, при этом набросы реактивной мощности превышают 10 000 квА. Это вызывает большие колебания напряжения, например 10—20 % в сетях 6—10 кВ.

Коэффициент несинусоидальности K_{ns} достигает 25—30 %.

Колебания напряжения, имеющие место при работе крупных синхронных двигателей с резкопеременной на-

грузкой, определяются с учетом переходных процессов, так как при этом мощность, потребляемая электродвигателем, значительно отличается от мощности установившегося режима. Значения колебаний напряжения, определенные без учета переходных процессов, могут в несколько раз превысить действительные значения.

Ниже приведены некоторые практические указания и формулы для определения размахов изменения напряжения при работе крупных синхронных двигателей с резкопеременной ударной нагрузкой.

Если суммарная мощность всех источников питания данной энергетической системы достаточно велика и составляет не менее 10-кратного значения наброса мощности при работе наиболее крупного электроприемника с резкопеременной нагрузкой, то влияние этой нагрузки практически оказывается только на изменениях напряжения.

В соответствующих точках системы колебание напряжения, вызываемое изменениями (набросами) активной нагрузки на ΔP и реактивной на ΔQ , может быть ориентировочно определено по формуле

$$\delta U = \frac{\Delta P r \pm \Delta Q x}{U^2}, \quad (11)$$

где δU — потеря напряжения, отн. ед.; ΔP , ΔQ — изменения (набросы) активной и реактивной трехфазной мощностей электроприемника, МВт и Мвар; r и x — активное и реактивное сопротивления на фазу, Ом; U — линейное напряжение, кВ.

Формулу (11) путем преобразований можно привести к виду

$$\delta U = \frac{\Delta P r \pm \Delta Q x}{S_k Z} = \frac{\Delta P \frac{r}{x} \pm \Delta Q}{S_k \frac{Z}{x}}, \quad (12)$$

где S_k — мощность КЗ в точке электрической системы, в которой проверяются колебания напряжения, МВт; Z — полное сопротивление; значение ΔP с положительным знаком принимается при увеличении мощности в режиме двигателя и при уменьшении мощности в режиме генератора; значение ΔQ с положительным знаком берется при уменьшении отдаваемой и при увеличении потребляемой электроприемником реактивной мощности.

Коэффициент мощности ударных нагрузок, как правило, невелик, так как эти нагрузки практически чисто реактивные, за исключением электродвигателей для преобразовательных агрегатов прокатных станов, у которых активная составляющая ударной нагрузки также довольно значительная. Однако наиболее опасными для колебаний напряжения являются реактивные нагрузки в сетях 6—10 кВ, так как активная слагающая потеря напряжения в этих сетях невелика. Соотношения между активными и индуктивными сопротивлениями элементов сети r/x составляют:

| | |
|--|--------------|
| Воздушные линии 110—220 кВ | 0,125—0,5 |
| Кабельные линии 6—10 кВ | 1,25—5 |
| Токопроводы 6—10 кВ | 0,04—0,11 |
| Трансформаторы 2,5—63 МВ·А | 0,06—0,143 |
| То же 63—500 МВ·А | 0,02—0,05 |
| Реакторы РБА 6—10 кВ до 1000 А | 0,02—0,067 |
| Реакторы РБА 6—10 кВ 1500 А | 0,0125—0,025 |
| Реакторы РБАМ 10 кВ до 1000 А | 0,0143—0,04 |
| Паротурбинные генераторы 12—60 МВт | 0,012—0,02 |
| То же 100—500 МВт | 0,0075—0,01 |
| Подстанции в распределительных сетях | 0,067 и выше |

Активное сопротивление всех элементов сети, кроме кабелей, значительно меньше индуктивного. Активное сопротивление кабельных линий больше индуктивного, но в заводских сетях крупных предприятий при широком внедрении токопроводов 6—10 кВ и глубоких вводов 110—220 кВ они становятся малопротяженными и их доля резко снижается. Поэтому они не оказывают большого влияния на результирующее значение отношения r/x в целом по предприятию. Это обстоятельство позволяет применить упрощенные методы расчета колебаний напряжения при резкопеременных ударных нагрузках. Исходя из приведенных соотношений r/x для разных элементов сети можно по изложенным соображениям принять по совокупности для электрических сетей промышленных предприятий при расчетах колебания напряжения среднее значение r/x в пределах 0,1—0,03. При этом отношение Z/x получается примерно равным 1. Если эти значения подставить в формулу (12), то она примет следующий вид:

$$\delta U = \frac{(0,1 \div 0,03) \Delta P \pm \Delta Q}{S_K} \quad (13)$$

Учитывая малое отношение r/x элементов сети, активным сопротивлением вообще можно пренебречь, тем более, что сами значения набросов ΔP и ΔQ имеют ориентировочный характер. Тогда колебания напряжения можно определить по еще более простой формуле

$$\delta U = \pm \Delta Q / S_K. \quad (14)$$

Из формул (11) и (14) можно сделать важный вывод о том, что при заданных набросах ΔP и ΔQ значение колебаний определяется мощностью КЗ питающей сети и чем последняя выше, тем меньше колебания.

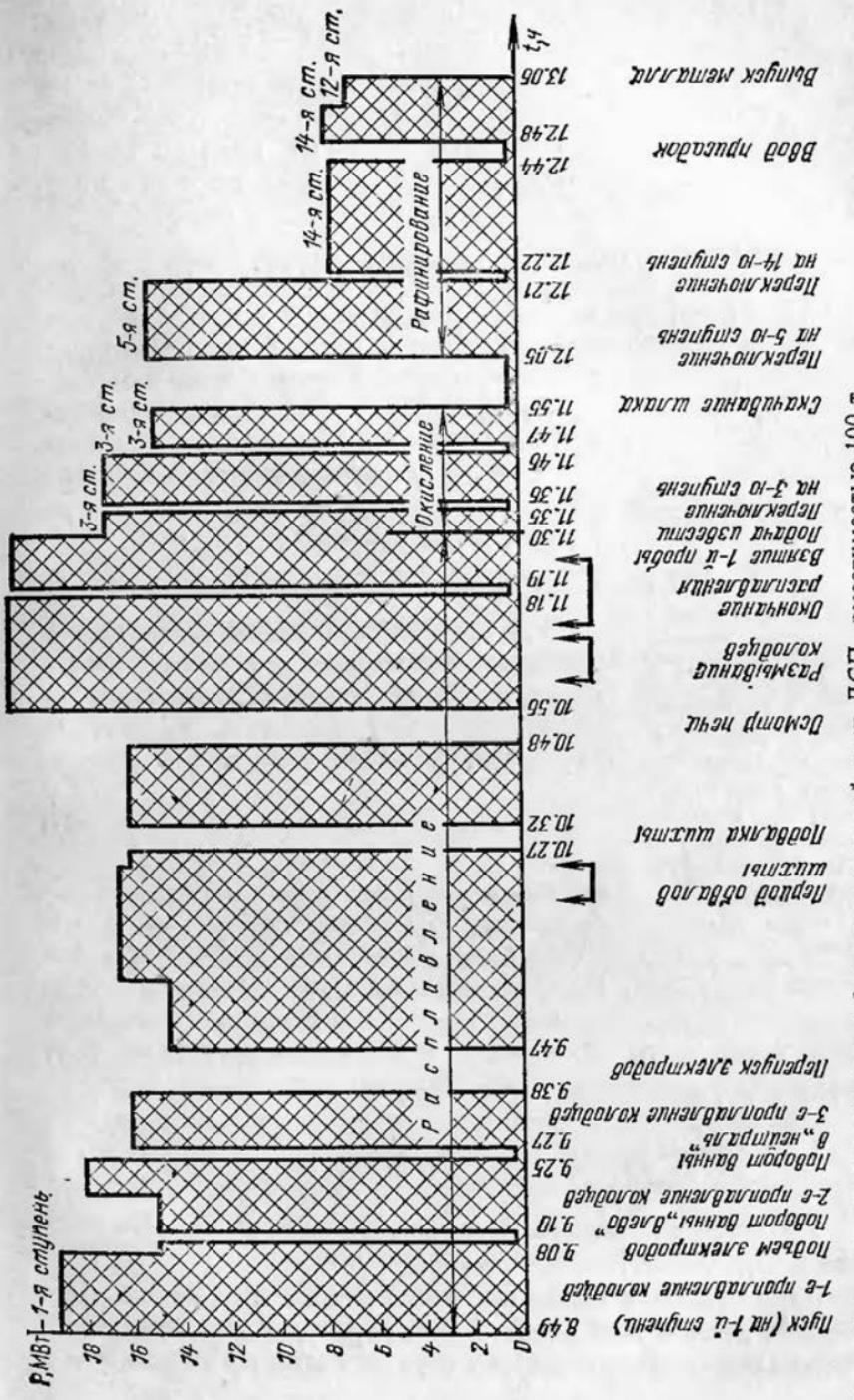
В системах электроснабжения с ударными резкопременными нагрузками проверяется распределение этих нагрузок между питающей энергосистемой и генераторами заводской ТЭЦ, так как последние обычно не рассчитываются на восприятие больших и частых ударных нагрузок. Набросы мощности от электроприводов прокатных станов могут иметь различный характер (на слябинге, например, наброс полной мощности длится примерно 0,1 с).

Вторым существенным источником колебаний напряжения являются дуговые трехфазные сталеплавильные электропечи (ДСП). При работе ДСП имеют место частые отключения, число которых достигает 10 и более в течение одной плавки. Наиболее тяжелые условия получаются в период расплавления металла (шахты) и в начале окисления (рис. 19). При этом возникают эксплуатационные толчки тока (токи эксплуатационных КЗ) $I_{з,к}$, вызванные обвалом шахты при ее расплавлении и замыканием ее на электроды. Частота толчков находится в диапазоне 0,1—25 Гц и определяется колебаниями токов электрических дуг. Значение тока при толчке зависит от вместимости печи, параметров печеного трансформатора, полного сопротивления короткой сети.

Ориентировочно для отечественных ДСП можно принять следующие значения токов эксплуатационных КЗ:

| | | | |
|-------------------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| Вместимость печи, т | 0,5—6 | 10—50 | 100—200 |
| $I_{з,к}$ | (3,6—3,2) $I_{ном}$ | (3,2—2,3) $I_{ном}$ | (1,4—2,2) $I_{ном}$ |

Относительные величины диапазона колебаний тока на ДСП малой вместимости (0,5—6 т) больше, чем на ДСП средней (10—50 т) или большой (80—200 т) вместимости.



55 Рис. 19. График нагрузки дутовой сталеплавильной печи ДСП вместимостью 100 т

Определение размахов напряжения при работе дуговых сталеплавильных печей. При совместном питании дуговой сталеплавильной печи и так называемой «спокойной» общезеходовой нагрузки (рис. 20) размах изменения напряжения δV на шинах вторичного напряжения 6—10 кВ понизительного трансформатора ГПП или ПГВ можно с достаточной для практических целей точностью определить по формуле

$$\delta V = \sqrt{3} \Delta I (r \cos \varphi_{\Delta} + x \sin \varphi_{\Delta}), \quad (15)$$

где ΔI — бросок тока при работе электропечи; r и x — соответственно активное и реактивное сопротивления цепи на участке между источником питания и шинами 6—35 кВ.

Учитывая, что согласно исследованиям колебания напряжения наибольшие при φ_{Δ} , близком к 90° , и что активным сопротивлением r можно пренебречь, формулу (15) можно упростить, приведя ее к виду

$$\delta V = \sqrt{3} \Delta I x \sin 90^\circ \approx \sqrt{3} \Delta I x. \quad (16)$$

Если для оценки колебаний напряжения с учетом их частоты принять расчетный размах изменений тока при работе ДСП равным 100 % номинального тока $I_{\text{ном}}$ печи, то значение броска тока ΔI можно определить по формуле

$$\Delta I = I_{\text{ном}} = \frac{S_t}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}} \approx \frac{S_t}{\sqrt{3} U}, \quad (17)$$

где S_t — номинальная мощность печного трансформатора; U — напряжение на шинах 6—35 кВ, которое практически, может быть принято равным номинальному напряжению сети.

Рис. 20. Схема питания электропечи ДСП и «спокойной» нагрузки от общего трансформатора:

1 — печеной трансформатор; 2 — цеховой трансформатор; 3 — электропечь

Если значение x выразить через мощность КЗ на шинах 6—35 кВ: $x = U^2 / S_k$, а ΔI принять по формуле (17), формула (16) примет простой вид, %:

$$\delta V = \frac{\sqrt{3} \Delta I x}{U} 100 \approx \frac{S_t}{S_k} 100. \quad (18)$$

Таким образом, значения размахов изменения напряжения в основном определяются мощностью КЗ питающей сети.

Выражение (18) может явиться критерием допустимости подключения дуговой печи к общей сети, от которой питаются лампы накаливания. Полученное по этим формулам значение δV не должно

превышать полученного по кривой рис. 18 в соответствии с ГОСТ 13109—67*. Аналогичным критерием пользуются и за рубежом.

При работе нескольких печей размахи изменений напряжения увеличиваются пропорционально числу ДСП, но складывать их арифметически нельзя, так как броски токов от разных печей не совпадают по времени. Нужно вводить поправочный коэффициент K для учета увеличения изменений напряжения при работе нескольких ДСП.

Для определения этого коэффициента K при работе n печей различной вместимости с печными трансформаторами разной мощности $S_{t1}, S_{t2}, S_{t3}, \dots, S_{tn}$ можно предложить следующую ориентировочную формулу

$$K = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n S_{ti}^2}}{S_{tmax}}, \quad (19)$$

где S_{tmax} — мощность наибольшего электропечного трансформатора в группе.

В настоящее время в определении коэффициента K нет единого мнения. Исследования показали, что для n печей одинаковой мощности $K = \sqrt{n}$. Это выражение применяется во многих зарубежных странах. Однако имеются и другие формулы, например $K = \sqrt[4]{n}$.

Уменьшение колебаний напряжения от электропечных нагрузок может дать применение принудительного графика при работе нескольких печей. На рис. 21 приведены индивидуальные графики работы шести печей ДСП и суммарный график их нагрузки. При принудительном сдвиге индивидуальных графиков в период с 12,5 до 13 ч могут быть уменьшены не только суммарные колебания, но и максимальная мощность, потребляемая электропечным цехом. Однако этот вопрос требует дополнительной проработки и исследований в эксплуатации, так как применение принудительного графика может при определенных условиях привести к некоторому уменьшению выпуска продукции.

Определение пиков (бросков) электрической нагрузки при электросварке. Повторно-кратковременный режим работы сварочных аппаратов с частыми их включениями и большими пиками тока вызывает значительные колебания напряжения в цеховых распределительных сетях напряжением до 1 кВ. В рабочем режиме машин контактной сварки кратность пиков тока может достигнуть $2I_{ном}$, а в режиме КЗ электродов машины $3I_{ном}$ и выше.

Мероприятия по ограничению колебаний напряжения. В первую очередь предусматриваются оптимальные

решения схемы электроснабжения с минимальными дополнительными затратами, к числу которых относятся:

приближение источников высшего напряжения к электроприемникам с расположением ПГВ в непосредственной близости к электроприемникам с резкопеременной нагрузкой и раздельное питание этих электроприемников от спокойных нагрузок путем применения реакторов или

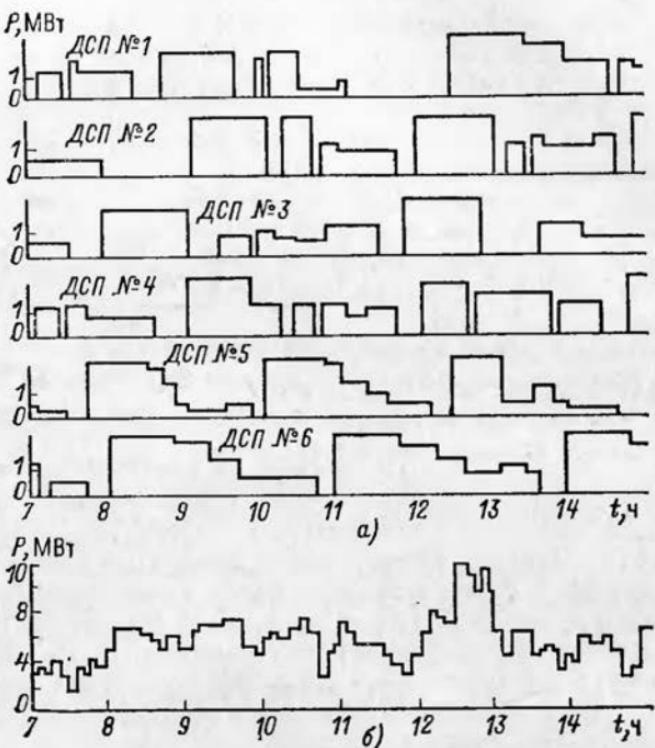


Рис. 21. Графики активной нагрузки электропечей ДСП:
а — индивидуальные; б — суммарные

силовых трансформаторов с расщепленными обмотками. В последнем случае рекомендуется коэффициент расщепления k_p равный 3,5;

питание резкопеременных и спокойных нагрузок от отдельных трансформаторов, что является наилучшим решением для обеспечения и загрузки трансформаторов. При этом можно допустить общий резервный трансформатор для спокойных и резкопеременных нагрузок; соблюдение оптимального уровня мощности КЗ в се-

тях, питающих электроприемники с резкопеременной нагрузкой в пределах 750—10 000 МВ·А.

При небольшом числе электроприемников с резкоизменной нагрузкой необходимо питать их непосредственно от трансформаторов через мощные выключатели МГГ или МГ, а спокойную нагрузку подключать через обычные выключатели и групповые реакторы (рис. 22).

Перечисленные мероприятия для ограничения колебания напряжения не требуют, как правило, применения специального оборудования и устройств. Если они оказываются недостаточными, то предусматриваются специальные устройства и установки для уменьшения размахов изменений напряжения, описанные ниже.

Специальные быстродействующие синхронные компенсаторы (СК). Ограничить размахи изменений напряжения обычными средствами компенсации (статическими конденсаторами или синхронными компенсаторами общего назначения) во многих случаях не удается вследствие их малой и медленнодействующей регулирующей способности.

Для использования статических конденсаторов в режиме резкопеременной ударной нагрузки и получения при этом высокого регулирующего эффекта необходимо применить плавное и быстродействующее автоматическое регулирование, не имеющее зоны нечувствительности. Такие конденсаторные установки пока не выпускаются.

Наиболее эффективными являются быстродействующие источники реактивной мощности большой перегрузочной способности, устанавливаемые непосредственно у потребителей реактивной энергии, к которым можно отнести специальные быстродействующие компенсаторы толчковой нагрузки. Преимуществом СК является возможность их трех-, четырехкратной кратковременной

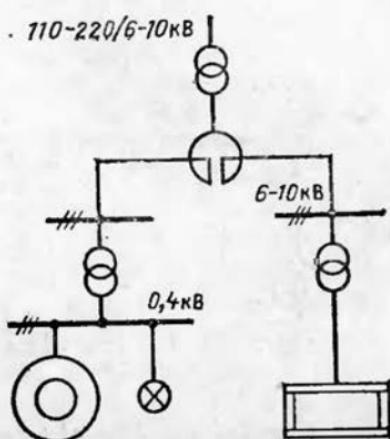


Рис. 22. Питание ударных и «спокойных» нагрузок от общего трансформатора с применением группового реактора

перегрузки по реактивной мощности. Таким образом, наиболее эффективными и реальными в настоящее время для ограничения колебаний напряжения являются синхронные компенсаторы толчковой нагрузки со специальными параметрами, с быстродействующим тиристорным возбуждением, с большой кратностью форсировки возбуждения, работающие в так называемом

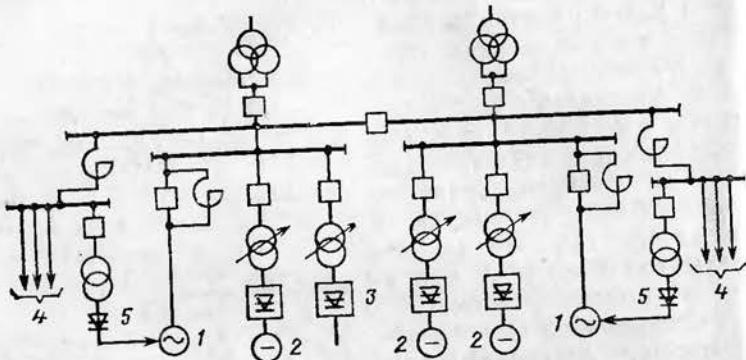


Рис. 23. Схема электроснабжения заготовочного стана с применением специальных синхронных компенсаторов для уменьшения колебаний напряжения при работе главных электроприводов с вентильными преобразователями:

1 — СК; 2 — главные приводы стана; 3 — резерв; 4 — вспомогательные механизмы и другие потребители стана; 5 — тиристорный возбудитель

«режиме слежения» за реактивным током подключенных потребителей электроэнергии. Мощность СК определяется исходя из параметров графика нагрузки объекта, подлежащего компенсации. При этом учитывают ток подпитки от СК места КЗ, который может достигнуть большого значения. Такие компенсаторы довольно широко применяются за рубежом. При их помощи достигается снижение колебаний напряжения в сети 110—220 кВ до значений, нормированных нашим стандартом. Мощности таких компенсаторов, изготовленных нашей электропромышленностью в настоящее время, составляет 10 Мвар (рис. 23) на 6 кВ и 7,7 Мвар на 10 кВ. Они служат также для повышения коэффициента мощности питающей сети. Компенсаторы допускают толчки реактивной мощности до 20 Мвар.

Нагрузки до 15 Мвар продолжительностью 1—15

могут повторяться 600—700 раз в течение 1 ч при условии, что действующий ток за цикл прокатки не превысит номинальный.

Синхронный компенсатор имеет асинхронный реакторный пуск с применением 10-кратного сопротивления в роторе. Для ускорения останова СК применяется динамическое торможение. Предусматривается регулирование реактивного тока таким образом, чтобы емкостный реактивный ток СК соответствовал реактивной толчковой нагрузке (в данном случае вентильных преобразователей), имеющей индуктивный характер. Благодаря этому компенсаторы работают в режиме, близком к «слежению» за потреблением реактивного тока вентильных преобразователей главных приводов [подробно см. § 6]. Это позволяет компенсировать толчки реактивной нагрузки от вентильных электроприводов и вызываемые ими колебания напряжения на шинах 6–10 кВ питающей подстанции. Одновременно решается задача повышения коэффициента мощности. Недостатками описанного компенсатора являются большие габариты и масса, а также значительные потери вследствие низкой частоты вращения.

Синхронные электродвигатели. Для ограничения размахов изменений напряжения при резкопеременных толчковых нагрузках используются также синхронные двигатели (СД) со спокойной нагрузкой, присоединяемые к общим шинам с вентильными преобразователями. При этом СД должны иметь необходимую располагаемую мощность, быстродействующее возбуждение (желательно тиристорное) с высоким потолком форсировки и быстродействующий автоматический регулятор возбуждения. Такое решение, принятое на широкополосном костане 2000 одного металлургического завода, дало хорошие результаты.

Большинство СД имеют большую перегрузочную способность по генерации пиков реактивной мощности, примерно такую же, как у специальных СК толчковой нагрузки, т.е. значительно выше, чем у СК общего применения. Исследования показали, что при быстродействии выдачи компенсирующим устройством реактивной мощности примерно 115 Мвар в 1 с можно получить полную стабилизацию напряжения в сети при работе электропривода блюминга. Использование же СД с резонансной ударной нагрузкой для компенсации на-

бросов реактивной мощности представляет значительные затруднения вследствие сложности осуществления автоматического регулирования возбуждения (АРВ) этого двигателя.

Статические источники реактивной мощности (ИРМ). В связи с непрерывным ростом числа и увеличением мощностей электроприемников с резкопеременной ударной нагрузкой в системах электроснабжения промышленных предприятий выдвигаются новые требования к качеству электроэнергии и к источникам реактивной мощности. Этим требованиям в наибольшей степени удовлетворяют статические ИРМ.

Они характеризуются высоким быстродействием, плавным изменением реактивной мощности, безынерционностью. Они являются эффективным средством для улучшения режима напряжения системы электроснабжения промышленных предприятий при резкопеременных ударных нагрузках и являются весьма перспективными. Статические ИРМ находят широкое применение за рубежом. В СССР разработан ряд вариантов и модификаций статических ИРМ.

В качестве примера (рис. 24) приведена схема статического ИРМ с параллельным включением регулируемой индуктивности 1 и нерегулируемой емкости 2 (ЭНИН им. Г. М. Кржижановского и Ленинградский политехнический институт). В качестве индуктивности принят управляемый реактор с подмагничиванием, в качестве емкости — конденсаторная батарея. Суммарная мощность ИРМ составляет

$$Q = Q_L - Q_C,$$

где Q_L — мощность, потребляемая реактором; Q_C — мощность, генерируемая конденсаторной батареей.

Значение и направление мощности ИРМ в каждый момент зависит от регулируемой мощности Q_L . Мощность конденсаторной батареи Q_C выбирается равной или несколько меньше ожидаемого наброса реактивной мощности. При набросе реактивной мощности мощность ИРМ повышается до максимального значения, равного Q_C , а при сбросе понижается до минимального значения. При наличии в питающей сети высших гармонических должна предусматриваться соответствующая защита конденсаторов ИРМ.

Мероприятия по ограничению колебаний напряжения при пуске электродвигателей. Допустимые колебания напряжения при пусках электродвигателей зависят от частоты пуска и характера других потребителей, присоединенных совместно с этими двигателями.

Наиболее простым и распространенным способом является прямой пуск от полного напряжения сети. Однако при этом способе возникают большие перегрузки, а при пуске двигателей мощностью 2000 кВт и выше возникают колебания напряжения недопустимой величины. Реакторный пуск уменьшает влияние на сеть, однако ухудшаются пусковые характеристики двигателей. Для мощных двигателей наиболее рациональным методом является частотный способ пуска от тиристорных преобразователей частоты.

Для ограничения токов самозапуска двигателей и вызванных ими колебаний напряжения применяется:

снижение по возможности времени действия автоматического включения резерва (АВР) и автоматического повторного включения (АИВ);

использование ступенчатого и частичного АВР, при котором в работе сохраняются лишь наиболее ответственные двигатели, а остальные отключаются. Выдержка времени минимальной защиты сохраняемых в работе двигателей принимается по условиям техники безопасности.

Для облегчения самозапуска применяются быстродействующие защиты в питающих и распределительных сетях. Для крупных двигателей с ударной резкопеременной нагрузкой самозапуск, как правило, не применяется; они должны немедленно отключаться защитой минимального напряжения при исчезновении напряжения. Ток при самозапуске синхронных электродвигателей определяется с учетом влияния токов, обусловленных несинхронным их включением.

Минимальное воздействие пусковых токов на питающую сеть имеет место при схеме блока трансформатор—

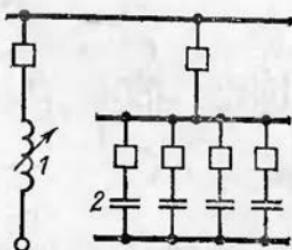


Рис. 24. Схема источника реактивной мощности (ИРМ) с параллельным включением регулируемой индуктивности и нерегулируемой емкости

двигатель. При этом мощность трансформатора в большинстве случаев может быть выбрана близкой к мощности электродвигателя (в пределах их номинальных мощностей). При частых и тяжелых пусках может, однако, потребоваться увеличение мощности трансформатора (примерно на 15—30 %) для снижения падения напряжения в трансформаторе до допустимого значения.

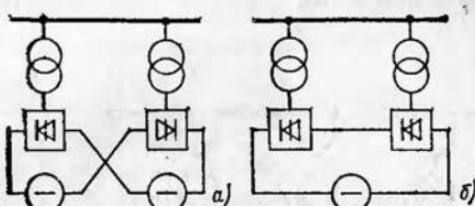


Рис. 25. Схемы последовательного соединения преобразователей:

a — при двухъякорных двигателях; *б* — при одноякорном двигателе

Автотрансформаторный пуск в настоящее время не применяется, так как расчеты показали, что по условиям сохранения остаточного напряжения при пуске в этом нет необходимости. По условиям же колебания напряжения у электроприемников, подключенных к общей сети с крупными электродвигателями, автотрансформаторный пуск также не требуется ввиду возросших мощностей питающих систем.

Мероприятия по снижению колебаний напряжения. Для уменьшения колебаний напряжения при работе электропривода, в частности с вентильными преобразователями, применяются электроприводы с пониженным потреблением реактивной мощности. Это достигается применением в схеме электропривода: встречно-последовательного управления преобразователями; несимметричной системы сеточного управления; схемы искусственной коммутации; двухзонного регулирования; специального трансформаторного агрегата,ключающего анодный трансформатор и встроенный управляемый источник реактивной мощности.

Применение поочередного управления последовательно включенными преобразователями при двухъякорных двигателях (рис. 25, *а*) дает возможность уменьшить толчки реактивной мощности примерно на 30—40 %. При одноякорных двигателях более перспективна схема рис. 25, *б*, в которой параллельно соединены два преобразователя, имеющие поочередное управление плечами моста или несимметричное управление.

Мероприятия по ограничению уровня гармоник в системах электроснабжения. Высшие гармонические токи и напряжения вызывают дополнительные потери электроэнергии, нагрев электрооборудования, а иногда и его повреждение, увеличивают интенсивность старения изоляции электрооборудования, кабелей, приводят к выходу из строя конденсаторных батарей, а также оказывают вредное влияние на режим работы вентильных преобразователей (неуспешные коммутации), вызывают нечеткую работу аппаратов и приборов связи, измерения, защиты, автоматики, телемеханики вследствие возникновения резонансных явлений. В связи с все более широким применением тиристорных преобразователей и других электроприемников, являющихся источниками высших гармонических, проблема ограничения несинусоидальности напряжения является в настоящее время одной из основных в электроснабжении промышленных предприятий, особенно при применении управляемых вентильных преобразователей. Эти преобразователи вызывают наиболее серьезные нарушения качества электроэнергии в питающей сети. Они оказывают значительное влияние на изменение синусоидальной формы кривых напряжения и тока.

ГОСТ 13109—67* длительно допускает на зажимах любого электроприемника несинусоидальность формы кривой напряжения, при которой действующее значение всех высших гармоник не превышает 5 % действующего значения напряжения основной частоты. Однако исследования достаточно убедительно показали, что во многих случаях несинусоидальность напряжения превышает пределы, нормированные ГОСТ 13109—67*. При вентильных преобразователях коэффициент несинусоидальности может достигнуть 20—25 %.

Как известно, активными источниками высших гармоник являются вентильные преобразователи, дуговые электропечи, сварочные машины и аппараты, пускорегулирующие устройства люминесцентных ламп, которые создают наибольшие искажения формы кривой напряжения. При наличии их в сетях коэффициент несинусоидальности может достигать значений, намного превышающих нормы.

Генерирование высших гармоник тока в трансформаторах вентильных преобразователей влечет за собой появление таких же гармоник напряжения в сети, питаю-

несимметричным напряжением значительно (пропорционально квадрату напряжения) меньше, чем в других фазах. При несимметричной нагрузке в многофазной системе могут иметь место ошибки в показаниях счетчиков, осложнения в работе релейной защиты.

Несимметрия напряжения оказывает влияние также и на нормальную работу однофазных электроприемников, в частности осветительных, вследствие неодинаковости напряжения в разных фазах.

Степень несимметрии напряжения характеризуется коэффициентом несимметрии напряжения ϵ_2 , который приближенно определяется по формуле

$$\epsilon_2 \approx S_{\text{одн}}/S_k,$$

где $S_{\text{одн}}$ — мощность эквивалентной однофазной нагрузки; S_k — мощность КЗ в данной точке питающей сети.

Если значение $S_{\text{одн}}$ не превышает отношения $S_k/50$, т. е. $S_{\text{одн}} \leq S_k/50$, то несимметрия не превышает 2 %, т. е. коэффициент несимметрии не превысит 2 % и, следовательно, находится в пределах нормы.

Анализ возможных несимметричных режимов в системе электроснабжения производят исходя из реальных условий работы отдельных электроприемников и с учетом влияния напряжения обратной последовательности. При этом выявляется, удовлетворяются ли соответствующие технические требования и каковы экономические показатели.

Специальные (дополнительные) симметрирующие устройства (СУ) предусматриваются лишь в тех случаях, когда оказываются недостаточными средства, указанные ниже.

Снижения несимметрии напряжений и токов в питающей сети можно добиться подключением несимметричных нагрузок на участках сети с возможно большей мощностью КЗ, выделением несимметричных нагрузок значительной мощности на отдельные трансформаторы, тщательным и равномерным распределением однофазных нагрузок по всем фазам.

Уменьшение длительной несимметрии, вызываемой постоянно подключенными неизменяющимися однофазными нагрузками, можно осуществить путем применения нерегулируемых устройств, преобразующих однофазную нагрузку в трехфазную. Это целесообразно при мощных однофазных нагрузках. Например, можно применить

включение конденсаторных батарей или фильтров высших гармоник в разных фазах в зависимости от уровня несимметрии в них.

При кратковременном (секунды и доли секунды) характере несимметрии, например при работе трехфазных дуговых электропечей, можно применить регулируемые статические симметрирующие устройства с необходимым быстродействием, например устройства для пофазного ступенчатого регулирования реактивной мощности при помощи батарей статических конденсаторов. Расчеты несимметричных режимов приведены в [3].

Основные требования к частоте. Для обеспечения нормального режима работы электрической сети предприятия и энергоснабжающие организации должны поддерживать установленные ГОСТ 13109—67* пределы отклонения и колебания частоты.

Отклонением частоты Δf , Гц, называется разность между действительным f и номинальным $f_{\text{ном}}$ значением основной частоты: $\Delta f = f - f_{\text{ном}}$ или, %, $\Delta f = \frac{f - f_{\text{ном}}}{f} 100$.

При нормальном режиме работы энергетической системы допускаются отклонения частоты, усредненные за 10 мин в пределах $\pm 0,1$ Гц. Допускается временная работа энергетической системы с отклонением частоты, усредненным за 10 мин в пределах $\pm 0,2$ Гц.

Под колебаниями частоты понимаются ее изменения, происходящие со скоростью 0,2 Гц в секунду. Размахом колебаний частоты называется разность между наибольшим $f_{\text{нб}}$ и наименьшим $f_{\text{нм}}$ значениями основной частоты за определенный промежуток времени $\Delta f = f_{\text{нб}} - f_{\text{нм}}$ или, %, $\Delta f = \frac{f_{\text{нб}} - f_{\text{нм}}}{f_{\text{ном}}} 100$. Размах колебаний частоты не должен превышать 0,2 Гц.

Поддержание частоты на уровне, регламентированном ГОСТ, осуществляется мощными генераторами энергетических систем. Электроприемники промышленных предприятий в силу их незначительной мощности по сравнению с суммарной генерирующей мощностью энергосистемы не могут оказать существенного влияния на отклонение частоты в питающей сети. Однако следует иметь в виду, что мощные электроприемники с резко-переменной нагрузкой вызывают значительные изменения напряжения в сети, а следовательно, и колебания частоты питающего напряжения. Основное влияние на

колебания частоты оказывают быстрые резкопеременные колебания активной нагрузки. Активная мощность, потребляемая тиристорными преобразователями главных приводов прокатных станов, изменяется от 0 до максимального значения за время менее 0,1 с, вследствие чего колебания частоты могут достигать больших значений.

Отношение $\Delta P/S_k$ в системах внутризаводского электроснабжения промышленных предприятий обычно не превышает 0,2 (с погрешностью менее 1 %). С учетом указанного колебания частоты Δf при работе упомянутых электроприводов определяются по следующей упрощенной формуле:

$$\Delta f \approx \frac{\Delta P}{2\pi S_k \Delta t}.$$

Резкие быстропеременные набросы активной мощности отрицательно сказываются на работе генераторов и турбин электрических станций и параллельно включенных электродвигателей. Они могут вызывать нарушение устойчивости и оказывают механические воздействия на редукторы и механизмы.

В схемах электроснабжения предприятий с резкопеременными нагрузками для снижения колебаний частоты предусматриваются мероприятия по увеличению мощности КЗ в точке присоединения электроприемников с резкопеременной и спокойной нагрузкой. Если этого недостаточно, то питание резкопеременных нагрузок выделяют на отдельные трансформаторы или отдельные ветви расщепленных обмоток трансформаторов.

10. ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Значение тока КЗ в электрических сетях промышленных предприятий находится в зависимости от двух основных факторов, которые находятся в противоречии друг с другом. Для уменьшения сечения кабелей, шинопроводов, токопроводов и снижения параметров электрической аппаратуры необходимо ограничивать токи КЗ, что удешевляет электрические сети. В то же время мероприятия по ограничению токов КЗ требуют увеличения капитальных затрат, а самое главное, уменьшение мощностей КЗ приводит к ухудшению параметров качества электроэнергии, как это показано в § 9. Поэтому для промышленных электрических сетей с относительно спо-

койными и резкопеременными ударными нагрузками применяются разные критерии при определении оптимальных токов КЗ.

При резкопеременных ударных нагрузках необходимая мощность КЗ определяется набросами активной ΔP и реактивной ΔQ мощностей. В связи с тем что повышенные значения мощности КЗ в сетях 6—10 кВ при резкопеременных нагрузках в ряде случаев, в частности при вентильных приводах, практически недопустимы для аппаратуры общепромышленного исполнения, предусматриваются мероприятия, рекомендованные в § 9. Исходя из этого оптимальная мощность КЗ на шинах 6—10 кВ при резкопеременной нагрузке принимается в диапазоне 500—1000 МВ·А. В настоящее время электропромышленностью выпускаются маломасляный выключатель типа ВК-10 и электромагнитный выключатель типа ВЭ-10, отключаемая мощность которых составляет соответственно 500 и 750 МВ·А.

При спокойных нагрузках оптимальный ток КЗ определяется в основном параметрами линейных выключателей массового применения на напряжение 6—10 кВ. Наиболее распространены малогабаритные горшковые выключатели ВМП-10, ВМПЭ-10, ВМПП-10, ВМГ-10. Их отключаемая мощность 200—350 МВ·А должна быть полностью использована. Может быть также применен выключатель ВМПЭ-10/500 на отключаемую мощность 500 МВ·А, которая и будет в рассматриваемом случае оптимальной мощностью КЗ.

Если мощность КЗ в распределительной сети предприятия выходит за пределы коммутационной способности указанных выключателей, то принимаются мероприятия по ее ограничению. Для этой цели прежде всего полностью используются рациональные схемные решения, упомянутые в § 4, и уже после этого, если потребуется, применяются специальные меры, к числу которых относится установка реакторов и применение трансформаторов с расщепленными обмотками.

Реактивное сопротивление реакторов, устанавливаемых на присоединениях, предназначается для ограничения токов КЗ до значений, соответствующих номинальной отключающей мощности выключателей в сетях, и не предназначается для поддержания напряжения на сборных шинах во время короткого замыкания. Применение индивидуальных реакторов на отходящих линиях рас-

пределительных устройств вторичного напряжения (6—10 кВ) ГПП и ПГВ (рис. 26, а) вызывает значительное конструктивное усложнение и удорожание электрической и строительной частей подстанций. Поэтому в большинстве случаев применяются схемы с групповыми реакторами (рис. 26, б), устанавливаемыми в цепях вторичного напряжения трансформаторов.

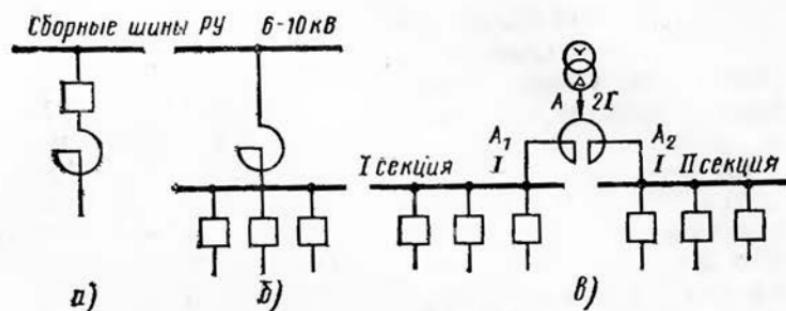


Рис. 26. Схемы с реакторами:

a — индивидуальным; *b* — групповым; *c* — расщепленным

личного напряжения трансформаторов, на вводах питающих линий, на отходящих линиях или на ответвлениях от шинных магистралей. Получили распространение также схемы с расщепленными (сдвоенными) групповыми реакторами (рис. 26, в), однако в последнее время в связи с имевшими место авариями применение этих схем ограничивается (см. § 6).

Расщепленные реакторы в отличие от обычных имеют две ветви и три вывода: два крайних A_1 и A_2 , рассчитанных каждый на ток I , и средний A , рассчитанный на ток $2I$. Ветви реактора магнитно связаны и расположены одна над другой, направление витков обмоток одинаковое. При равных токах I в обеих ветвях падение напряжения в одной ветви составит

$$\Delta U = \omega L I - \omega M I,$$

где M — взаимная индуктивность.

Следовательно, если индуктивное сопротивление обычного реактора равно индуктивному сопротивлению ветви расщепленного реактора, то потери напряжения в каждой ветви будут примерно в 2 раза меньше, чем потери в обычном реакторе. В этом основное преимущество расщепленных реакторов.

При использовании расщепленных реакторов необходимо равномерно распределять нагрузки между их ветвями. Пример применения групповых реакторов на крупных ГПП приведен на рис. 13.

Применение трансформаторов с расщепленными обмотками также способствует ограничению тока КЗ, так как они имеют повышенное напряжение КЗ, что при определенных условиях позволяет отказаться от реактирования. Трансформатор с расщепленной обмоткой имеет две (или более) обмотки на вторичном напряжении. Эти обмотки рассчитаны на 50 % номинальной мощности трансформатора (рис. 27). Ветви расщепленной обмотки независимы друг от друга, не связаны электрически и имеют только магнитную связь. Одной из основных характеристик трансформатора с расщепленной обмоткой является так называемый коэффициент расщепления K_p . Он определяется по формуле, приведенной в [1], как отношение сопротивления между расщепленными обмотками к сквозному сопротивлению трансформатора.

Искусственное ограничение тока КЗ не применяется в случае, если он не является определяющим фактором при выборе элементов системы электроснабжения. Так, например, сечение кабелей или токопроводов, выбранное по экономической плотности тока, по нагрузке при рабочем или послеаварийном режиме или же по другим показателям, иногда превосходит сечение, необходимое по току КЗ.

В том случае, если питание ударных и спокойных нагрузок производится от общих трансформаторов, нецелесообразно устанавливать на всех линиях мощные дорогие выключатели, так как большинство линий обычно питает спокойную нагрузку; в то же время нельзя ограничивать мощность КЗ на линиях с ударной нагрузкой, чтобы не увеличивать колебания напряжения, недопустимые для спокойных нагрузок.

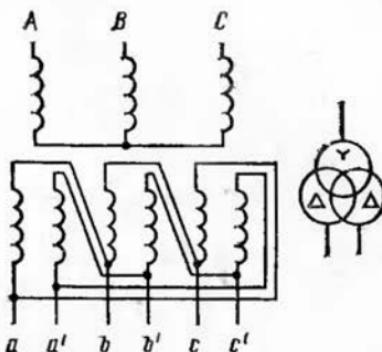


Рис. 27. Трехфазный трансформатор с расщепленными обмотками низшего напряжения

В этих случаях применяют схему, представленную на рис. 28. В ней не предусмотрено реактирование на вводах от трансформаторов и на линиях к мощным статическим преобразователям, чтобы не увеличивать индуктивность цепей и снизить толчки реактивной мощности, вызываемые резкопеременными нагрузками. На этих присоединениях применены мощные выключатели 1, так

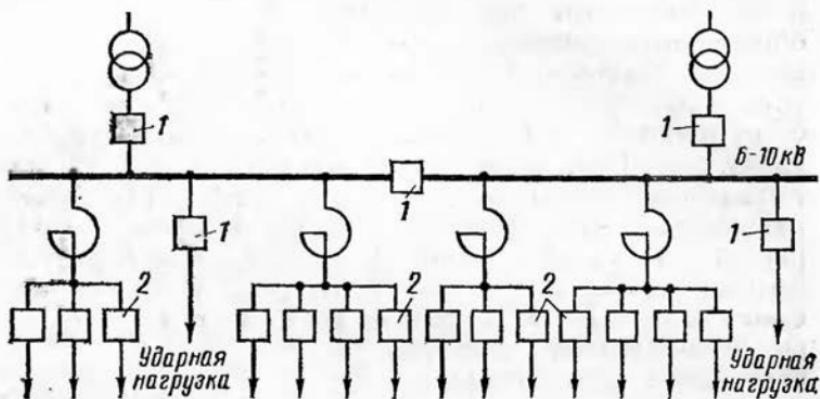


Рис. 28. Схема коммутации при наличии ударных и спокойных нагрузок

как по ним проходят большие токи КЗ. На всех прочих отходящих линиях применено групповое реактирование и обычные сетевые выключатели 2 с отключающей мощностью до 350 МВ·А. Это одно из возможных решений при выборе выключателей в сетях, питающих спокойные и резкопеременные ударные нагрузки.

Значение токов КЗ в сетях промышленных предприятий определяется с учетом подпитки места КЗ от электродвигателей. Эта подпитка на крупных предприятиях некоторых отраслей промышленности достигает значительных величин. Ввиду быстродействия современных защит подпитка от синхронных двигателей учитывается как в величине ударного, так и отключаемого токов. Учет подпитки производится при наиболее неблагоприятном режиме. Дело в том, что при значительной мощности подключенных синхронных двигателей наибольшая подпитка может иметь место не при нормальном режиме ГПП или ПГВ, когда секции шин 6—10 кВ работают раздельно от своих трансформаторов или линий, а при послеаварийном режиме, при ревизии или ремонте од-

ного из трансформаторов или одной из питающих линий, когда секционный выключатель включен и вся нагрузка перешла на оставшийся в работе трансформатор или линию.

При определении тока КЗ в электросетях до 1 кВ учитываются все, даже очень небольшие сопротивления включенных элементов короткозамкнутой сети — не только индуктивные, но и активные. Последние при этом напряжении оказывают значительное влияние на значение тока КЗ. Нужно учитывать также активные сопротивления всех переходных контактов короткозамкнутой цепи: на шинах, присоединениях к аппаратам и, наконец, в месте КЗ. Переходные сопротивления в месте КЗ имеют существенное значение, так как этот контакт почти никогда не является плотным и совершенным. Однако точный учет всех этих многочисленных сопротивлений затруднителен, так как трудно учесть все число упомянутых последовательных контактов в цепи КЗ и значения их переходных сопротивлений.

Поэтому при определении токов КЗ в сетях, питаемых трансформаторами мощностью до 1600 кВ·А включительно, суммарные активные сопротивления контактов учитываются следующими значениями:

0,015 Ом для распределительных устройств на станциях и подстанциях;

0,02 Ом для первичных цеховых распределительных пунктов, как и на зажимах аппаратов, питаемых радиальными линиями от щитов подстанций или главных магистралей;

0,025 Ом для вторичных цеховых распределительных пунктов, как и на зажимах аппаратов, питаемых от первичных распределительных пунктов;

0,03 Ом для аппаратуры, установленной непосредственно у электроприемников, получающих питание от вторичных распределительных пунктов.

Для сетей, питаемых трансформаторами мощностью более 1600 кВ·А, значения активных сопротивлений подлежат уточнению.

Эти активные сопротивления значительно снижают токи КЗ в сетях до 1 кВ и облегчают выбор аппаратов при мощных цеховых трансформаторах (1000, 1600 и 2500 кВ·А). Однако применять эти «условные» сопротивления нужно весьма осмотрительно и учитывать кон-

крайние условия данной электроустановки, в частности параметры цепи КЗ и ответственность объекта.

Допускается выбор аппарата защиты по величине однофазной предельной коммутационной способности (ОПКС) по ГОСТ на выключатели автоматические на ток до 4000 А и напряжение до 1 кВ. Допускается также аппараты защиты выбирать неустойчивыми к теоретически возможным наибольшим токам КЗ, если защищающий их групповой аппарат или аппарат ближайшей вышележащей ступени защиты обеспечивает мгновенное отключение тока КЗ, значение которого меньше значения тока, соответствующего ОПКС каждого из группы неустойчивых аппаратов, и если такое (неселективное) отключение всей группы аппаратов не грозит аварией, порчей дорогостоящего оборудования и материалов или длительным расстройством технологического процесса.

В заключение необходимо отметить, что по мере удаления от подстанции токи КЗ сильно снижаются.

11. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Мероприятия по компенсации реактивной мощности приобретают в современных условиях все возрастающее значение. Они являются одним из эффективных средств, направленных на решение важнейшей народнохозяйственной задачи — экономии топливно-энергетических ресурсов.

Компенсация реактивной мощности обеспечивает разгрузку генераторов электростанций, питающих и распределительных сетей и трансформаторов от реактивных токов и тем самым уменьшение потерь мощности, электроэнергии и напряжения в линиях и трансформаторах и, следовательно, увеличение их пропускной способности.

Остановимся кратко на физической сущности реактивной мощности и возможности ее компенсации.

Проблема появления и компенсации реактивной мощности возникает только в сетях переменного тока. Известно, что прохождение переменного тока всегда сопровождается возникновением переменного, пульсирующего с частотой тока магнитного потока. Пульсация (изменение) магнитного потока неизбежно сопровождается индуцированием электродвижущей силы самоиндукции, действие которой всегда направлено против изменений тока, проходящего в электри-

ческой цепи. Это и является индуктивной нагрузкой \bar{X}_L , вызывающей отставание во времени изменений переменного тока I от изменений переменного напряжения U на так называемый угол сдвига фаз φ . На рис. 29 приведена векторная диаграмма мгновенных значений напряжения и тока в цепи переменного тока с индуктивной нагрузкой.

Индуктивная нагрузка, вызываемая явлением самоиндукции, в цепи переменного тока всегда имеет место, так как для прохождения переменного тока проводники цепи представляют не только активное R , но и индуктивное X_L сопротивления. Основное индуктивное сопротивление или индуктивную нагрузку в сетях переменного тока представляют машины и аппараты, действие которых основано на использовании магнитного потока: трансформаторы, реакторы, электродвигатели, индукционные электрические печи и т. п. Они и являются основными потребителями индуктивной, или, как принято называть, реактивной, мощности Q .

Таким образом, в сети переменного тока имеются потребители активной P и реактивной Q мощности. Потребителями активной мощности являются потребители, предназначенные для преобразования энергии электрического тока в механическую работу (электродвигатели), в тепло (электрические печи, нагревательные приборы), в свет (источники света), в химические реакции (электролиз, гальваника). Активная мощность выражается формулой для однофазного тока

$$P = UI \cos \varphi$$

и для трехфазного тока

$$P = \sqrt{3} UI \cos \varphi.$$

Из рис. 29 видно, что $I \cos \varphi = I_a$, где I_a представляет собой активную составляющую полного тока I , совпадающую по фазе с напряжением сети U , а $I \sin \varphi = I_p$, где I_p — реактивная составляющая тока, отстающая от напряжения сети на угол 90° .

Реактивная мощность Q в цепи переменного тока необходима для создания магнитного потока в трансформаторах, электродвигателях и других потребителях, а также для преодоления индуктивного сопротивления проводников цепи переменного тока. При отсутствии устройств для компенсации реактивной мощности ее вынуж-

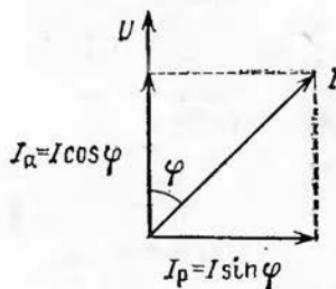


Рис. 29. Сдвиг фаз между напряжением и током в цепи переменного тока

дены давать генераторы электрических станций. Но так как обмотка генераторов рассчитана из условий допустимого нагрева на определенную силу тока, а механическая часть генераторов и первичных двигателей — на определенную активную мощность, то наличие в сети реактивной мощности и, следовательно, реактивного тока I приводит, с одной стороны, к недонаполнению обмотки генераторов по активному току и, следовательно, к недонаполнению генераторов и первичных двигателей по активной мощности, на которую они рассчитаны, а с другой — реактивная составляющая тока,

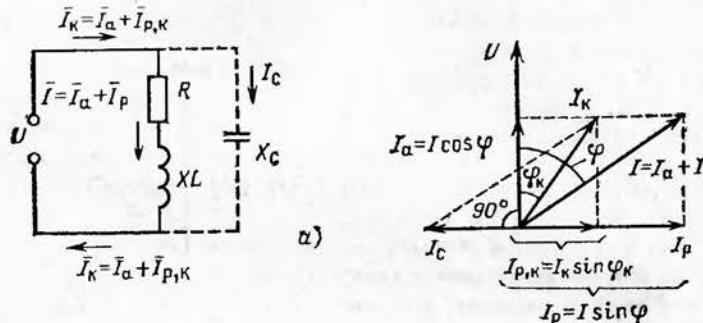


Рис. 30. Принцип компенсации реактивной мощности:
а — схема; б — векторная диаграмма

проходя по всем элементам сети от генераторов до потребителей, вызывает дополнительные потери мощности, электроэнергии и напряжения.

Реактивная мощность Q , потребление которой обусловлено наличием переменных магнитных полей, сама по себе не требует для ее покрытия увеличения мощности первичных двигателей генераторов электрических станций. Этим и объясняется возможность компенсировать потребление реактивной мощности с помощью источников реактивной мощности (ИРМ), включаемых в сеть в местах ее потребления. Тем самым генераторы электростанций и все элементы сети разгружаются от прохождения реактивных токов.

Рассмотрим схему и векторную диаграмму, представленные на рис. 30. На рис. 30, а сплошными линиями показана схема питания от сети напряжением U электроприемника, имеющего активное сопротивление R и индуктивное (реактивное) сопротивление X_L . В такой электрической цепи ток I вследствие наличия индуктивной нагрузки X_L будет отставать от напряжения U на угол φ (см. рис. 30, б). Величина угла φ тем больше, чем больше индуктивная нагрузка X_L .

Угол φ определяется соотношением величин активной R и реактивной X_L нагрузок, при этом

$$\cos \varphi = \frac{R}{R+X_L}; \quad \sin \varphi = \frac{X_L}{R+X_L};$$

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{\sin \varphi}{\cos \varphi} = \frac{X_L}{R}.$$

При отсутствии индуктивной нагрузки, т. е. при $X_L=0$, или при полной компенсации угол $\varphi=0^\circ$ и, следовательно, $\cos \varphi=1$, а $\sin \varphi=0$ и при этом активная мощность $P=UI \cos \varphi=UI$, а реактивная $Q=UI \sin \varphi=0$. Задачей компенсации реактивной мощности является проведение таких мероприятий, при осуществлении которых реактивная мощность, потребляемая из сети питания, была бы равна нулю или близка к нулю. Это достигается включением в цепь емкостного сопротивления (на рис. 30, а показано пунктиром), которое само является источником или генератором реактивной мощности. Таким образом, если источник реактивной мощности X_C будет генерировать реактивную мощность Q_C , равную потребляемой индуктивной нагрузкой реактивной мощности Q_p , то потребление реактивной мощности из питающей сети прекратится, при этом $Q_p=Q_C$, а $Q_p-Q_C=0$.

Ток, потребляемый из сети, в схеме, изображенной на рис. 30, а, будет содержать активную I_a и реактивную I_p составляющие и будет равен их геометрической сумме (рис. 30, б). При этом $I_a=I \cos \varphi$; $I_p=I \sin \varphi$. В соответствии с этим активная мощность, потребляемая из сети, $P=UI \cos \varphi$ и реактивная мощность $Q=UI \sin \varphi$, следовательно, полная потребляемая мощность, равная их геометрической сумме, определяется как: $S=\bar{P}+\bar{Q}$, или $S=\sqrt{P^2+Q^2}$.

При включении в схему параллельно электроприемнику емкости с сопротивлением X_C , которая в силу своих физических свойств создает в цепи емкостный ток I_C , опережающий напряжение на угол 90° , происходит частичная компенсация реактивной мощности, потребляемой индуктивным сопротивлением X_L (рис. 30, б). При этом ток I_K , потребляемый из сети, после подключения компенсирующей емкости с сопротивлением X_C уменьшается, так как он в этом случае будет равен геометрической сумме $I_K=I_a+I_{p,K}$, где $I_{p,K}=I_p-I_C$.

В случае полной компенсации $I_p=I_C$ и, следовательно, $I_{p,K}=0$, ток, потребляемый из сети, будет содержать только активную составляющую, т. е. $I_K=I_a$. В этом случае из сети будет потребляться только активная мощность. В реальных условиях обычно полная компенсация реактивной мощности не осуществляется, а потребляе-

мая из сети энергосистемы реактивная мощность при включении в сеть потребителя источников реактивной мощности снижается до значения, заданного энергосистемой.

Мощность компенсирующих устройств $Q_{k,max}$, которая должна быть установлена на предприятии с присоединенной мощностью 750 кВ·А и более, определяется по формуле

$$Q_{k,max} = Q_{n1} - Q_{e,max}, \quad (22)$$

где Q_{n1} — фактическая реактивная нагрузка предприятия (получасовой максимум) в часы максимума нагрузки энергосистемы ($Q_{n1}=k_{n1}Q_{n,max}$, где k_{n1} — коэффициент несовпадения максимальной расчетной реактивной нагрузки $Q_{n,max}$ с максимумом активной нагрузки энергосистемы); $Q_{e,max}$ — экономически обоснованное значение реактивной мощности, которая может быть передана из сети энергосистемы в часы максимума ее активной нагрузки в сеть предприятия (задается энергосистемой).

Для промышленных предприятий с присоединенной мощностью менее 750 кВ·А мощность компенсирующих устройств Q_k задается энергосистемой.

Для стимулирования мероприятий по компенсации реактивной мощности Минэнерго СССР установлены скидки и надбавки к тарифу за электроэнергию, зависящие от выполнения степени компенсации заданной энергосистемой.

Установки жилых и общественных зданий с расчетной активной нагрузкой на каждом вводе менее 250 кВт не требуют компенсации реактивной мощности.

Средства компенсации. С целью уменьшения потребления реактивной мощности на действующих предприятиях инструкцией [3] предлагается проводить следующие мероприятия:

соответствующее регулирование технологического процесса производства и прежде всего в часы максимума активной нагрузки энергосистемы;

ограничение холостой работы асинхронных двигателей, сварочных трансформаторов и других электроприемников путем применения ограничителей холостого хода;

замену или отключение в часы малых нагрузок трансформаторов, загруженных менее чем на 30 % номиналь-

ной мощности, если это допустимо по условиям режима работы сети и электроприемников;

замену загруженных менее чем на 60 % асинхронных двигателей двигателями меньшей мощности при условии технико-экономического обоснования и практической возможности такой замены;

замену, допускаемую по условиям работы электропривода, асинхронных двигателей синхронными при наличии технико-экономического обоснования этой замены.

Эти указания необходимо учитывать с целью снижения затрат на установку специальных компенсирующих устройств. С этой же целью должны учитываться естественные источники реактивной мощности, которыми являются кабельные и воздушные линии электрических сетей.

К специальным дополнительно устанавливаемым средствам компенсации относятся: синхронные компенсаторы (СК), конденсаторные установки (КУ), вентильные установки со специальным регулированием и др.

При выборе средств компенсации должны учитываться: потери реактивной мощности в элементах сети и реактивная мощность, генерируемая воздушными линиями, токопроводами и кабельными линиями с nominalным напряжением выше 20 кВ, а также кабельными линиями 6—20 кВ значительной протяженности (эта мощность пропорциональна длине линии и квадрату напряжения); целесообразная степень использования реактивной мощности генераторов местных электростанций и синхронных двигателей для сетей 6—20 кВ, а также сетей напряжением до 1 кВ. При этом должна быть проверена возможность уменьшения числа и мощности трансформаторов, сечений проводов и кабелей. Должен осуществляться также выбор способа управления компенсирующими устройствами (ручное или автоматическое) и параметра регулирования (по напряжению, реактивной мощности, времени и т. д.).

Наиболее целесообразным и экономичным является размещение средств компенсации в электрической сети по возможности в непосредственной близости от потребляющих реактивную мощность электроприемников.

В электрических сетях промышленных предприятий в качестве основного средства компенсации реактивной мощности применяются батареи конденсаторов (БК) для повышения коэффициента мощности в виде комплектных

конденсаторных установок (ККУ) напряжением до 1 кВ и выше. К преимуществам БК относятся: простота, относительно малая стоимость, недефицитность материалов, малые собственные потери активной мощности. Недостатками БК являются: невозможность плавного регулирования отдаваемой реактивной мощности, пожароопасность (масляное заполнение бака), наличие остаточного заряда.

В сетях с электроприемниками, имеющими резкопеременный режим работы (установки дуговых печей, прокатных станов, электросварки), принимаются меры, обеспечивающие снижение влияния толчковой нагрузки до необходимого уровня, предусматриваются устройства динамической и статической компенсации реактивной мощности (УДК) с использованием прямого и косвенного методов компенсации с быстродействующими системами управления.

При выборе мощности БК учитывают располагаемую суммарную реактивную мощность всех синхронных двигателей (СД) в сети предприятия. Синхронные двигатели генерируют реактивную мощность при полезной нагрузке на валу, позволяют путем регулирования возбуждения осуществлять в широких пределах изменение отдаваемой в сеть реактивной мощности и в необходимых случаях применять форсировку возбуждения. Синхронные двигатели повышают устойчивость работы сети; они менее чувствительны к колебаниям напряжения в сети, чем БК. При совместном применении для компенсации реактивной мощности СД и БК первые снимают пики суточного графика реактивной нагрузки, а БК осуществляют компенсацию базовой части графика.

Использование в качестве источников реактивной мощности (ИРМ) генераторов местной электростанции экономически целесообразно, когда это не требует увеличения числа или сечения питающих линий, числа и мощности трансформаторов для передачи реактивной мощности от генераторов.

Синхронные компенсаторы применяются при больших мощностях компенсирующих устройств, на узловых подстанциях, имеющих районное значение, а также в некоторых случаях на крупных электропечных установках (дуговых и руднотермических). Основным преимуществом СК является возможность быстродействующего автоматического регулирования реактивной мощности, от-

даваемой в сеть, что особенно важно для регулирования уровня напряжения.

Распределение средств компенсации производится с учетом того, что наибольший экономический эффект от снижения потерь электроэнергии достигается при их размещении в непосредственной близости от потребляющих реактивную мощность электроприемников. При этом передача реактивной мощности из сети 6—35 кВ в сеть напряжением до 1 кВ, как правило, оказывается экономически невыгодной, если это приводит к увеличению числа или мощности цеховых трансформаторов. Место установки КУ в сетях до 1 кВ определяется с учетом требований регулирования напряжения сети или регулирования реактивной мощности. Размещение ККУ на стороне 6—10 кВ цеховых подстанций не рекомендуется.

Суммарная мощность компенсирующих устройств, которая должна быть установлена в сети предприятия, определяется по (22), а суммарная мощность нерегулируемых компенсирующих устройств по формуле

$$Q_{\kappa, \min} = Q_{n2} - Q_{\vartheta, \min}, \quad (23)$$

где Q_{n2} — расчетная реактивная нагрузка предприятия в часы минимума активной нагрузки энергосистемы; $Q_{\vartheta, \min}$ — входная реактивная мощность, которая может быть передана в сеть предприятия из сети энергосистемы в часы ее наименьшей активной нагрузки.

Нерегулируемые конденсаторные батареи на напряжение 380—660 В обычно устанавливаются на цеховых распределительных пунктах или присоединяются к магистральным шинопроводам, если этому не препятствует окружающая среда. Это обеспечивает лучшее использование конденсаторов, чем при индивидуальной компенсации, и разгружает питающую сеть и трансформаторы цеховых подстанций. Место установки регулируемых конденсаторных батарей в сетях напряжением до 1 кВ выбирается с учетом требований регулирования напряжения или реактивной мощности. Централизованная установка конденсаторов 380—660 В на цеховых подстанциях нецелесообразна, так как она не обеспечивает снижения потерь в сети до 1 кВ. Она может явиться вынужденной в тех случаях, когда размещение конденсаторов в цехе недопустимо по условиям пожарной безопасности и в то же время имеется необходимость в разгрузке силового трансформатора на подстанции. В этих

случаях нужно произвести уточнение целесообразной мощности конденсаторов напряжением до 1 кВ по сравнению с конденсаторами напряжением выше 1 кВ. При выборе цеховых КБ следует стремиться, чтобы их мощность была близка к реактивным нагрузкам цехового РП, к которому присоединена эта батарея, так как это дает наибольший экономический эффект от снижения потерь энергии в сети.

Распределение мощностей конденсаторов в радиальной сети (рис. 31, а) производится по формуле

$$Q_{ki} = Qr_s/r_i,$$

где Q_{ki} — искомая реактивная мощность БК в данном пункте, Мвар; Q — суммарная распределяемая реактив-

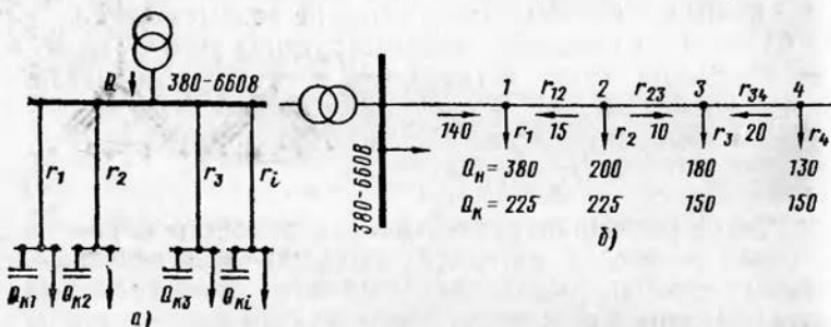


Рис. 31. Распределение мощности конденсаторов в сетях до 1 кВ:
а — при радиальной схеме; б — при магистральной схеме

ная мощность, Мвар; r_i — сопротивление радиальной линии, питающей данный пункт, Ом; r_s — эквивалентное сопротивление сети, Ом, определяемое по формуле

$$r_s = \frac{1}{\frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} + \frac{1}{r_3} + \dots + \frac{1}{r_i}}.$$

На рис. 31, б приведен пример распределения реактивных нагрузок Q_h и мощностей конденсаторов Q_k при присоединении их к магистральному токопроводу 380 В. Если нельзя пренебречь потерями электроэнергии в ответвлениях от магистрали, то определение эквивалентного сопротивления r_s производится по формуле сложения двух параллельно соединенных сопротивлений. Так,

например, эквивалентное сопротивление в узловой точке 3 определяется по формуле

$$r_{33} = \frac{r_3(r_{31} + r_4)}{r_3 + r_{31} + r_4}.$$

Для небольших электроустановок, присоединяемых к действующим сетям 6—10 кВ, как правило, экономически целесообразна полная компенсация реактивной мощности на вторичном напряжении до 1 кВ.

Не рекомендуется чрезмерное разукрупнение БК в сетях до 1 кВ и выше 1 кВ, так как это приводит к значительному увеличению удельных затрат на отключающую аппаратуру, измерительные приборы, конструкции на 1 кварт установленной мощности батареи. Единичную мощность БК на напряжение 6—10 кВ не рекомендуется принимать менее 400 кварт, если присоединение выполняется с помощью отдельного выключателя (рис. 32, а).

В сетях 380 В не рекомендуется уменьшать мощность конденсаторных батарей до значения менее 30 кварт. Если расчетная мощность БК на отдельных участках получается менее указанных значений, то конденсаторы на них не устанавливаются, а полученная по расчету мощность конденсаторов перераспределяется между близко расположенным более мощными батареями путем пропорционального увеличения их мощности.

Схемы присоединения БК в сетях напряжением выше 1 кВ приведены на рис. 32, в сетях напряжением до 1 кВ — на рис. 33. Число секций зависит от требуемого количества ступеней регулирования. На относительно крупных конденсаторных установках или при необходимости регулирования реактивной мощности применяются секционированные схемы. На рис. 34 показана экономичная секционированная схема с тремя конденсатор-

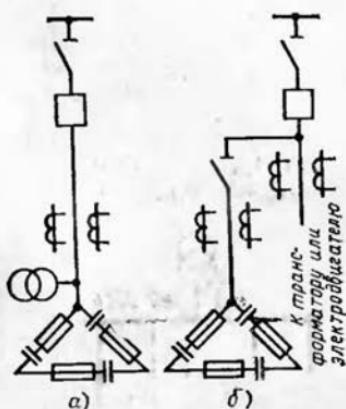


Рис. 32. Присоединение конденсаторных батарей в сетях 6—10 кВ:

а — к сборным шинам через выключатель; б — через общий выключатель с трансформатором или электродвигателем

ными батареями на каждой секции. Каждая секция присоединена к шинам через выключатель Q_1 , рассчитанный на отключение полной мощности короткого замыкания. Выключатели же Q_2 в цепях конденсаторных батарей не

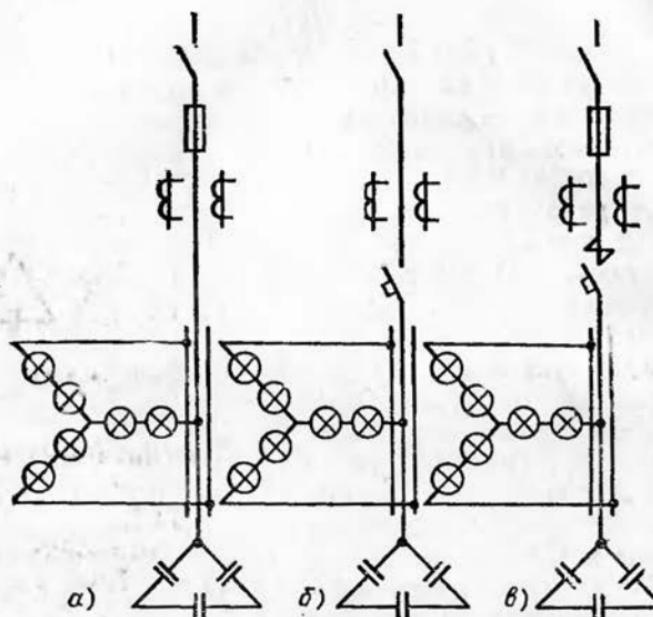


Рис. 33. Присоединение конденсаторных батарей в сетях 0,38—0,66 кВ:

a — через рубильник и предохранитель; *b* — через автоматический выключатель; *c* — через рубильник, предохранитель и контактор

рассчитаны на это и служат лишь для переключений при автоматическом регулировании конденсаторной установки. При аварии на какой-либо батарее сначала отключается выключатель Q_1 , затем подается импульс на отключение выключателя Q_2 поврежденной части, после чего вновь включается выключатель Q_1 и восстанавливается питание оставшихся батарей данной секции. В качестве выключателей Q_2 рекомендуется вакуумный выключатель, рассчитанный на большое число операций.

При оперировании с конденсаторными батареями возникают перенапряжения и броски тока, в особенности при включении на параллельную работу с другими батареями или секциями. Необходимы специальные быстро действующие выключатели, имеющие повышенную изно-

соустойчивость контактной и механической частей, рассчитанные на такие броски и допускающие частые переключения. При применении обычных выключателей на напряжение 6—10 кВ, а также автоматических выключ-

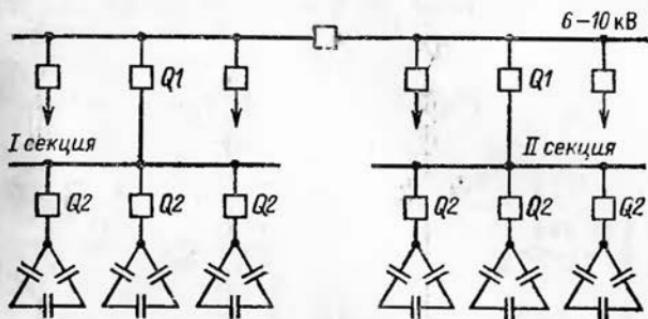


Рис. 34. Секционированная схема конденсаторной батареи

чателей и контакторов 380 В, не рассчитанных на чисто емкостную нагрузку, их следует выбирать с запасом по номинальному току не менее чем на 30 %.

Защита БК выбирается с учетом отстройки от токов включения и разряда конденсаторов. При защите БК предохранителями ток плавкой вставки i_b , А, определяется по формуле

$$i_b \leq 1,6n \frac{Q_k}{\sqrt{3}U_n},$$

где n — общее количество конденсаторов БК (во всех фазах), шт.; Q_k — номинальная мощность одного однофазного конденсатора, кв; U_n — линейное напряжение, кВ.

При защите автоматическими выключателями последние должны иметь комбинированные расцепители. Уставка тока i_y , выбираемая исходя из перегрузочной способности конденсаторов, не должна превышать 130 % $I_{nom,k}$. Она определяется по формуле

$$i_y \leq 1,3n \frac{Q_k}{\sqrt{3}U_n}.$$

При наличии в сетях высших гармоник следует проверять вероятность перегрузки конденсаторов по току в резонансных или близких к ним режимах и предусмат-

ривать мероприятия по предотвращению резонансных явлений (см. гл. 6).

Для быстрого разряда конденсаторов после их отключения применяются индуктивные или активные разрядные резисторы, подключаемые параллельно конденсаторной батарее (рис. 35), с сопротивлением

$$R = 15 \frac{U_{\Phi}^2}{Q_k} 10^6,$$

где U_{Φ} — фазное напряжение сети, кВ; Q_k — мощность конденсаторной батареи, квар.

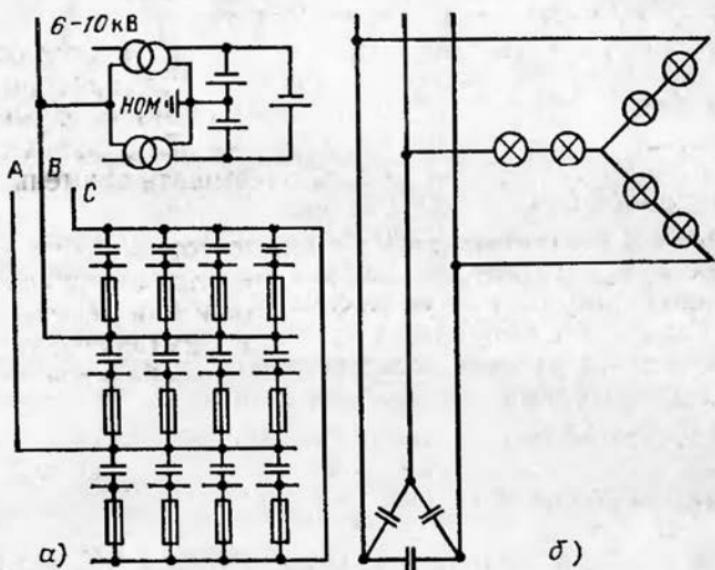


Рис. 35. Схемы разряда конденсаторной батареи:
а — при напряжении 6—10 кВ; б — при напряжении 380—220 В

Регулирование мощности компенсирующих устройств способствует улучшению общего режима работы системы электроснабжения и повышению качества электроэнергии, особенно при большой неравномерности графика нагрузки. При включении конденсаторов мощностью Q_k напряжение в этой точке сети будет повышаться на величину ΔU , при отключении Q_k будет понижение напряжения, кВ:

$$\pm \Delta U = \frac{Q_k x}{U} 10^{-3}, \text{ или, \%}, \quad \pm \Delta U \% = \frac{Q_k x}{10U^2},$$

где U — междуфазное напряжение, кВ; x — реактивное сопротивление сети от данной точки до источника.

Конденсаторная батарея автоматически включается, когда напряжение становится ниже номинального, и отключается, когда оно вновь выше номинального. В результате такого регулирования напряжение не выходит за нормированные пределы $\pm 5\%$.

В первую очередь используется автоматическое регулирование возбуждения синхронных электродвигателей, а затем уже предусматривается частичное регулирование мощности БК в зависимости от характера суточного графика нагрузки предприятия. При трехсменной работе с ровным графиком нагрузки, а также на мелких односменных предприятиях регулирование, как правило, не применяется, так как в этом нет необходимости. Суммарная мощность нерегулируемых частей БК, определяемая по формуле (23), не должна превышать наименьшую реактивную нагрузку предприятия.

Регулирование мощности конденсаторных установок может быть автоматическое, ручное или диспетчерское с использованием средств телемеханики или телефонной связи. Оно может осуществляться по напряжению, реактивной мощности, времени суток и комбинированным схемам.

В настоящее время в большинстве случаев можно рекомендовать схемы автоматического регулирования реактивной мощности по напряжению. Применяется также схема автоматического регулирования по времени суток с коррекцией по напряжению (рис. 36). Принцип действия этой схемы заключается в том, что если после включения БК действием электровторичных часов (ЭВЧС) в заданное время суток напряжение будет повышенное, реле KV вновь отключит батарею, и наоборот, если ЭВЧС в заданное время отключит БК, а напряжение на данном участке сети будет пониженное, то реле KV включит БК, не дожидаясь заданного времени на ЭВЧС. Следовательно, реле KV вводит корректиры в работу ЭВЧС в зависимости от напряжения.

На рис. 37 приведен пример суточного графика реактивной мощности при регулировании по напряжению. Конденсаторная установка автоматически включается, когда напряжение становится ниже номинального, и отключается, когда оно вновь выше номинального. В ре-

зультате такого регулирования напряжение не выходит за нормированные пределы $\pm 5\%$.

Напряжение в точке присоединения конденсаторной батареи зависит не только от нагрузки, питаемой от данного пункта, но и от нагрузок других потребителей данного энергоснабжающего узла, а также от мероприятий по регулированию напряжения, проводимых энергетической системой или предприятием, например применение трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой, позволяющее максимально уменьшить потери в питающих сетях предприятия.

Поэтому регулирование по напряжению может дать существенные результаты только в случае, если в этом

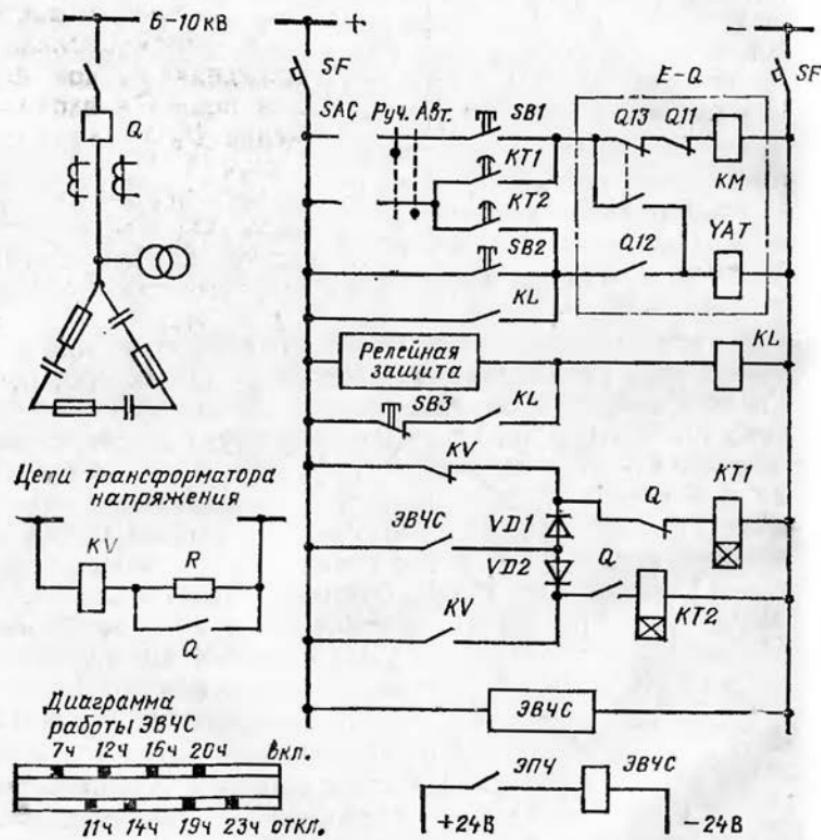
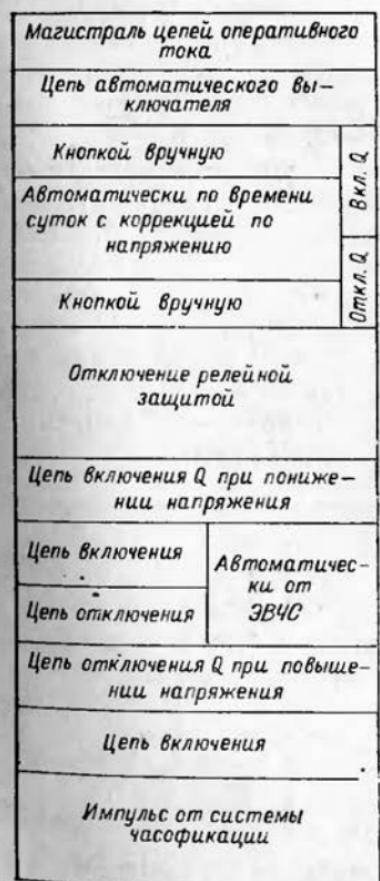


Рис. 36. Схема одноступенчатого автоматического регулирования времени суток с коррекцией по напряжению

мероприятия будут согласованно участвовать все конденсаторные батареи, работающие в данной сети (или большая их часть). Следовательно, решение об установке регулируемой в функции от напряжения конденсаторной батареи должно приниматься с обязательным учетом всех вышеупомянутых обстоятельств по согласованию с энергосистемой.

На рис. 38 показана принципиальная схема регулирования, предусмотренная в комплектных конденсаторных батареях серии УК с применением автоматического регулятора «Аркон», которая позволяет осуществлять регулирование по напряжению, либо по напряжению с коррекцией по току нагрузки и углу между ними. Устройство «Аркон» состоит из



командного и программного блоков. При регулировании по напряжению на командный блок подается входное напряжение U_b и напряжение питания U_p . При регулировании же с коррекцией по току нагрузки, кроме того, подается ток свободной фазы с трансформатора тока ввода $I_{t,11}$ (или же $I_{t,11}$ и $I_{t,12}$) и ток $I_{t,13}$ от трансформатора тока БК. Командный блок 1 в соответствии с полученным входным сигналом подает программному блоку 2 команду на включение или отключение секции 3.

Компенсация реактивной мощности электроприемников с резкопеременной нагрузкой. Регулируемые вентильные преобразователи, дуговые электропечи, крупные электросварочные агрегаты, некоторые специальные электроустановки получают все большее применение на промышленных предприятиях. Такие электроприемники

предъявляют к устройствам компенсации особые требования, значительно отличающиеся от тех, которые приведены выше для сетей со спокойными нагрузками. Необходимо осуществлять компенсацию постоянной и переменной составляющих реактивной мощности. Первое требуется для улучшения коэффициента мощности и уменьшения отклонения напряжения в питающей сети.

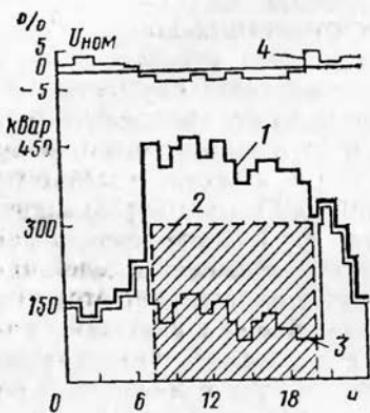


Рис. 37. Суточный график при регулировании конденсаторных батарей по напряжению:

1 — потребляемая реактивная мощность; 2 — компенсируемая реактивная мощность; 3 — реактивная мощность после компенсации; 4 — изменение напряжения

Второе нужно для уменьшения колебаний напряжения. Необходимы быстродействующие компенсирующие устройства, способные регулировать реактивную мощность в соответствии с размахами ее изменения. Необходимое быстродействие таких устройств лежит в диапазоне 100—2000 Мвар/с. Появление высших гармоник тока и напряжения при работе вентильных преобразователей ограничивает применение конденсаторов для компенсации постоянной составляющей реактивной мощности, так как вызывает значительные перегрузки конденсаторных батарей.

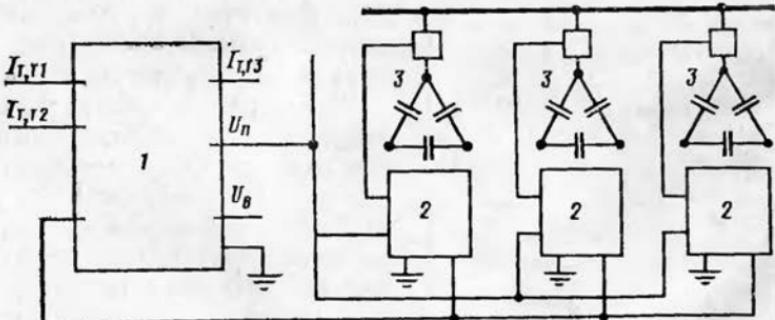


Рис. 38. Принципиальные схемы регулирования УК при помощи устройства «Аркон»:

1 — командный блок; 2 — приставки программного блока; 3 — секции регулируемой УК

Выбор компенсирующих устройств при резкопеременной нагрузке производится при проектировании электроснабжения на базе графиков активной и реактивной нагрузок, построенных расчетным путем или по результатам замеров на работающих предприятиях. По этим графикам определяются размахи колебаний реактивной мощности и скорости ее нарастания и спада.

12. УПРАВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕМ

В настоящее время на крупных предприятиях предусматриваются централизованное (диспетчерское) управление и контроль за работой системы электроснабжения. Подстанции и другие электроустановки, входящие в систему, оборудуются средствами автоматики, а диспетчерская служба — средствами связи, управления и контроля. В необходимых случаях для указанных целей применяются средства телемеханики. Задача решается комплексно для всех видов энергоснабжения, включая водо-, паро-, воздухо- и газоснабжение с применением взаимосвязанных средств автоматики и телемеханики, образующих автоматизированную систему управления энергоснабжением (АСУЭ).

Повышение уровня автоматизации и телемеханизации управления системой электроснабжения обеспечивает наиболее рациональный режим работы электрооборудования и электросетей. Повышаются надежность и бесперебойность электроснабжения, так как уменьшается число ошибочных операций, сокращается число аварий, уменьшается время отыскания места аварии и ее ликвидации и, следовательно, сокращается время простоя оборудования; уменьшается численность обслуживающего персонала, достигается экономия электроэнергии. Все это в конечном итоге способствует удешевлению выпускаемой предприятием продукции и повышению ее качества.

В последние годы на крупных промышленных предприятиях начинают все шире внедряться автоматизированные системы управления энергоснабжения, являющиеся, в свою очередь, составной частью комплексных автоматизированных систем управления предприятием (АСУП). Введение автоматизированных систем управления, оснащенных средствами вычислительной техники и современной аппаратурой, позволяет устанавливать

оптимальные режимы электроснабжения и электропотребления, способствует интенсификации производства современного промышленного предприятия, улучшению его экономических показателей.

При выборе вида управления предпочтение следует отдавать автоматическому управлению перед телемеханическим.

Наибольший технический и экономический эффект может быть получен лишь при рациональном сочетании автоматизации и телемеханизации.

На телемеханизированных и автоматизированных объектах, в том числе работающих без постоянного дежурного персонала, предусматривается также местное управление для осмотра, опробования и ревизии электрооборудования. При переводе объекта на местное управление исключается возможность других видов управления.

Диспетчеризация. Телемеханизация (рис. 39, 40). В системах централизованного управления электроснабжением на предприятиях передача информации осуществляется, как правило, с помощью средств телемеханики. Телемеханизация должна обеспечивать отображение на диспетчерском пункте состояния и положения основных элементов системы электроснабжения; передачу на диспетчерский пункт предупредительных и аварийных сигналов, управление основными элементами системы. Объем телемеханизации должен быть минимально необходимым при данном уровне автоматизации.

Телеуправление (ТУ) с соответствующим объемом телеконтроля применяется с учетом частоты и эффективности его использования в тех случаях, когда оно дает возможность существенно улучшить ведение режима электроснабжения и ускорить локализацию и ликвидацию аварий, нарушений и отклонений от нормального режима, если это невозможно или нецелесообразно выполнить при помощи автоматики. Следует ограничивать число телеконтролируемых объектов только теми элементами, которые необходимы для быстрого восстановления режима или для переключений.

Телесигнализация (ТС) должна обеспечивать передачу на пункт управления предупреждающих и аварийных сигналов, а в случае необходимости также отображение и состояние основных элементов системы электроснабжения. Должны предусматриваться следующие

показания: положение всех телев управляемых объектов; положение отдельных крупных токоприемников; положение нетелеуправляемых выключателей высокого напряжения на вводах, а также секционных, шиносоединительных и обходных выключателей, силовых трансформаторов и других электроприемников высокого напряжения, которые по характеру эксплуатации находятся в

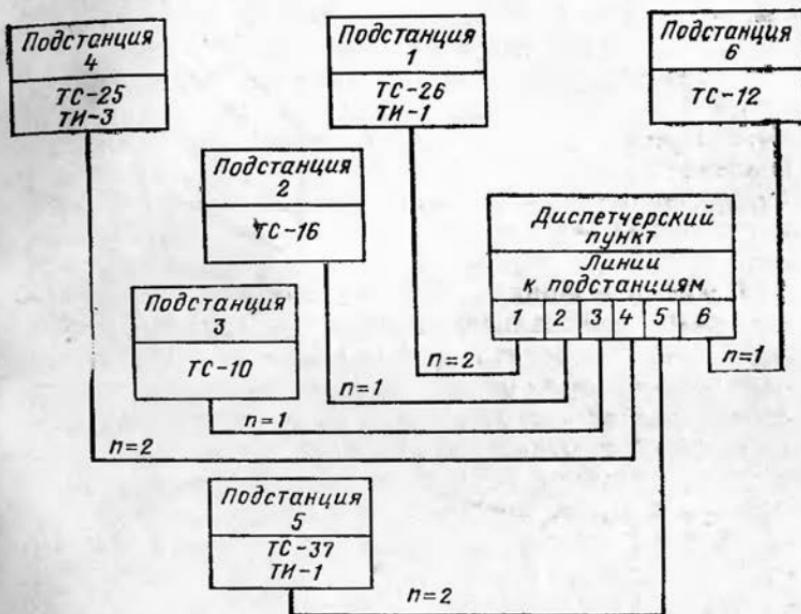


Рис. 39. Пример схемы телемеханизации системы электроснабжения небольшого предприятия:

TC-25 — число сигналов; ТИ-3 — число измерений; $n=2$ — число пар жил используемого телефонного кабеля

ведении цеха электроснабжения; положение отделителей на вводах при напряжении 110 кВ и выше. Положение разъединителей отображается переводом их символов на диспетчерском щите в соответствующее положение вручную по телефонному извещению с контролируемого пункта (КП).

Телеизмерения (ТИ) должны обеспечить возможность замера основных параметров, отражающих работу системы электроснабжения, необходимых для правильного оперативного управления системой и для лока-

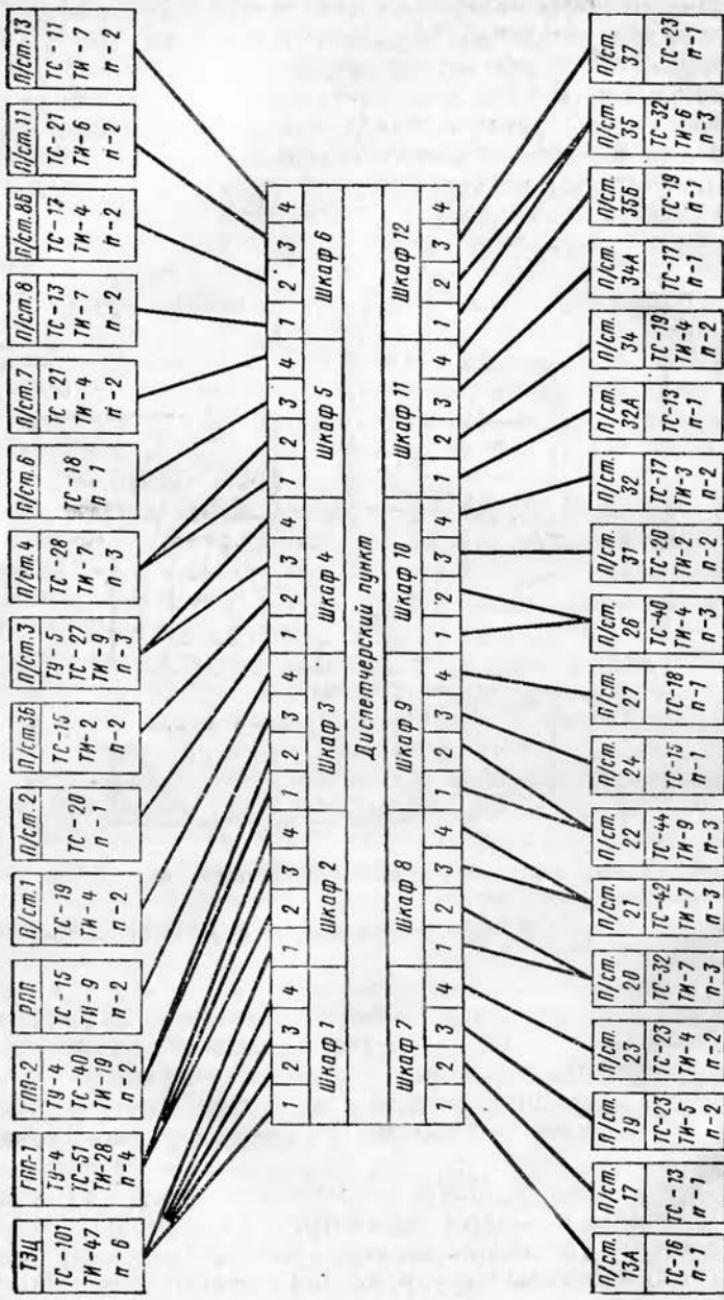


Рис. 40. Пример схемы гидромеханизации системы электроснабжения крупного предприятия (обозначения те же, что на рис. 39)

лизации и ликвидации аварий. Телеизмерения следует, как правило, производить по вызову или непрерывно по циклической системе в зависимости от поставленных задач. Рекомендуется следующий объем измерений: напряжения на головных линиях или на шинах пункта приема электроэнергии; ток на одном из концов линий между подстанциями, если по режиму работы эти линии могут перегружаться; ток на телев управляемых трансформаторах и преобразовательных агрегатах при необходимости осуществления режимных переключений; суммарная мощность, получаемая от отдельных источников питания.

Телеизмерение тока и напряжения, как правило, должно осуществляться по вызову; телеизмерения мощности в ряде случаев целесообразно производить по циклической системе.

Телемеханические устройства. В системах электроснабжения промышленных предприятий наиболее целесообразны малопроводные многоканальные телемеханические устройства. Многопроводные телемеханические системы применяются очень редко при небольших расстояниях между диспетчерским и контролируемым пунктами, малом объеме телемеханизации и при рассредоточенном расположении объектов телемеханизации. Рекомендуется применять комплектные телемеханические устройства заводского изготовления.

Телеизмерительная аппаратура. Для телеизмерения электрических параметров в качестве датчиков, выполняющих непосредственное измерение и первичное преобразование электрических величин, используются измерительные трансформаторы тока и напряжения, имеющие на выходе соответственно ток 1 и 5 А и напряжение 100 В.

Диспетчерские щиты и пульты. Диспетчерский щит с изображением мнемосхемы контролируемой системы электроснабжения устанавливается на пункте управления. Могут быть применены мимические и световые диспетчерские щиты. Положение отдельных аппаратов системы на мимических щитах отображается с помощью мнемонических символов, а на световых щитах — сигнальными лампами.

Применяются щиты мозаичного типа, состоящие из отдельных ячеек, в которые встраиваются ключи, кнопки, лампы, а также мнемонические символы оборудования. Основным достоинством секционных мозаичных щитов является легкая возможность изменения мнемонической схемы контролируемого объекта без вывода его из системы контроля и без нарушения внешнего вида щита.

Пункты управления рекомендуется размещать в специальных зданиях. Они могут быть размещены также в общем здании с адми-

институтами соответствующей системы энергоснабжения. Не допускается размещение пункта управления в зонах агрессивных газов, значительной запыленности, сильных шумов и в помещениях, имеющих вибрацию.

Для небольших предприятий наиболее рационально создание единого диспетчерского пункта (ДП) с общим диспетчерским щитом для нескольких энергетических систем предприятия. Для крупных предприятий с развитыми энергетическими системами целесообразно размещение самостоятельных пунктов управления отдельными энергосистемами в одном здании и совмещение при этом аппаратуры и вспомогательных помещений.

Каналы связи. В качестве каналов связи телемеханики на промышленных предприятиях, как правило, используются выделенные пары в кабелях комплексной телефонной сети предприятия.

Внешние соединения между шкафами устройств телемеханики, панелями реле и питания на контролируемом пункте выполняются медным или алюминиевым контрольным кабелем сечением 1,5—6,0 мм^2 .

Источники питания. Питание устройств телемеханики осуществляется переменным током напряжением 220 В. Требования к сети,питающей устройства телемеханики, определяются инструкциями заводов-изготовителей этих устройств и ГОСТ на средства телемеханики.

Символы диспетчерского щита и цепи сигнализации на ДП могут питаться переменным или постоянным током напряжением не выше 60 В.

Питание ДП предусматривается от двух независимых источников, а при наличии в системе особых групп потребителей должен быть еще третий независимый источник.

Автоматизация. Существуют три основных вида автоматизации: автоматическое включение резерва (АВР), автоматическое повторное включение (АПВ), автоматическая частотная разгрузка (АЧР).

Устройство АВР включает резервный источник питания или резервный элемент электрооборудования при повреждении рабочего элемента; устройство АПВ повторно включает отключившийся элемент электрооборудования при самоликвидации повреждения; устройство АЧР разгружает систему от менее ответственных нагрузок в аварийных ситуациях с целью сохранения питания ответственных электроприемников. Автоматика позволяет простейшими средствами осуществить надежное питание отдельных ответственных электроприемников.

Наличие на предприятиях крупных электродвигателей предъявляет повышенные требования к чувствительности, быстродействию и надежности работы устройств автоматики для обеспечения устойчивости работы машин при кратковременной потере питания или при вне-

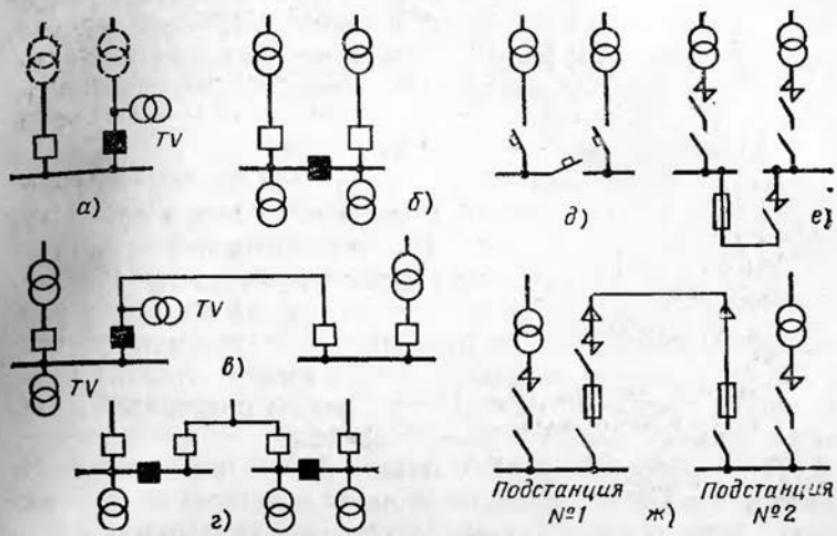


Рис. 41. Схемы АВР на напряжении 6—10 и 0,4 кВ:

а — АВР ввода или трансформатора; *б* и *г* — АВР секционного выключателя; *в* — АВР на резервной перемычке между двумя соседними подстанциями; *д* — АВР секционного автоматического выключателя; *е* — АВР секционного контактора; *ж* — АВР на резервной перемычке между шинами низшего напряжения двух соседних подстанций

запном снижении напряжения. Это вызывает усложнение этих устройств, а также связей и блокировок между ними. Данные аварийной статистики показывают, что процент успешного действия АВР и АПВ очень велик.

Автоматическое включение резерва (рис. 41) является основным видом автоматизации в электроснабжении промышленных предприятий. Оно предусматривается на вводах, секционных выключателях и силовых трансформаторах и дает возможность быстрого и безошибочного восстановления питания, так как исключаются неправильные операции, могущие иметь место при ручных переключениях.

Автоматическое включение резерва, как правило, предусматривается для всех ответственных потребителей.

На подстанциях,итающих потребителей 1-й категории, АВР является обязательным. Основными схемами АВР являются АВР секционного выключателя (рис. 41, б и г). Применяются также АВР резервного ввода, резервной перемычки между подстанциями или же резервного трансформатора (рис. 41, а и в), но эти схемы находят более редкое применение, чем схемы АВР секционного выключателя, так как «холодный» резерв теперь почти не применяется из-за неиспользования оборудования и кабелей.

В установках напряжением до 1 кВ применяется АВР секционного автоматического выключателя или контакторная схема на шинах вторичного напряжения ТП (рис. 41, д—ж), а также АВР отдельных ответственных потребителей на цеховых силовых пунктах по простейшим контакторным схемам. Здесь также наиболее употребительными и часто применяемыми являются схемы АВР секционного автоматического выключателя. Схемы с контакторами могут быть применены при трансформаторах мощностью до 400—630 кВ·А.

Пуск устройства АВР может быть осуществлен от минимального реле напряжения и реле понижения частоты. Первый способ пуска непригоден при крупных синхронных электродвигателях. Напряжение на зажимах синхронных электродвигателей после отключения питания продолжительное время поддерживается равным номинальному, и действие АВР задерживается. В этих случаях следует применять пусковой орган, сочетающий минимальное реле напряжения и реле понижения частоты и имеющий лучшую чувствительность и большее быстродействие.

Время действия АВР должно уменьшаться в направлении от электроприемников к источнику питания. Для отдельных ступеней, к которым подключены электроприемники, требующие минимальной продолжительности перерыва питания (двигатели с самозапуском, непрерывный технологический процесс и т. д.), быстродействие АВР должно предусматриваться независимо от их удаленности от источника питания.

Необходимо отметить, что в целях повышения надежности применение многоступенчатых АВР следует ограничивать.

Автоматическое повторное включение. Назначением АПВ является быстрое автоматическое восстановление

питания после самоликвидации кратковременных КЗ в воздушных и кабельных линиях и других элементах электрических сетей. Причинами таких самоустраниющихся КЗ на различных элементах сетей являются: на воздушных линиях атмосферные перенапряжения, перекрытия проводов птицами или вследствие набросов, склестывание проводов и т. п.; на кабельных линиях пробой в кабельных муфтах с последующим заплытом места повреждения кабельной массой, а также неустойчивое КЗ на кабельных сборках вследствие перекрытий и по другим причинам; на сборных шинах коммутационные перенапряжения, перекрытия, неправильные операции с разъединителями и т. п. Самоустраниние причин, вызвавших отключение данного присоединения, является необходимым условием успешного действия АПВ.

Благодаря применению АПВ во многих случаях можно восстановить питание путем автоматического включения соответствующих элементов сети и избежать перерыва электроснабжения. Основное применение в электроснабжении предприятий АПВ находит в воздушных электрических сетях. Кроме того, АПВ существенно помогает упрощению схем коммутации при применении короткозамыкателей, отделителей и выключателей нагрузки, а также в схемах с токопроводами и др. Автоматическое повторное включение применяется на отходящих линиях, питающих контактную сеть электрифицированного транспорта, на линиях к ответственным электродвигателям, временно отключаемым для обеспечения самозапуска других электродвигателей, а также после действия АЧР при восстановлении частоты и для других элементов системы электроснабжения.

Автоматическое повторное включение кабельных линий пока не нашло практического применения в электросетях промышленных предприятий в связи с тем, что успешность АПВ невелика, так как КЗ в кабельных линиях очень редко самоустраниается.

Устройства АПВ применяются для выключателей, снабженных электромагнитными, пневматическими и пружинными приводами с дистанционным и автоматическим включением и отключением. Схемы и устройства АПВ должны удовлетворять следующим требованиям: обеспечивать достаточно длительный включающий импульс для надежного включения выключателя; подавать импульс на включение выключателя только после воз-

вращения механизмов привода в положение готовности к действию на включение, а для схем с пуском от защиты также после возврата релейной защиты; не действовать при отключении выключателя вручную или при помощи телеуправления, а также при автоматическом отключении от релейной защиты непосредственно после включения вручную или при помощи телеуправления; исключать возможность многократного включения выключателя на короткое замыкание при застrevании или отказе любого контакта в схеме устройства.

Автоматическая частотная разгрузка предусматривается для отключения части электрических нагрузок при возникновении аварийной ситуации, когда частота питающей сети упадет ниже нормированных величин.

Установлены три категории АЧР: АЧРІ — быстродействующая (с выдержкой времени, не превышающей 0,5 с), имеющая различные уставки по частоте, предназначенная для прекращения снижения частоты; АЧРІІ — с общей уставкой по частоте и различными уставками по времени, предназначенная для повышения частоты после действия АЧРІ, а также для предотвращения зависания частоты на недопустимо низком уровне и ее снижения при сравнительно медленном аварийном увеличении дефицита мощности; дополнительная категория АЧР, действующая только при местных дефицитах мощности, предназначенная для ускорения разгрузки и увеличения ее объема при особо больших местных дефицитах мощности. Потребители должны присоединяться к устройствам АЧР с учетом их ответственности. По мере возрастания ответственности потребителей их следует присоединять к АЧР, имеющим большие выдержки времени.

Действие АЧР должно увязываться с расстановкой АВР в электросетях, чтобы срабатыванием АВР не восстанавливалось питание отключаемой АЧР нагрузки от тех же источников генерируемой мощности.

После восстановления нормального режима отключенные линии вновь включаются под воздействием устройства частотного автоматического повторного включения (ЧАПВ). Это позволяет по возможности сохранить в работе наиболее ответственные электроприемники, необходимые для функционирования основных производств, и избежать существенного снижения производительности предприятия. Для первоочередного восстановления питания наиболее ответственных потребителей они присоединяются к первым очередям ЧАПВ.

Мощность, которая может быть отключена на предприятии устройствами АЧР, и категории устанавливаемых АЧР определяются по согласованию с питающей энергетической системой.

Релейная защита. За последние годы произошло значительное повышение требований к надежности электроснабжения промышленных предприятий (см. § 1, 3, 4). На крупных энергоемких предприятиях появились распределительные сети и крупные узловые подстанции на напряжение 110—220 кВ со сборными шинами, мощные токопроводы напряжением 6—35 кВ. Увеличились число и единичная мощность электродвигателей, в связи с чем усложняются требования к их защите, пуску и самозапуску. Возросли единичные мощности и число электро приемников с толчковой нагрузкой. В связи с указанным требования к быстродействию, чувствительности, селективности и надежности релейной защиты и автоматики на современных крупных энергоемких предприятиях очень жесткие.

При построении общей схемы электроснабжения необходимо предусматривать выполнение наиболее надежной и простой релейной защиты, а также предусматривать возможность предотвращения или ликвидации нарушений нормального режима, обеспечиваемые автоматикой.

Повышению надежности работы релейной защиты и автоматики способствует применение устройства РЗА с использованием полупроводников, имеющих ряд преимуществ перед релейно-контактными устройствами в отношении быстродействия, чувствительности (высокий коэффициент возврата), малого потребления мощности и общей надежности работы. При этом на выходных узлах РЗА используются электромеханические малогабаритные реле, контакты которых рассчитаны на коммутирование цепей включения и отключения приводов выключателей. В КРУ стали применяться высоконадежные защиты на интегральных микросхемах.

На линиях с односторонним питанием при раздельной их работе релейная защита обычно устанавливается только на головных участках (со стороны питания) за исключением случаев, когда защита на приемном конце линии требуется для управления АПВ и АВР. На линиях, отходящих от шин ГПП, ПГВ и цеховых подстанций, предусматривается, как правило, максимальная токовая защита от многофазных замыканий. На линиях связи 6—10 кВ между ТЭЦ и ГПП рекомендуется предусматривать быстродействующие защиты от многофазных замыканий: максимальную токовую в сочетании с отсеч-

ками или без них, продольную дифференциальную и др. (см. ПУЭ). Такие же защиты рекомендуется устанавливать на связях между двумя ГПП, если хотя бы к одной из них присоединены крупные синхронные электродвигатели.

На нормально разомкнутых секционных выключателях предусматривается максимальная токовая быстродействующая защита для опробования шин с выводом ее из действия при включенном выключателе. На нормально замкнутых секционных выключателях ставится максимальная токовая защита с мгновенным отключением или с выдержкой времени, согласованной с остальными звенями схемы электроснабжения. На шиносоединительных выключателях предусматривается максимальная токовая защита с двумя ступенями: мгновенной, применяемой при опробовании шин, и с выдержкой времени, с широким диапазоном регулирования времени и со сниженными требованиями в отношении селективности и чувствительности, которая применяется для защиты шин и для резервирования защиты других присоединений.

Для трансформаторов мощностью менее 1000 кВ·А в качестве основной защиты применяется максимальная токовая защита, которая ставится только на стороне питания. При выдержке времени максимальной токовой защиты 1 с и менее токовая отсечка, как правило, не требуется. Для трансформаторов 1000 кВ·А и более указанная защита служит также для резервирования основных защит трансформатора: газовой, дифференциальной, отсечки.

При выборе тока срабатывания токовой защиты трансформаторов учитываются возможные токи перегрузки при отключении параллельно работающих трансформаторов или при наличии АВР при раздельно работающих трансформаторах, а также токи самозапуска электродвигателей, питаемых от трансформаторов. На подстанциях промышленных предприятий, как правило, предусматривается сигнализация однофазных замыканий на землю в сети 6—10 кВ.

Газовая защита применяется для всех масляных трансформаторов мощностью 6300 кВ·А и более и для трансформаторов мощностью 630 кВ·А и более, установленных на внутрицеховых подстанциях. ПУЭ допускают установку газовой защиты также на трансформаторах

мощностью 1000—4000 кВ·А. Газовая защита трансформаторов 1000—4000 кВ·А обязательна при отсутствии на них быстродействующей защиты (дифференциальной, отсечки) или при максимальной защите с временем действия более 0,5—1 с. Для понижающих трансформаторов, залитых совтолом, вместо газовой защиты применяется защита от повышения давления.

Релейную защиту электродвигателей напряжением выше 1 кВ следует выполнять в соответствии с рекомендациями ПУЭ.

Для понижающих трансформаторов мощностью 400 (320) кВ·А и более с первичным напряжением до 35 кВ включительно и с соединением обмоток звезда — звезда с заземленной нулевой точкой на стороне низшего напряжения предусматривается специальная защита от однофазных замыканий на землю на стороне низшего напряжения, если защита от токов, обусловленных внешними КЗ, не реагирует на эти повреждения. Указанная защита действует на выключатель или выключатель нагрузки на стороне высшего напряжения или же на автоматический выключатель на стороне низшего напряжения трансформатора. Эта защита обязательна для блоков трансформатор — магистраль низшего напряжения.

Предохранители нельзя использовать для защиты от однофазных КЗ в магистрали низшего напряжения, так как время плавления плавкой вставки при этих режимах вследствие малых токов получается недопустимо большим.

При применении выключателей нагрузки и предохранителей защиты от КЗ осуществляется предохранителями типа ПК, предельная мощность отключения (трехфазная) которых составляет 200 МВ·А. При ненормальных режимах и повреждениях, не вызывающих сверхтоков, недопустимых для выключателей нагрузки, защита осуществляется при помощи соответствующих защитных реле (токовых, газовых и др.), которые воздействуют своими вспомогательными реле на электромагнит отключения выключателя нагрузки. В этих случаях токи повреждения недостаточны для быстрого плавления плавкой вставки предохранителя и релейная защита опережает работу предохранителя. Релейная защита при применении выключателей нагрузки выполняется так же, как и при обычных выключателях.

При построении системы электроснабжения по упрощенным схемам (§ 4) предусматриваются релейные устройства, которые фиксируют возникновение повреждений на питающей линии 35—220 кВ или же на ответвлении к другой подстанции, присоединенной к этой линии. Указанные устройства воздействуют на отключение источников подпитки со стороны вторичного напряжения с последующим восстановлением питания действием автоматики или же на снятие возбуждения синхронных машин, подпитывающих место повреждения с последующей ресинхронизацией.

Для прекращения подпитки места повреждения после отключения питающей линии может быть предусмотрена защита, реагирующая на снижение частоты, сблокированная по направлению активной мощности или же по другому принципу.

При осуществлении релейной защиты токопроводов 6—10—35 кВ необходимо учитывать их специфику по сравнению с кабельными линиями. К защите токопроводов предъявляются высокие требования в отношении селективности и чувствительности. Основная защита токопровода выполняется при помощи полной продольной дифференциальной защиты в двухфазном двухрелейном исполнении без дополнительной выдержки времени. Она должна отключать токопровод при междуфазных КЗ в токопроводе и на ответвлениях от него к РП (в реакторе и ошиновке до вводных выключателей). В качестве резервной защиты токопроводов применяется максимальная токовая с выдержкой времени или максимальная токовая с выдержкой времени с пуском по напряжению. Схемы и расчеты релейной защиты и примеры ее выполнения приведены в [2].

Учет и измерения. Система учета и измерений определяется схемой электроснабжения предприятия, характером присоединяемых потребителей и схемой коммутации. Она предусматривает необходимый минимум приборов, с тем чтобы не было дублирования приборов на различных ступенях электроснабжения. Так, например, не следует устанавливать счетчики на линиях, питающих несколько хозрасчетных единиц, так как учет электроэнергии производится на этих последних.

Система учета электроэнергии на промышленных предприятиях должна давать возможность: определения количества электроэнергии, полученной от энергоснаб-

жающей организации; производства внутризаводского межцехового расчета за электроэнергию, израсходованную различными хозрасчетными единицами промышленного предприятия; установления, уточнения и контроля удельных норм расхода электроэнергии на единицу продукции или полуфабриката; контроля потребления и выработки реактивной мощности по всему предприятию в целом и по отдельным (наиболее крупным) потребителям, а также определения средневзвешенного коэффициента мощности предприятия. Счетчики активной и реактивной энергии, служащие для расчета с энергоснабжающей организацией, в соответствии с ПУЭ устанавливаются на питающих пунктах.

На транзитных подстанциях расчет следует производить на стороне низшего напряжения трансформаторов, что также разрешается ПУЭ. Внутризаводской учет в этих случаях следует всегда осуществлять на стороне низшего напряжения трансформаторов. Принятый вид учета — цеховой или агрегатный — существенно влияет на построение схем цехового электроснабжения.

Непрерывно возрастающая энергоемкость и электропотребление промышленных предприятий требуют применения централизованного учета электроэнергии и сосредоточения всех приборов регистрации и суммирования показаний на одном оперативно-контрольном пункте предприятия. При АСУЭ система учета осуществляется с использованием ЭВМ. Применяется автоматизированная система учета электроэнергии с фиксацией максимума нагрузки в часы максимума энергосистемы.

Система ИИСЭ1-48 позволяет производить учет совмещенного максимума активной нагрузки предприятия в часы максимума энергосистемы, а также определять максимум потребляемой реактивной мощности. Система позволяет производить расчеты за электроэнергию по заявленной предприятием нагрузке в часы максимума энергосистемы. Это дает возможность уменьшить эксплуатационные расходы и капитальные затраты и получить экономию электроэнергии.

Система измерений должна обеспечить: правильное и рациональное ведение эксплуатации электрохозяйства промышленного предприятия; контроль установленного режима работы электрооборудования, характера технологического процесса основных агрегатов и качества получаемой или вырабатываемой электроэнергии; предотвращение преждевременного выхода из строя электрооборудования благодаря своевременному обнаружению отступлений от нормальных

условий его работы (перегрузки, перегрева и т. п.); быструю ориентировку обслуживающего персонала при аварийных режимах; контроль за состоянием изоляции в сетях с изолированной нейтралью трехфазного тока и в сетях постоянного тока.

Оперативный ток. При выборе источника оперативного тока должна производиться проверка надежности его работы в различных режимах сети. Для питания электромагнитов включения электромагнитных приводов могут быть применены источники постоянного и выпрямленного тока. При этом должно быть обеспечено: напряжение на зажимах электромагнитов включения не менее 85 % нормальных значений, обусловленных для данного типа привода; мгновенное действие защиты при включении выключателя на КЗ или же ускорение действия защиты на время включения выключателя при применении источников выпрямленного тока.

В связи с недостаточной надежностью пружинных приводов за последнее время расширилось применение постоянного или выпрямленного оперативного тока для обеспечения действия выключателей с электромагнитным приводом.

Для питания электромагнитов включения выключателей от выпрямленного тока применяются устройства УКП (устройство комплектного питания), состоящие из двух частей, заключенных в отдельные ящики: УКП-1, содержащее выпрямительное устройство (типа БПРУ-66), УКП-2, содержащее катушку индуктивности, в которой происходит накопление электромагнитной энергии, и систему коммутации, которая обеспечивает быстрое подключение этой катушки к электромагниту включения выключателя в случае включения его на КЗ, сопровождающееся резким снижением напряжения питающей сети.

Устройства УКП изготавливаются на напряжение 220 и 380 В. Устройство УКП обеспечивает включения одного маломасляного выключателя на напряжение 6—35 кВ (с посадкой механизма привода на защелку) при снижении выпрямленного напряжения оперативного тока до 50 % номинального, которое может иметь место при включении на КЗ в питающей сети. На каждую секцию подстанций обычно предусматривается одно устройство УКП.

Для питания оперативных цепей управления, сигнализации, релейной защиты и автоматики при электро-

магнитных приводах рекомендуется применять специальные блоки питания выпрямленным током, которые подразделяются на: токовые (БПТ), включаемые на трансформаторы тока; напряжения (БПН, БПНС), включаемые на трансформаторы напряжения или на трансформаторы собственных нужд; комбинированные, включаемые на трансформаторы тока и напряжения (или собственных нужд) таким образом, чтобы при всех ви-

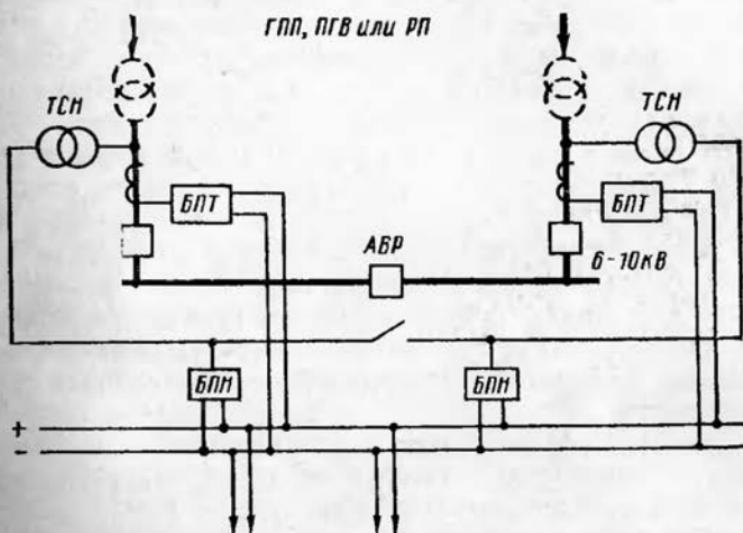


Рис. 42. Принципиальная схема питания оперативных цепей от блоков питания

дах КЗ на выходе блоков обеспечивалось напряжение, достаточное для надежного действия реле и электромагнитов отключения выключателей.

Блоки питания практически позволяют осуществить защиты той же сложности, что и на постоянном оперативном токе, кроме защиты минимального напряжения двигателей. Для оперативных цепей защиты минимального напряжения электродвигателей в этих случаях применяются конденсаторные устройства с зарядным устройством типа УЗ-400 А с кремниевыми диодами Д-226Б.

На рис. 42 приведена принципиальная схема питания оперативных цепей от блоков питания, применяемая на ГПП, ПГВ или на РП. Она имеет высокую надежность резервирования без применения АВР на стороне выпрямленного тока. Схема обеспечивает надежное питание при

отключении любого трансформатора ГПП или ПГВ или ввода на РП, которое может иметь место при ревизии, ремонте или аварии.

Применение описанных устройств позволяет отказаться от крупных аккумуляторных батарей и зарядных устройств к ним и в большинстве случаев удовлетворяет требованиям электроустановок промышленных предприятий.

На небольших электроустановках питание цепей оперативного тока защиты может производиться более простыми способами: от трансформаторов тока защиты в схемах с реле прямого действия и с дешунтированием; от трансформатора напряжения для питания цепей защиты от замыкания на землю, от перегрузок, газовой защиты и цепей теплового контроля трансформаторов.

Питание оперативных цепей на подстанциях 35 и 110 кВ с короткозамыкателями и отделителями в большинстве случаев также осуществляется на переменном токе. Постоянный оперативный ток применяется лишь в тех случаях, когда он требуется для тяжелых коммутационных аппаратов на вторичных напряжениях данной подстанции.

Аккумуляторные батареи для питания электромагнитов включения выключателей теперь применяются сравнительно редко, например на крупных ГПП, больших преобразовательных подстанциях с тяжелыми выключателями. При этом предусматривается одна аккумуляторная батарея без элементного коммутатора, работающая в режиме постоянного подзаряда.

13. СПОСОБЫ КАНАЛИЗАЦИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

На промышленных предприятиях электрические сети выполняются так, чтобы все элементы сети постоянно находились под нагрузкой и число резервных, нормально неработающих элементов («холодного» резерва) было минимальным. В то же время элементы сети рассчитываются так, чтобы при аварии с одним из них оставшиеся в работе элементы могли принять на себя нагрузку вышедшего из строя элемента сети. Такое решение является наиболее экономичным, так как обеспечивает уменьшение потерь электроэнергии и повышает надежность электроснабжения вследствие постоянной готовности сети к аварийным ситуациям.

Элементы сети выбираются по нагреву при нормальном и послеаварийном режимах, по экономической плотности тока при нормальной работе, по термической и электродинамической стойкости при КЗ, по потере напряжения при нормальном и послеаварийном режиме работы сети, по механической прочности, а также по условиям короны при напряжении 35 кВ и выше.

Наряду с традиционными кабельными прокладками на крупных предприятиях применяются новые конструктивные решения электрических сетей, без которых нельзя рационально осуществить современную систему электроснабжения.

При передаваемых мощностях более 60 МВ·А, как правило, применяются воздушные или кабельные линии глубоких вводов 110—220 кВ. При передаваемых мощностях более 15—20 МВ·А и напряжении 6 кВ, более 25—35 МВ·А и напряжении 10 кВ и более 35 МВ·А и напряжении 35 кВ применяются жесткие или гибкие токопроводы. Кабельные линии в этом диапазоне нагрузок применяются редко, обычно при невозможности выделения необходимой территории («коридора») для прохождения токопроводов.

Конструктивные решения выполнения электрической сети зависят также от размещения нагрузок, плотности застройки территории, ее насыщенности технологическими и транспортными коммуникациями, уровня грунтовых вод, степени загрязненности воздуха, загрязненности грунта, района по гололеду. Если это позволяют упомянутые условия, применяют открытые прокладки кабелей на эстакадах или галереях. На периферийных участках предприятий или для питания удаленных обособленных объектов целесообразно применение воздушных линий 6—10 кВ.

Открытые сети имеют ряд технических и экономических преимуществ. Они наглядны, доступны и удобны для осмотра и ремонта, замены и дополнительной прокладки и более гибки при изменении трасс во время реконструкции предприятия.

Токопроводы применяются преимущественно на предприятиях с большим числом часов использования максимума электрической нагрузки при высокой плотности электрических нагрузок и концентрированном расположении крупных мощностей (цветная и черная металлургия, химия и т. п.). При применении на первой ступени

электроснабжения глубоких вводов 110—220 кВ токопроводы 6—10 кВ служат для связи между шинами вторичного напряжения ПГВ или между ГПП и заводской ТЭЦ.

Токопроводы имеют ряд преимуществ по сравнению с кабельными прокладками: экономия дефицитных кабелей; повышение надежности ввиду отсутствия кабельных муфт и больших потоков кабелей в туннелях, что подтверждается обследованиями; улучшение эксплуатации сетей вследствие облегчения непрерывного наблюдения и ускорения исправления повреждений; индустриализация монтажных работ по сетям, так как на монтаж поступают готовые секции токопроводов; значительное увеличение способности к перегрузке при послеаварийных режимах по сравнению с кабельными линиями благодаря отсутствию бумажной изоляции. В то же время значительная реактивность токопроводов приводит к понижению уровня напряжения у потребителей и вызывает значительные колебания напряжения при ударных нагрузках; появляются дополнительные потери в крепящих и строительных конструкциях токопроводов; имеет место высокая стоимость строительной части закрытых токопроводов; авария на крупном токопроводе отражается на значительно большей группе потребителей, чем при системе кабельной канализации с менее мощными линиями.

Для устранения этого последнего недостатка применяются секционирование и автоматическое включение резерва на всех ступенях, а токопроводы проектируются не менее чем из двух взаимно резервирующих ниток.

Применяются следующие конструктивные исполнения токопроводов: жесткий токопровод из труб или других профилей, выполненный в виде жесткой балки; токопровод из шин различных профилей, закрепленных на подвесных изоляторах в нескольких исполнениях; гибкий токопровод, выполненный неизолированными проводами больших сечений; комплектный токопровод заводского изготовления, составленный из типовых секций.

Жесткие токопроводы состоят из пакетов шин, смонтированных на опорных или подвесных изоляторах. Они дешевле кабельных линий такой же пропускной способности более чем 2 раза. При одинаковых же потерях токопроводы дешевле в 1,05—1,43 раза, но пропускная способность их при этом значительно больше. Кроме ак-

тивных потерь в токопроводах возникают дополнительные потери вследствие вытеснения переменного тока к поверхности проводника («поверхностный эффект») и неравномерного распределения тока по сечению из-за влияния других близлежащих проводников («эффект близости»).

Для увеличения пропускной способности токопроводов применяются коробчатые шины, трубы, полутрубы, полый квадрат, уголки, шины сложного профиля «двойное Т» и др. Пакеты из плоских шин при числе полос более двух применять не следует как неэкономичные.

Наиболее рациональны симметричные жесткие токопроводы (рис. 43), имеющие благодаря лучшему токораспределению в фазах примерно в 2—2,5 раза меньшие потери мощности, чем при вертикальном или горизонтальном расположении фаз, и меньшую реактивность. Они компактны и не требуют устройства транспозиции, которая необходима при вертикальном и горизонтальном расположении фаз для устранения несимметрии напряжений. Это значительно упрощает конструкцию токопровода, удешевляет электрическую и строительную часть.

При нормальной окружающей среде жесткие токопроводы прокладываются открыто на опорах (рис. 43, б), при загрязненной среде или при загруженной верхними коммуникациями территории — в закрытых галереях (рис. 43, а). Может быть также применена прокладка в туннелях, а также на железобетонных кронштейнах, укрепляемых в наружной стене промышленного здания I и II степени огнестойкости (рис. 43, в). Прокладка токопроводов в закрытых галереях, и особенно в туннелях, требует значительных капиталовложений и применяется при наличии необходимых обоснований.

На рис. 44, а показан симметричный токопровод на подвесных изоляторах. Такой токопровод несколько надежнее и дешевле токопровода на опорных изоляторах.

Необходимая электродинамическая стойкость при КЗ достигается при помощи междуфазных распорок (рис. 44, б), расстояние между которыми зависит от ударного тока КЗ в данной установке.

Киевским отделением Укртяжпромэлектропроекта разработаны симметричные трубчатые токопроводы в виде «самонесущей балки» и в виде «провисающей нити», а также с подвеской труб на стальных тросах. При тросовой подвеске тросы располагаются внутри труб, что предохраняет тросы от атмосферных влияний и от воздействия электромагнитного поля, образуемого током, проходящим по трубчатому токопроводу.

Комплектные жесткие симметричные токопроводы изготавливаются на напряжение до 11 кВ и токи 1600 и

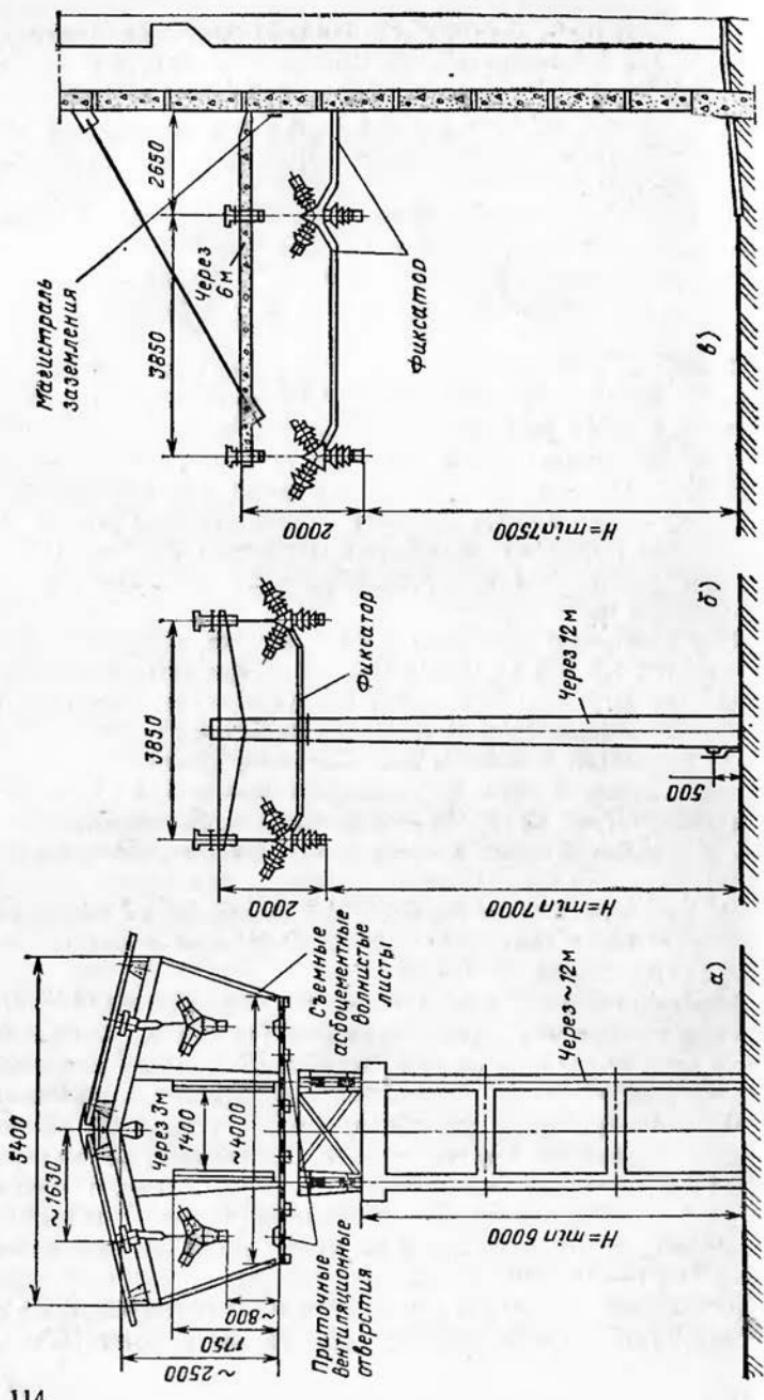


Рис. 43. Способы прокладки жестких токопроводов:
α — в закрытой эстакаде; β — на железобетонных опорах; σ — на железобетонных кронштейнах, прикрепляемых к стене здания

2500 А. Они выполняются из неизолированных алюминиевых шин, размещенных в общем алюминиевом круглом кожухе из немагнитного материала и укрепленных на опорных изоляторах (рис. 45). Комплектный токопровод может быть установлен в пыльной среде, но для работы в среде, содержащей химически активные газы и испарения, а также в пожаро- и взрывоопасных средах он не предназначен. Этот токопровод вследствие его значительной стоимости применяется пока на сравнительно коротких участках трассы, требующих повышенной на-

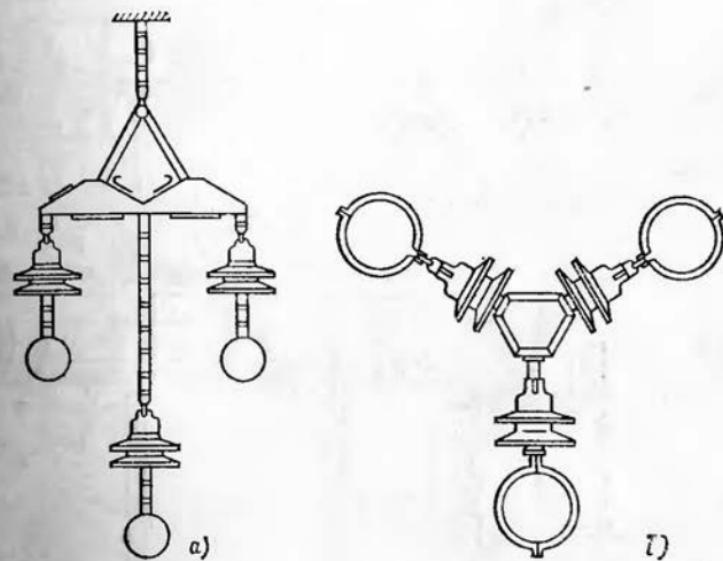


Рис. 44. Симметричные токопроводы на подвесных изоляторах:
а — подвеска токопроводов; б — междуфазная распорка

дежности прокладки, например на подводе питания от вторичной обмотки трансформатора ПГВ или ГПП к распределительному устройству 6—10 кВ (рис. 45, б).

Гибкие многоамперные токопроводы прокладываются на специальных железобетонных или металлических опорах. Они подвешиваются на подвесных и натяжных изоляторах. Каждая фаза токопровода состоит из нескольких алюминиевых или медных проводов необходимого по расчету сечения.

Гибкие токопроводы требуют меньше изоляторов, чем жесткие, что удешевляет их, повышает надежность и облегчает эксплуатацию. Уменьшаются потери в металли-

ческих крепящих конструкциях. Однако они требуют больше места, чем жесткие.

В гибких токопроводах применяется внутрифазовая транспозиция, принцип которой заключается в том, что провода каждой фазы по всей длине токопровода располагаются по пологой спирали. Благодаря этому происходит выравнивание индуктивных сопротивлений проводов фазы и токораспределения между ними.

Институтом «Электропроект» разработана унифицированная конструкция двухцепного гибкого токопровода 6—10 кВ на отдельных

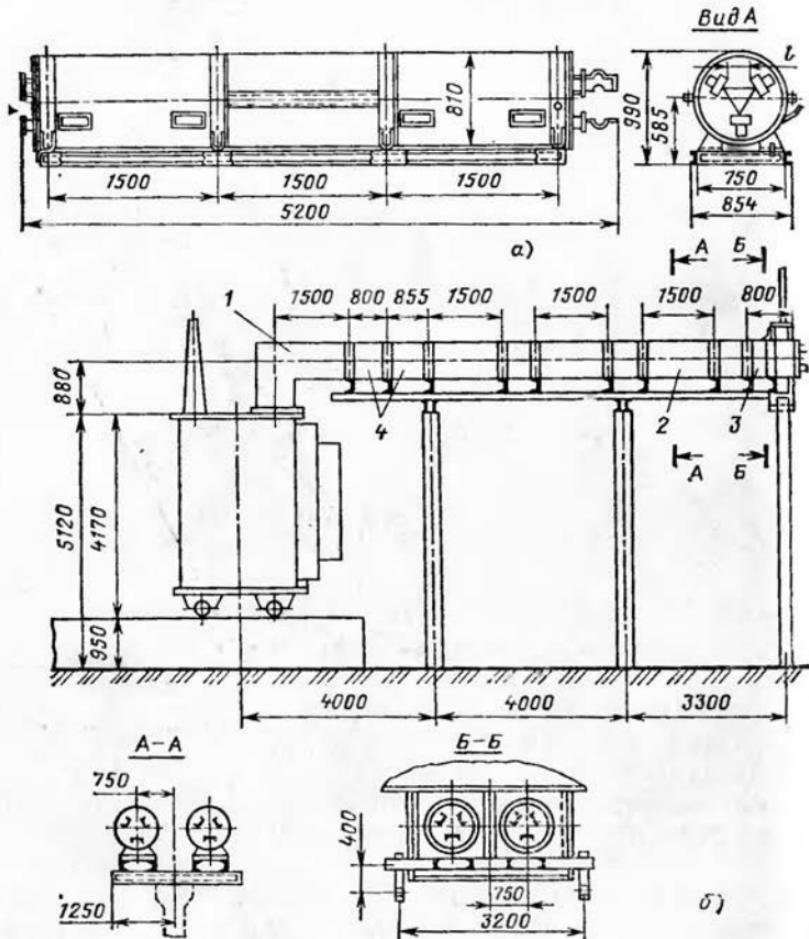


Рис. 45. Комплектные токопроводы 6—10 кВ:

а — общий вид; *б* — прокладка токопроводов от трансформатора в ЗРУ 10 кВ;
1 — секция подхода к трансформатору; *2* — секция длиной 1500 мм; *3* — входная секция с проходными изоляторами; *4* — подгоночная секция

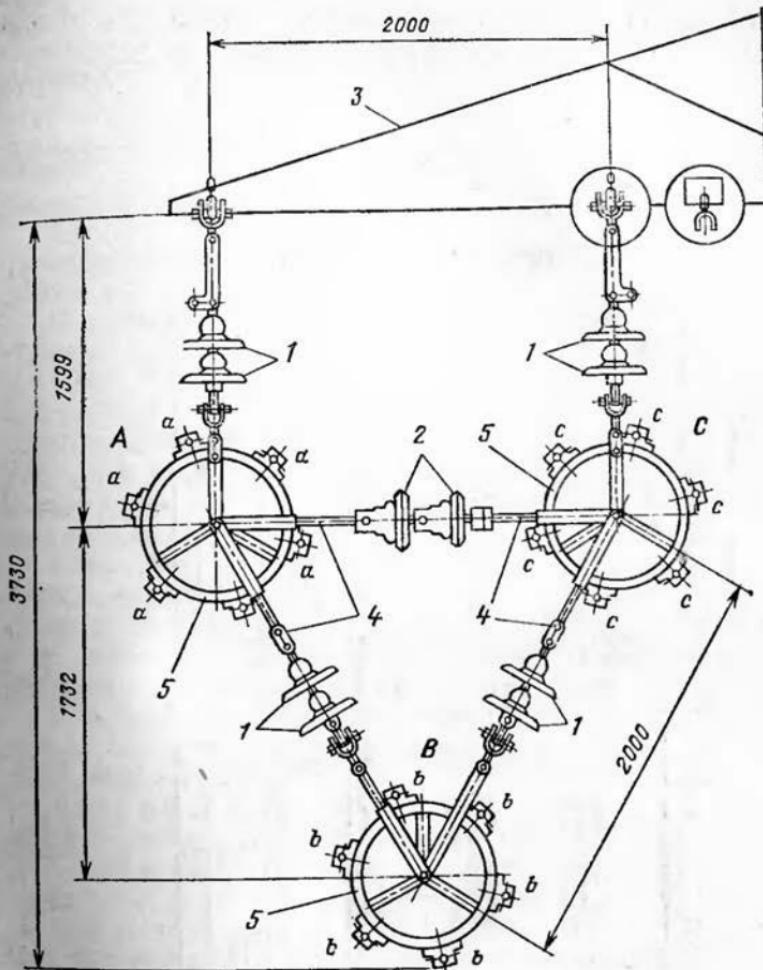


Рис. 46. Симметричный гибкий токопровод, выполненный голыми проводами больших сечений («Электропроект»):

a — гибкие провода фазы А; *b* — то же фазы В; *c* — то же фазы С; 1 — подвесные изоляторы; 2 — изоляторы-фиксаторы между фазами А и С; 3 — трансверса опоры; 4 — междуфазные фиксаторы; 5 — конструкция для крепления проводов одной фазы

опорах, учитывающая опыт монтажа и эксплуатации ранее выполненных токопроводов, с усовершенствованной подвеской фаз, при которой нижняя фаза подвешивается к двум верхним (рис. 46).

Комплектные шинопроводы до 1 кВ являются основным техническим средством выполнения современных сетей внутрицехового распределения электроэнергии.

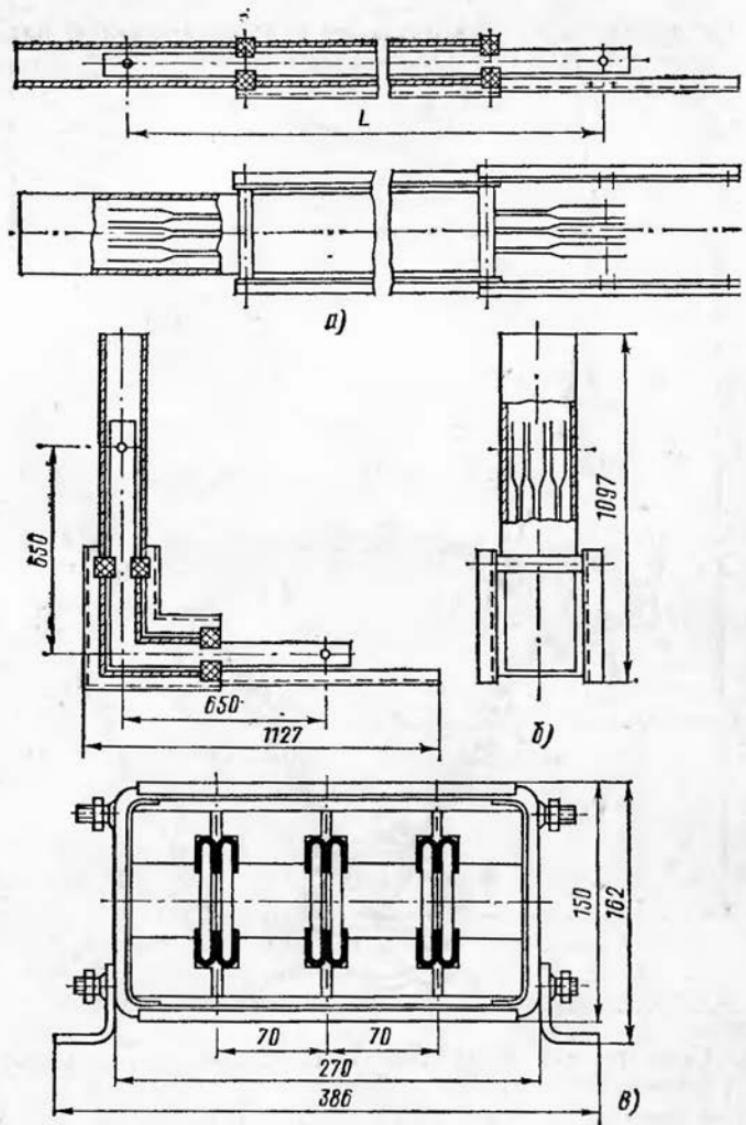


Рис. 47. Магистральный шинопровод типа ШМА-68Н на номинальный ток 1600 А:

а — прямая секция; б — угловая секция с изгибом шин на ребро; в — поперечный разрез (ярмо)

С помощью комплектных шинопроводов обеспечивается выполнение надежных и удобных в эксплуатации магистральных схем питания электроприемников. Магистральные сети любой конфигурации могут быть собраны

из стандартных секций комплектных шинопроводов, изготавляемых на заводах. Применение комплектных шинопроводов обеспечивает максимальную индустриализацию электромонтажных работ, что обеспечивает сокращение сроков ввода объектов в эксплуатацию, повышение качества монтажа электроустановок и надежности их в эксплуатации.

Комплектные шинопроводы по своему назначению разделяются на четыре группы: магистральные, распределительные, осветительные и троллейные.

Магистральные шинопроводы типа ШМА изготавливаются с алюминиевыми шинами на номинальные токи 630, 1000, 1600, 2500 и 4000 А (рис. 47). Электродинамическая стойкость 40 кА в нормальном исполнении и 70 кА в усиленном исполнении. Шинопровод ШМА комплектуется из прямых секций длиной 0,75; 1,5; 3 и 4,5 м, угловых, тройниковых, ответвительных, присоединительных и подгоночных секций.

Существует другая конструкция магистрального шинопровода типа ШЗМ-16 на 1600 А. Шинопроводы ШЗМ-16 комплектуются из прямых секций длиной 3 и 6 м, угловых, тройниковых, крестовых секций, ответвительных коробок и кабельных присоединений.

Для магистралей постоянного тока выпускаются магистральные шинопроводы типа ШМАД на токи 1600, 2500, 4000 и 6300 А.

Распределительные шинопроводы типа ШРА изготавливаются с алюминиевыми шинами на токи 250, 400 и 630 А (рис. 48). Электродинамическая стойкость 10 и 25 кА. Шинопровод комплектуется из прямых секций длиной 3 м, угловых секций, ответвительных и вводных коробок.

Осветительные шинопроводы типа ШОС на 25, 63 и 100 А комплектуются из прямых секций длиной 0,5; 1,5 и 3 м. Секция длиной 3 м имеет шесть штепсельных однофазных присоединений (фаза — нуль), расположенных по длине секции через 0,5 м. В комплекте поставляются также секции угловые, гибкие, а также ответвительные и вводные коробки. Светильники могут подвешиваться непосредственно на шинопроводы. Подсоединяются светильники к любому штепсельному присоединению шинопровода (см. рис. 49).

В качестве осветительных шинопроводов на 100 А можно применять распределительные шинопроводы.

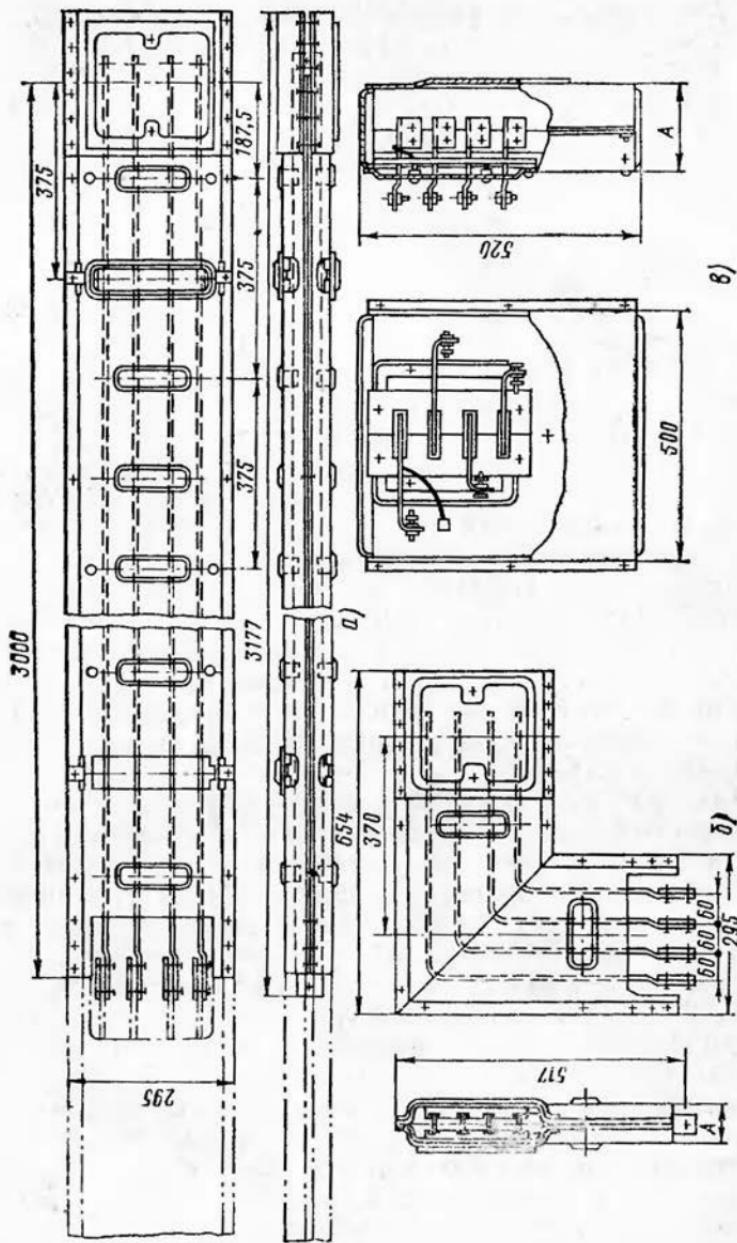


Рис. 48. Распределительный шинопровод типа ШРА-64:
 а — прамая секция, б — угловая секция с изгибом шин на плоскость; θ — вводная коробка

Троллейные шинопроводы типа ШТМ изготавливаются на 100, 250 и 400 А, 660 В с медными троллеями и типа ШТА на 250 и 400 А с алюминиевыми троллеями. Шинопроводы комплектуются из прямых секций длиной 0,75; 1; 1,5 и 3 м, угловых секций с углом поворота на 45 и 90° и соединительных муфт. В комплект шинопровода входят токосъемные каретки, которые со-

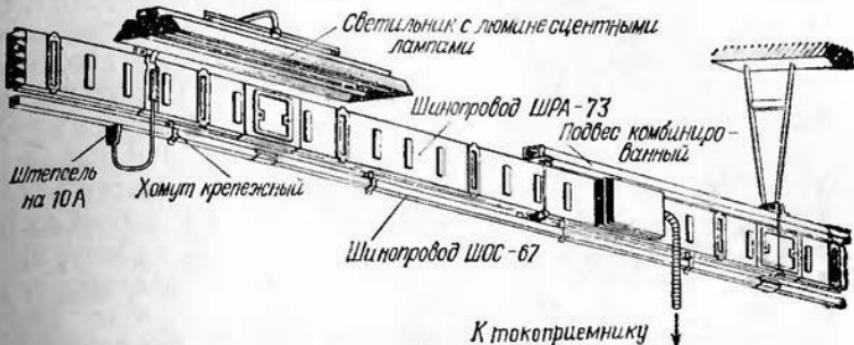


Рис. 49. Шинопровод ШОС-67, закрепленный на коробе распределительного шинопровода ШРА-73

бодно перемещаются на роликах по нижним внутренним краям короба вдоль щели. Шинопровод может применяться для питания электрифицированного инструмента, а также мостовых кранов грузоподъемностью до 5—10 т, электрических талей и т. п.

Кабельные прокладки 6—35 кВ требуют меньших площадей по сравнению с воздушными, и важным преимуществом их является независимость надежности их работы от природных и атмосферных условий: загрязненности атмосферы, ветров, гололеда и т. п. Кабельные прокладки 6—10 кВ применяются на предприятиях небольшой и средней мощности и на сравнительно коротких участках электрических сетей крупных предприятий от ПГВ или РП до цеховых подстанций.

Прокладка кабелей может осуществляться: в траншеях, каналах, туннелях, блоках, на эстакадах и в галереях, а также на лотках и в коробах. Способ прокладки выбирается в зависимости от количества кабелей, условий трассы.

Трасса кабельных линий выбирается наикратчайшая, с учетом наименьшего числа пересечений кабелей между собой и с другими коммуникациями.

Прокладка кабелей в земле в траншеях является наиболее простой и дешевой. Она экономична также и по расходу цветного металла, так как пропускная способность кабелей наибольшая при прокладке в земле (если не считать прокладки в воде). Однако по ряду причин этот способ прокладки неприменим на участках с большим количеством кабелей и там, где возможно разлитие горячего металла или жидкостей, разрушающие действующих на оболочку кабелей; при большой насыщенности территории подземными и наземными технологическими и транспортными коммуникациями и другими сооружениями; в почвах, содержащих в большом количестве вещества, разрушающие действующие на оболочки кабелей; в местах, где возможны блуждающие токи опасных значений, большие механические нагрузки на поверхности земли, размытие почвы и т. п. Кроме того, кабели, проложенные в земляных траншеях на промышленных предприятиях, при производстве земляных работ часто повреждаются и перерыв питания наносит значительный ущерб предприятию. Поэтому прокладку больших потоков кабелей в траншеях всемерно ограничивают.

В одной траншее не должно прокладываться более шести, а в районах вечной мерзлоты более трех силовых кабелей на напряжение 3—10 кВ. Число кабелей в одной траншее при напряжении 20—35 кВ должно быть не более четырех, а в районах вечной мерзлоты не более трех. Кроме указанного числа силовых кабелей допускается прокладка в общей траншее трех-четырех контрольных кабелей. При большем числе кабелей предусматриваются две параллельно идущие траншеи с расстоянием между ними 1,2 м, если условия трассы это позволяют. В противном случае применяются другие способы прокладки.

Кабели 20—35 кВ по всей трассе защищаются от механических повреждений железобетонными плитами толщиной не менее 50 мм, а для кабелей напряжением 3—10 кВ можно применить также кирпич (не силикатный). Кабели напряжением до 1 кВ защищаются только в местах частых раскопок.

При определении длины прокладываемого кабеля учитывают необходимость компенсации температурных деформаций. В связи с этим кабели в траншеях укладываются волнообразно (змейкой), что имеет особое значение при прокладке кабелей в районах вечной мерзлоты и в сейсмических районах.

Охранная зона выделяется для кабельных линий напряжением до 1 кВ и выше, в пределах которой запрещается сбрасывать большие тяжести, выливать кислоты и щелочи, устраивать свалки, в том

числе свалки шлака и снега, не допускается укладка других коммуникаций без согласования с организацией, эксплуатирующей кабельную линию.

Глубина заложения кабеля принимается от поверхности окончательно спланированной территории, т. е. от планировочной отметки. Она должна быть не менее 0,7 м, но может быть уменьшена до 0,5 м при вводах в здания или при пересечении, но тогда кабели обязательно защищаются от механических повреждений при помощи труб, плит и т. п. Под проезжей частью территории глубина траншей принимается не менее 1200 мм для кабелей напряжением 20—35 кВ и 1100 мм при напряжении до 10 кВ.

При пересечениях кабели высшего напряжения прокладываются под кабелями низшего напряжения, контрольными и кабелями связи. При пересечении трубопроводов, теплопроводов, туннелей, блоков кабели можно прокладывать как выше, так и ниже этих коммуникаций. В месте пересечения кабельных трасс расстояние между ними принимается не менее 0,5 м.

Прокладка в кабельных сооружениях (помещениях). К кабельным сооружениям относятся: кабельные тунNELи, каналы, короба, блоки, шахты, кабельные этажи, двойные полы, кабельные эстакады, кабельные галереи, кабельные камеры, подпитывающие пункты.

Минимальные расстояния, которые должны соблюдаться при прокладке кабелей в кабельных сооружениях, определены в ПУЭ. В настоящее время разрабатывается вопрос об уменьшении расстояния между кабелями при прокладке на эстакадах, в галереях и в других кабельных сооружениях. Это позволяет увеличить вместимость сооружений. Кабельные сооружения выполняются из несгораемых материалов. В кабельных сооружениях предусматриваются необходимые противопожарные устройства, трубопроводы и средства пожаротушения, пожарная сигнализация, дымовые извещатели.

Внутри кабельных сооружений кабели прокладываются на стальных конструкциях различного исполнения. Кабели больших сечений (алюминиевые 25 мм^2 и выше, медные 16 мм^2 и выше) укладываются непосредственно на конструкциях. Силовые кабели меньших сечений и контрольные кабели, как правило, прокладываются в лотках, сварных или перфорированных, или в коробах, которые можно крепить на кабельных конструкциях или на стенах.

Прокладки в лотках более надежны, удобны в эксплуатации и имеют лучший внешний вид, чем открытые прокладки на конструкциях.

Прокладка в каналах. Рекомендуются типовые кабельные каналы из сборных железобетонных элементов. Могут быть применены также каналы из монолитного железобетона. В производственных помещениях каналы перекрываются плитами на уровне пола. При прохождении вне цеха на неохраняемых территориях каналы прокладываются под землей на глубине не менее 300 мм. На охраняемых территориях можно применить полуподземные каналы с естественной или искусственной вентиляцией, если это не препятствует транспортным коммуникациям и общей планировке территории предприятия. Уровень перекрытия таких каналов на 50—250 мм возвышается над планировочной отметкой во избежание проникновения в канал воды.

Число кабелей, которые можно проложить в типовых каналах, колеблется в очень широких пределах и зависит от наружных диаметров кабелей и марки каналов. Возможна прокладка некоторого количества кабелей по дну канала при глубине его не более 900 мм. Каналы выполняются с уклоном 0,1 % в сторону водосборника или ливневой канализации для отвода проникающей в них через покрытия воды. Искусственная вентиляция каналов при наружной прокладке не предусматривается.

Прокладка в туннелях, коллекторах и других кабельных помещениях. Прокладка в туннелях применяется при большом числе [более 30—40] кабелей, идущих в одном направлении, например на главных магистралях, для связей между ГПП и ПГВ и в аналогичных случаях.

Длина туннелей может достигать 10 и более километров.

Туннели выполняются проходными высотой 2400 мм и полупроходными высотой 1500 мм. Полупроходные туннели допускается применять при напряжении до 10 кВ на коротких участках (до 100 м), на ответвлениях от главных туннелей, при относительно меньших потоках кабелей, а также в местах, насыщенных другими подземными коммуникациями, затрудняющими прохождение туннелей нормальной высоты.

Туннели выполняются шириной 1500, 1800, 2100 и 2400 мм. Ширина 1500 мм принимается при расположении кабельных подок только с одной стороны.

Туннели длиной до 7 м обычно имеют один выход, при длине от 7 до 200 м предусматривается не менее двух выходов по концам, а при большей протяженности расстояние между двумя ближайшими выходами должно быть не более 200 м.

Протяженные туннели разделяются на отсеки длиной не более 150 м, в которых предусматриваются двери и люки в соответствии с ПУЭ. В туннелях с маслонаполненными кабелями длина отсека не должна превышать 100 м. В отсеках предусматриваются монтажные проемы для возможности монтажа кабельных конструкций блоками.

Из кабельных помещений и из их отсеков предусматривается не менее двух выходов. Один выход допускается в кабельных коллекторах и галереях при их длине до 25 м и в кабельных этажах, полуэтажах и подвалах площадью до 300 м², если длина пути от тупикового конца помещения до выхода не более 25 м. Длина пути от наиболее удаленного возможного места нахождения персонала до ближнего выхода не должна превышать 75 м и не должно быть тупиков длиной более 25 м.

Прокладка в блоках кабелей 6—10 кВ. Прокладка в блоках надежна, но не экономична по стоимости и по пропускной способности кабелей. Она применяется очень редко, когда по местным условиям недопустимы более простые и дешевые способы прокладки, а именно: при наличии блуждающих токов, при агрессивных грунтах, вероятности разлива на трассе металла или агрессивных жидкостей, а также при большом насыщении территории предприятий различными подземными и надземными коммуникациями, технологическими сооружениями и т. п.

По условиям тяжения в блоках следует применять небронированные кабели с неизолированной усиленной свинцовой оболочкой марки СГТ сечением до 70 мм² и марки АСГТ сечением более 70 мм². Наибольшая допустимая длина кабелей по условиям прокладки их в блоках составляет: 115 м — кабели марки СГТ сечением 3×50 мм²; 145 м — те же кабели сечением 3×10 мм²; 150 м — кабели марки АСГТ сечением 3×95 мм². На коротких участках до 50 м допускается прокладка бронированных кабелей в свинцовой или алюминиевой оболочке без наружного покрова из кабельной прядки.

Прокладка на эстакадах в галереях и по стенам зданий. При больших потоках кабелей целесообразно вместо туннелей применять открытые эстакады (рис. 50) или закрытые галереи (рис. 51), сооружаемые специально для кабелей, или же применять прокладку кабелей на общих эстакадах с технологическими коммуникациями, а также открыто по стенам зданий, в которых нет взрыво-пожароопасных или взрывоопасных производств. Рекомендуется использование технологических эстакад для

совместной прокладки кабелей с технологическими трубопроводами, особенно при небольшом числе кабелей, так как выделение отдельной полосы отчуждения («коридора») для кабельных эстакад на загруженной территории предприятия представляет затруднения. В настоящее время с участием кабельных заводов разрабатывается

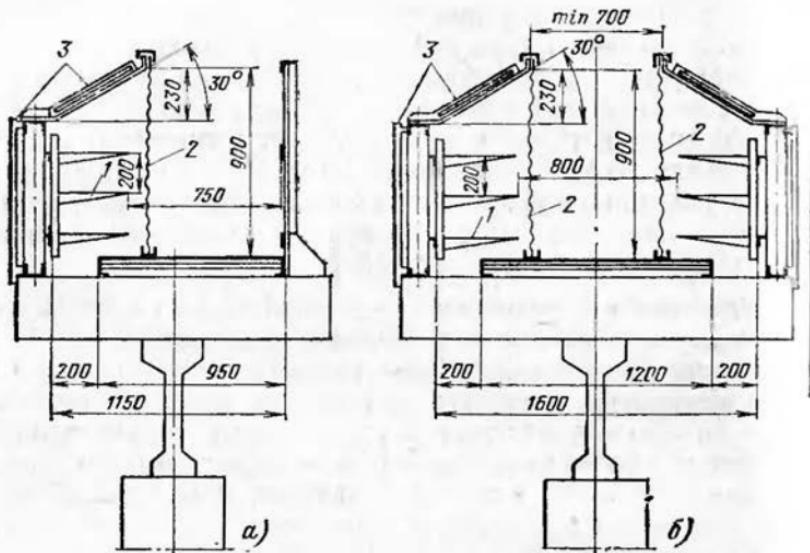


Рис. 50. Кабельные эстакады:

a — проходная односторонняя на отдельной опоре; *b* — двусторонняя; 1 — кабельная полка; 2 — съемная солнцезащитная панель; 3 — стационарные солнцезащитные панели

вопрос об отказе от солнцезащитных покрытий эстакад. Закрепление кабелей, проложенных по конструкциям, предусматривается у концевых заделок, перед поворотом трассы и после него, у соединительных муфт и на прямых участках через каждые 2 м. Соединительные муфты прочно закрепляются на жестких конструкциях.

Прокладка кабелей на эстакадах и в галереях применяется: на химических, нефтехимических, металлургических и других заводах, территория которых насыщена различными подземными коммуникациями, затрудняющими прокладку больших потоков кабелей в земле; на предприятиях с большой агрессивностью почвы, воздействующей на оболочки кабелей; в местах, где возможно значительное скопление в кабельных каналах и туннелях

взрывоопасных газов тяжелее воздуха; в районах вечной мерзлоты, в которых имеет место пучение грунтов под воздействием тепла, выделяемого кабелями, и образование морозобойных трещин, вследствие чего кабели в земле подвергаются растягивающим усилиям, приводящим к авариям.

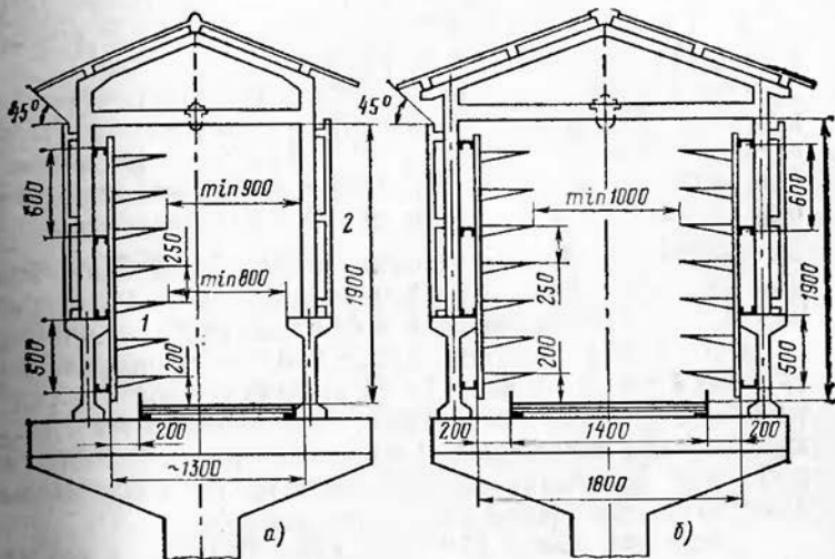


Рис. 51. Кабельные галереи:

a — односторонняя; *b* — двусторонняя; *1* — кабельная полка; *2* — солнцезащитные панели

В тех случаях, когда не удается применить совместную прокладку кабелей на общих технологических эстакадах, кабельные эстакады располагаются на общей полосе отчуждения с другими коммуникациями (водо-, газо-, теплопроводов и технологических трубопроводов).

Полоса отчуждения под кабельную эстакаду принимается равной ширине эстакады плюс по 1 м с обе стороны от нее.

Пролеты между опорами эстакад и галерей на прямых участках обычно принимаются 12 м, иногда 6 м, имеется также исполнение эстакад с пролетом 18 м. Вводы кабелей в здания выполняются через шахту и короткий туннель или путем непосредственного примыкания эстакады (галереи) к зданию.

Для удобства монтажа и эксплуатации кабелей на эстакадах предусматриваются мостики, за исключением тех случаев, когда рас-

катку и укладку кабелей на полки и монтаж муфт можно выполнить со специальных механизмов.

Институтами «Электропроект» и «Моспромстройпроект» разработаны специальные конструкции кабельных эстакад и галерей, значительно облегченные по сравнению с ранее применявшимися для прокладки кабелей. Разработано четыре типа (семь исполнений) эстакад с числом кабелей 12, 18 и 30 с шагом опор (длиной пролета) 6, 12 и 18 м и два типа (шесть исполнений) галерей с числом кабелей 48 и 96 с шагом опор 6, 12 и 18 м.

Для тушения пожара применяются передвижные средства пожаротушения. Длинные галереи разделяются несгораемыми перегородками на отсеки длиной не более 150 м. В галереях предусматривается постоянное электрическое освещение, необходимое для осмотра и ремонта кабелей и автоматическая пожарная сигнализация.

Десятилетний опыт эксплуатации кабелей, проложенных на технологических и специальных эстакадах, показал высокую их надежность и большее удобство при эксплуатации по сравнению с подземными прокладками в траншеях или каналах. По сравнению с прокладками в туннелях аварийность кабелей, проложенных по эстакадам, также уменьшается. Обеспечивается независимость работы по прокладке кабелей от сооружения других подземных коммуникаций на предприятии.

Кабельные линии 110—220 кВ. Прокладка кабелей 110—220 кВ. Размещение воздушных линий глубоких вводов на территории современных предприятий связано с большими трудностями вследствие резкого увеличения плотности застройки. На предприятиях с атмосферой, загрязненной промышленными уносами, применение ВЛ еще более усложняется. Мероприятия по усилению изоляции и по очистке ее от загрязнений значительно удорожают сооружение и эксплуатацию и все же не гарантируют надежную работу ВЛ. На таких предприятиях применяются глубокие вводы кабелями 110—220 кВ.

Заводами изготавливаются маслонаполненные кабели на напряжение 110 и 220 кВ, в которых масло находится под избыточным давлением, создаваемым специальными подпиточными устройствами. Имеются кабели низкого давления (до $1 \cdot 10^5$ Па), среднего давления (до $3 \cdot 10^5$ Па) и высокого давления (до $10 \cdot 10^5$ Па). Подготавливаются к выпуску сухие кабели на напряжение 110—220 кВ с пластмассовой изоляцией, применение которых значительно облегчит монтаж и эксплуатацию промышленных кабельных сетей и будет способствовать еще большему внедрению кабельных глубоких

вводов 110—220 кВ. В первую очередь намечены к выпуску сухие кабели на напряжение 110 кВ сечением 400, 625 и 1000 мм². Подготавливается к монтажу опытная линия длиной 4 км, сечением 625 мм², пропускной способностью около 700 А.

На промышленных предприятиях преимущественно применяются маслонаполненные кабели среднего давления на напряжение 110 кВ. Практика эксплуатации в энергосистемах выявила высокую надежность их работы. Зарубежная практика также показывает очень малую аварийность маслонаполненных кабелей 110—220 кВ даже по сравнению с кабелями 6—10 кВ.

Кабельные линии легче подвести к подстанциям глубоких вводов 110—220 кВ, расположаемым рядом с производственными зданиями, чем воздушные. Особенно целесообразно применение кабелей 110—220 кВ при реконструкции электроснабжения действующих предприятий, территория которых бывает особо стеснена различными сооружениями.

При применении КЛ 110—220 кВ предпочтительны радиальные (блочные) схемы электроснабжения, так как при магистральных схемах необходима сложная разделка кабеля на ответвлениях.

Способы прокладки. Прокладка кабелей 110 и 220 кВ выполняется в траншеях или туннелях. Предпочтение следует отдавать траншейной прокладке, как наиболее экономичной во всех случаях, когда это позволяют условия трассы по территории предприятия.

Прокладка в траншеях применяется обычно при числе кабелей до шести (две двухцепные линии, каждая из трех однофазных кабелей) и при отсутствии на трассе агрессивных по отношению к оболочке кабеля грунтов.

На промышленных предприятиях, в частности на крупных металлургических заводах, применяется прокладка в туннелях. Такая прокладка целесообразна при числе кабелей более шести [более двух цепей] независимо от характера трассы.

Крепление однофазных маслонаполненных кабелей среднего и низкого давления на металлических конструкциях следует выполнять таким образом, чтобы не было образования вокруг кабеля замкнутого магнитного контура. Расстояние между креплениями должно быть не более 1 м.

Между линиями 110 кВ разного назначения и ответственности, прокладываемыми на одной стороне туннеля, предусматриваются несгораемые перегородки с пределом огнестойкости 0,75 ч. На трассе туннеля предусматриваются компенсационные камеры, в которых

кабели укладываются змейкой для создания запаса по длине, необходимого при возможном перемонтаже соединительных и концевых муфт.

Кабели крепятся к конструкциям алюминиевыми скобами с резиновыми прокладками под ними. Предусмотрена возможность механизированной прокладки в туннелях кабелей сечением жилы до 625 мм².

Переход питающей ВЛ 110 кВ в кабель, который может потребоваться на границе предприятия и его района, осуществляется через переходный пункт, на котором устанавливаются концевые муфты, разрядники и баки давления. На небольших предприятиях этот переход может быть осуществлен на конечной опоре ВЛ.

При длине КЛ несколько километров необходимо производить транспозицию фаз одножильных кабелей для уменьшения наведенного напряжения в параллельных линиях связи.

Маслоподпитка кабелей. Для подпитки маслом кабелей 110 кВ среднего давления применяется морозоустойчивое масло марки МН-4. Подпитка осуществляется на каждой секции КЛ при помощи герметически закрытых баков среднего давления БД6-0,25 с начальным давлением $0,25 \cdot 10^3$ Па, от которых масло подводится маслопроводами к опорным или концевым кабельным муфтам, возле которых устанавливаются баки давления.

Предусматривается контроль давления масла и сигнализация в кабеле путем установки на каждой фазе маслопровода электроконтактных манометров.

14. ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ УСТРОЙСТВА И МЕРЫ ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТИ

Различают два вида опасности поражения человека электрическим током: 1) прикосновение человека к токоведущим частям электроустановки, находящимся под напряжением; 2) прикосновение человека к конструктивным частям, которые могут оказаться под напряжением при повреждении изоляции токоведущих частей электроустановки, т. е. при замыкании на землю или при замыкании на корпус.

Основными защитными мерами против поражения человека электрическим током, т. е. мерами электробезопасности, в первом случае является знание и строгое соблюдение правил техники безопасности при монтаже и эксплуатации электроустановок, а также при пользовании электроприборами и электронным инструментом [5, 6]. При электромонтажных работах случаи поражения чело-

века электрическим током при прикосновении к частям, находящимся под напряжением, чаще всего имеют место в электроустановках 220—380 В (около 80 % всех случаев), а также в электроустановках 6 и 10 кВ (около 20 %).

Мерами электробезопасности при повреждении изоляции являются: заземление, зануление, защитное отключение, установка разделяющих трансформаторов, использование малого напряжения, применение двойной изоляции, выравнивание потенциалов [7].

По требованиям, предъявляемым к электробезопасности, электроустановки подразделяются на:

электроустановки напряжением выше 1 кВ в сетях с эффективно заземленной нейтралью (с большими токами замыкания на землю);

то же в сетях с изолированной нейтралью (с малыми токами замыкания на землю);

электроустановки напряжением до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью;

то же с изолированной нейтралью.

Прежде чем перейти к рассмотрению заземляющих устройств и мер электробезопасности, необходимо привести основные определения и дать некоторые пояснения к ним.

Электрической сетью с эффективно заземленной нейтралью называется трехфазная электрическая сеть напряжением выше 1 кВ, в которой коэффициент замыкания на землю не превышает 1,4.

Коэффициентом замыкания на землю в трехфазной электрической сети называется отношение разности потенциалов между испорченной фазой и землей в точке замыкания на землю другой или двух других фаз к разности потенциалов между фазой и землей в этой точке до замыкания.

Глухозаземленной нейтралью называется нейтраль трансформатора или генератора, присоединенная к заземляющему устройству непосредственно или через малое сопротивление (например, через трансформаторы тока).

Изолированной нейтралью называется нейтраль трансформатора или генератора, не присоединенная к заземляющему устройству или присоединенная к нему через приборы сигнализации, измерения, защиты, заземляющие дугогасящие реакторы и подобные им устройства, имеющие большое сопротивление.

Замыканием на землю называется случайное соединение находящихся под напряжением частей электроустановки с конструктивными частями, не изолированными от земли, или непосредственно с землей.

Замыканием на корпус называется случайное соединение находящихся под напряжением частей электроустановки с их конструктивными частями, нормально не находящимися под напряжением.

Заземляющим устройством называется совокупность заземлителя и заземляющих проводников.

Заземлителем называется проводник (электрод) или совокупность металлически соединенных между собой проводников (электродов), находящихся в соприкосновении с землей.

Заземляющим проводником называется проводник, соединяющий заземляемые части с заземлителем.

Заземлением какой-либо части электроустановки или другой установки называется преднамеренное гальваническое соединение этой части с заземляющим устройством.

Искусственным заземлителем называется заземлитель, специально выполненный для целей заземления.

Естественным заземлителем называются находящиеся в соприкосновении с землей электропроводящие части коммуникаций, зданий и сооружений производственного или иного назначения, используемые для целей заземления.

Напряжением на заземляющем устройстве называется напряжение, возникающее при стекании тока с заземления в землю между точкой ввода тока в заземляющее устройство и зоной нулевого потенциала (на рис. 52 оно обозначено U_3).

Напряжением относительно земли при замыкании на корпус называется напряжение между этим корпусом и зоной нулевого потенциала (на рис. 52 оно равно U_3).

Зоной растекания называется область земли, в пределах которой возникает заметный градиент потенциала при стекании тока с заземлителем (на рис. 52 эта зона имеет диаметр 30—40 м).

Зоной нулевого потенциала называется зона земли за пределами зоны растекания (на рис. 52 эта зона находится на расстоянии 15—20 м от заземлителя).

Напряжением прикосновения называется напряжение между двумя точками цепи замыкания на землю (на корпус) при одновременном прикосновении с ним человека (на рис. 52 оно обозначено $U_{\text{прик}}$).

Напряжением шага называется напряжение между двумя точками земли, обусловленное растеканием тока замыкания на землю, при одновременном касании их ногами человека (на рис. 52 оно обозначено $U_{\text{шаг}}$).

На рис. 52 для наглядности показано распределение градиента электрического потенциала вокруг одиночного заземлителя (электрода) при растекании тока замыкания на землю.

Для уменьшения напряжения прикосновения и напряжения шага принимают меры для выравнивания потенциалов. Это достигается погружением в землю необходимого по расчету числа электродов заземления (заземлителей), располагаемых на расстоянии 3–5 м один от другого и соединяемых между собой горизонтальными выравнивающими заземлителями, прокладываемыми на глубине 0,5–0,7 м от поверхности земли.

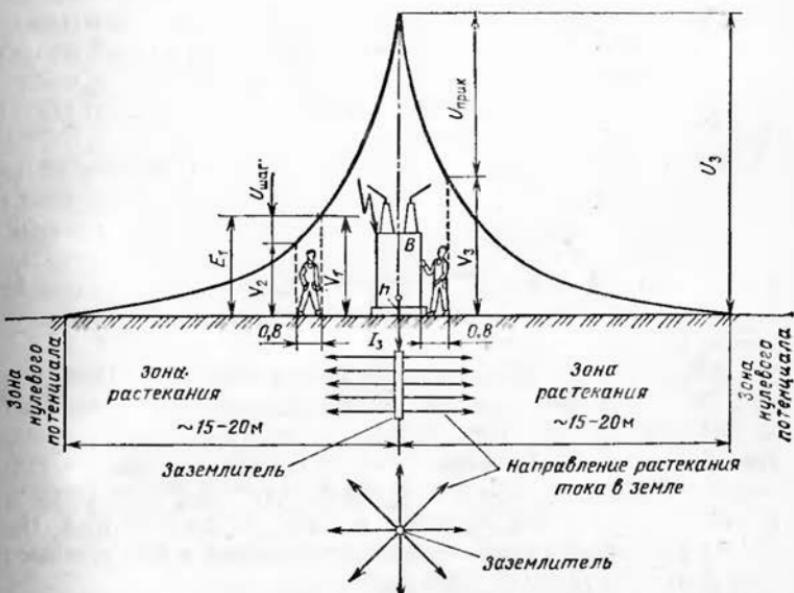


Рис. 52. Кривая распределения градиента электрического потенциала в зависимости от расстояния до одиночного заземлителя при замыкании на землю (на заземленный корпус):

U_3 — напряжение на заземляющем устройстве, равное электрическому потенциалу на одиночном заземлителе V_3 ; $U_{\text{шаг}}$ — шаговое напряжение, равное разности электрических потенциалов $V_1 - V_2$; $U_{\text{прик}}$ — напряжение прикосновения, равное разности электрических потенциалов $V_3 - V_1$.

В электроустановках промышленных предприятий в настоящее время вместо устройства искусственных заземлителей ограничиваются использованием естественных заземлителей — железобетонных фундаментов промышленных зданий и сооружений.

Током замыкания на землю называется ток, стекающий в землю через место замыкания (на рис. 52 он обозначен I_3).

Сопротивлением заземляющего устройства называется отношение напряжения на заземляющем устройстве U_z к току, стекающему с заземлителя в землю, I_z .

Защитным отключением в электроустановках напряжением до 1 кВ называется автоматическое отключение всех фаз (полюсов) участка сети, обеспечивающее безопасные для человека сочетания тока и времени его прохождения при замыканиях на корпус или снижении уровня изоляции ниже определенного значения.

Двойной изоляцией электроприемника называется совокупность рабочей и защитной (дополнительной) изоляции, при которой доступные прикосновению части электроприемника не приобретают опасного напряжения при повреждении только рабочей или только защитной (дополнительной) изоляции.

Малым напряжением называется номинальное напряжение не более 42 В между фазами и по отношению к земле, применяемое в электрических установках для обеспечения электробезопасности.

Разделяющим трансформатором называется трансформатор, предназначенный для гальванического отделения сети, питающей электроприемник, от первичной электрической сети, а также от сети заземления или зануления.

Занулением в электроустановках напряжением до 1 кВ называется преднамеренное соединение частей электроустановки, нормально не находящихся под напряжением, с глухозаземленной нейтралью трансформатора или генератора в сетях трехфазного тока, с глухозаземленным выводом источника однофазного тока, с глухозаземленной средней точкой источника в сетях постоянного тока. На рис. 53, а показаны зануление корпуса светильника и путь основного тока замыкания на корпус светильника.

Нулевым защитным проводником в электроустановках напряжением до 1 кВ называется проводник, соединяющий зануляемые части с глухозаземленной нейтралью генератора или трансформатора в сетях трехфазного тока, с глухозаземленным выводом источника однофазного тока, с глухозаземленной средней точкой источника в сетях постоянного тока. На рис. 53, а нулевой защитный проводник показан пунктиром между заземляющим контактом А на светильнике и магистралью зануления, обозначенной цифрой 0.

Нулевым рабочим проводником в электроустановках напряжением до 1 кВ называется проводник, используемый для питания электроприемников и соединенный с глухозаземленной нейтралью генератора или трансформатора в сетях трехфазного тока, с глухозаземленным выводом источника однофазного тока, с глухозаземленной средней точкой источника в трехпроводных сетях постоянного тока.

В электроустановках напряжением до 1 кВ с глухозаземленной

нейтралью нулевой рабочий проводник может выполнять функции нулевого защитного проводника. На рис. 53, а нулевой рабочий проводник показан пунктиром от точки *B* на магистрали зануления до электрической лампы *EL*.

На рис. 53, а магистраль зануления *O* одновременно выполняет функции нулевого рабочего и нулевого защитного проводников.

Заземляющие устройства. Для защиты человека от поражения электрическим током при повреждении изоляции применяются: заземление, зануление, защитное

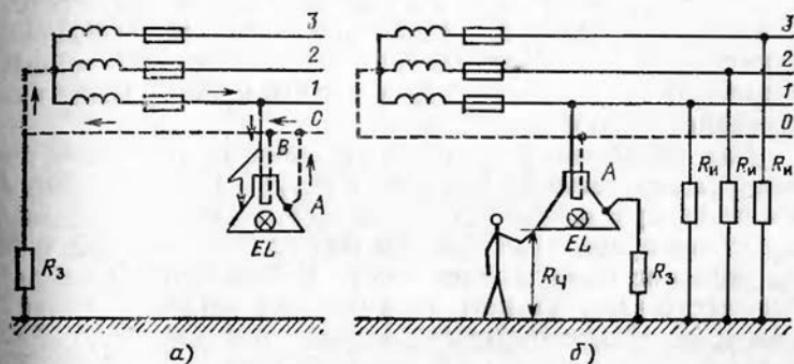


Рис. 53. Защитное заземление:

а — в сети с глухозаземленной нейтралью; б — в сети с изолированной нейтралью; R_3 — сопротивление заземляющего устройства; R_4 — сопротивление тела человека; R_n — сопротивление изоляции проводов; *A* — заземляющий контакт на корпусе светильника; *EL* — электрическая лампа

отключение, разделяющие трансформаторы, малое напряжение, двойная изоляция, выравнивание потенциалов.

Согласно [7] заземление или зануление должно применяться во всех электроустановках напряжением 380 В и выше переменного тока и 440 В и выше постоянного тока, а в помещениях с повышенной опасностью, особо опасных и в наружных установках — при переменном токе напряжением выше 42 В и до 380 В и при постоянном токе выше 110 В и до 440 В.

Заземление и зануление не требуются при напряжении до 42 В переменного тока и до 110 В постоянного тока во всех случаях, кроме специально оговоренных в [7].

В качестве заземляющих в первую очередь должны использоваться естественные заземляющие устройства. Необходимость сооружения искусственных заземлителей,

выравнивающих полос и контуров заземления внутри зданий в каждом отдельном случае должна быть обоснована в проекте.

Меры электробезопасности. В СССР промышленные электроустановки, а также электроустановки жилых, общественных и других зданий гражданского назначения напряжением до 1 кВ выполняются с глухозаземленной нейтралью. Как видно из рис. 53, а, в таких электроустановках замыкание на корпус при повреждении изоляции является коротким замыканием фазы (цепь тока КЗ показана стрелками). При этом должно произойти перегорание предохранителя в фазе с поврежденной изоляцией, отключение электроприемника (в данном случае светильника) от источника тока и, следовательно, снятие напряжения с его корпуса.

Для обеспечения быстрого автоматического отключения участка сети, на котором в результате нарушения изоляции произошло однофазное КЗ, фазные и нулевые защитные проводники должны быть рассчитаны так, чтобы значение однофазного тока КЗ было не меньше: 3-кратного номинального тока плавкой вставки ближайших к месту повреждения изоляции плавких предохранителей; 3-кратного номинального тока регулируемого расцепителя автоматического выключателя, имеющего обратно зависимую характеристику; 1,4-кратного тока уставки электромагнитного расцепителя (отсечки) автоматического выключателя с номинальным током до 100 А; 1,25-кратного тока уставки автоматического выключателя с номинальным током более 100 А.

Если при нарушениях изоляции безопасность не может быть обеспечена системой заземления или зануления [7], рекомендуется применять в качестве основной или дополнительной меры защиты защитное отключение.

В электроустановках напряжением до 1 кВ на торфяных разработках, в шахтах, на передвижных и других электроустановках с повышенными требованиями к безопасности применяют электрические сети с изолированной нейтралью (рис. 53, б). В таких электроустановках в качестве защитной меры должно применяться заземление всех нетоковедущих элементов, которые могут оказаться под напряжением при повреждениях изоляции, или защитное отключение. Кроме того, такая трехфазная сеть с изолированной нейтралью или однофазная сеть с изолированным выводом, связанная с сетью напряжени-

ем выше 1 кВ через трансформатор, должна иметь защиту от опасности проникания в нее напряжения выше 1 кВ при повреждении изоляции между обмотками высшего и низшего напряжений питающего трансформатора. Эта защита осуществляется пробивным предохранителем, включаемым между нейтралью и заземлением или фазой и заземлением на стороне низшего напряжения у каждого понижающего трансформатора.

В электроустановках напряжением выше 1 кВ с изолированной нейтралью в качестве меры безопасности должно быть выполнено заземление (рис. 52) и приняты меры выравнивания потенциалов, применены устройства контроля состояния изоляции, обеспечивающие возможность быстрого отыскания замыканий на землю (защита от замыканий на землю с действием на сигнал). В установках с повышенными требованиями к безопасности (передвижные электроустановки, установки на торфяных разработках, в шахтах) должна применяться защита от замыканий на землю с действием на отключение выключателя элементов сети с поврежденной изоляцией.

Если в электроустановках напряжением до 1 кВ в качестве защитной меры применяются разделяющие трансформаторы с вторичным напряжением не более 380 В или трансформаторы, понижающие напряжение до безопасного (не более 42 В), то заземление вторичной обмотки разделяющего трансформатора не допускается; корпус трансформатора должен быть заземлен или занулен; от одного разделяющего трансформатора должен питаться только один электроприемник с номинальным током плавкой вставки предохранителя или расцепителя автоматического выключателя на первичной стороне не более 15 А.

В качестве разделяющих трансформаторов могут быть использованы понижающие трансформаторы со вторичным напряжением 42 В и ниже повышенной надежности при условии, что от каждого трансформатора питается не более одного электроприемника с номинальным током плавкой вставки предохранителя или расцепителя автоматического выключателя на первичной стороне не более 15 А.

У понижающих трансформаторов, не являющихся разделяющими, должен быть заземлен или занулен корпус, а также один из фазных выводов или нейтраль (средняя точка) вторичной обмотки.

Если по каким-либо причинам невозможно выполнить заземление, зануление или применить защитное отключение, допускается [7] осуществлять обслуживание электрооборудования с изолирующими площадками при условии исключения возможности одновременного прикосновения к электрическим и другим частям оборудования или к частям здания, а прикосновение к незаземленным (незануленным) частям, представляющее опасность, возможно только с изолирующими площадками.

В электроустановках до 1 кВ с изолированной нейтралью (рис. 53, б) и во всех установках выше 1 кВ заземление и выравнивание потенциалов должно обеспечивать безопасное значение напряжения прикосновения $U_{\text{прик}}$ и напряжения шага $U_{\text{шаг}}$ и снижение тока, проходящего через тело человека, до безопасного значения. Для этого сопротивление заземления R_3 , включенного в цепь тока замыкания на землю параллельно телу человека (рис. 53, б), должно быть мало по сравнению с сопротивлением тела человека R_4 .

Выбор заземляющих устройств. Заземляющие устройства электроустановок выполняются или по условиям соблюдения нормированных значений [7] к их сопротивлению R_3 , либо к напряжению прикосновения $U_{\text{прик}}$.

Заземляющие устройства электроустановок напряжением выше 1 кВ с эффективно заземленной нейтралью рекомендуется выполнять по расчетным условиям напряжения прикосновения, а всех прочих электроустановок — по условиям допустимых сопротивлений заземляющего устройства.

Заземляющие устройства электроустановок напряжением выше 1 кВ сети с эффективно заземленной нейтралью, выполненные по условиям соблюдения требований к его сопротивлению, согласно [7] должны иметь в любое время года сопротивление $R_3 \ll 0,5$ Ом, включая сопротивление естественных заземлителей.

При расчете указанного заземляющего устройства по условиям допустимого напряжения прикосновения сопротивление его определяется по допустимому напряжению на заземляющем устройстве U_3 и току замыкания на землю. При этом в любое время года при стечении с заземляющим устройством тока замыкания на землю значение напряжения прикосновения (напряжения на теле человека U_t) не должно превышать следующих допустимых значений в зависимости от длительности воздействия (ГОСТ 12.1.038—82):

| | | | | | | |
|-----------------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| $U_{\text{прик}} = U_t$, В | 500 | 400 | 200 | 130 | 100 | 65 |
| t , с | 0,1 | 0,2 | 0,5 | 0,7 | 1,0 | 3,0 |

Расчетная длительность воздействия определяется как сумма времени срабатывания защиты и времени отключения выключателя. При этом за время срабатывания защиты принимается:

для рабочих мест, на которых при производстве оперативных переключений возможны короткие замыкания с переходом на конструкции (например, для мест управления разъединителями с ручным приводом), — время действия резервной защиты;

для всей остальной территории данной электроустановки — время действия основной защиты.

Для электроустановок напряжением выше 1 кВ с эффективно заземленной нейтралью помимо указанных должны соблюдаться следующие общие требования:

напряжение на заземляющем устройстве U_3 при стечении с него тока замыкания на землю I_s (см. рис. 52) не должно превышать 10 кВ. Если в таких электроустановках исключена возможность выноса потенциала за пределы зданий и внешних ограждений, то U_3 допускается выше 10 кВ;

при напряжениях U_3 от 5 до 10 кВ должны осуществляться меры по защите изоляции отходящих кабелей связи и телемеханики и по предотвращению выноса опасных потенциалов за пределы электроустановки.

В сетях электроустановок напряжением выше 1 кВ с изолированной нейтралью сопротивление заземляющего устройства, Ом, должно быть:

если заземляющее устройство используется одновременно для электроустановок напряжением до 1 кВ, то

$$R_3 < 125/I_s, \quad (24)$$

при этом должны выполняться также требования, предъявляемые к заземлению (зануливанию) электроустановок напряжением до 1 кВ;

если заземляющее устройство используется только для установок напряжением выше 1 кВ, то

$$R_3 = 250/I_s, \quad (25)$$

но не более 10 Ом.

В сетях электроустановок напряжением до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью сопротивление заземляющего устройства не должно превышать:

в сетях трехфазного тока напряжением 660 В и однофазного тока напряжением 380 В $R_3 < 2$ Ом;

в сетях трехфазного тока напряжением 380 В и однофазного тока напряжением 220 В $R_3 < 4$ Ом;

в сетях трехфазного тока напряжением 220 В и однофазного тока напряжением 127 В $R_3 < 8$ Ом.

Указанные величины R_a должны быть обеспечены с учетом использования естественных заземлителей (в том числе и повторных заземлителей нулевого провода).

В электроустановках напряжением до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью правилами устройства электроустановок допускается при удельном сопротивлении земли $\rho > 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ увеличение расчетного значения сопротивления заземляющего устройства в 0,01 ρ раз против приведенных выше нормированных значений. При этом максимально допустимое сопротивление заземляющего устройства не должно превышать нормированное значение более чем в 10 раз.

В электроустановках напряжением выше 1 кВ, а также до 1 кВ с изолированной нейтралью при $\rho > 500 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ допускается повышать значение сопротивлений заземляющих устройств в 0,002 ρ раз, но также не более чем в 10 раз.

В сетях напряжением до 1 кВ с изолированной нейтралью сопротивление заземляющего устройства электроустановки не должно превышать 4 Ом.

Для электроустановок малой мощности при мощности генератора или трансформатора 100 кВ·А и менее сопротивление заземляющего устройства должно быть не более 10 Ом. Если при этом параллельно работает несколько генераторов или трансформаторов, их суммарная мощность не должна превышать 100 кВ·А.

Условия применения железобетонных конструкций зданий в качестве заземляющих устройств. Экспериментальными исследованиями электробезопасности и измерениями сопротивлений растеканию тока замыкания на землю при использовании железобетонных фундаментов промышленных зданий были определены следующие условия использования железобетонных фундаментов в качестве заземлителей без сооружения искусственных заземлителей.

1. Для электроустановок напряжением выше 1 кВ с глухозаземленной нейтралью, расположенных внутри здания или примыкающих к промышленному зданию с железобетонным фундаментом, если выполняется соотношение

$$\sqrt{S} > k_1 / \rho_a, \quad (26)$$

где S — площадь, ограниченная периметром здания на уровне дневной поверхности земли, м^2 ; ρ_a — удельное эквивалентное электрическое сопротивление земли, $\text{Ом}\cdot\text{м}$; k_1 — коэффициент, Ом^{-1} , значения которого приведены ниже:

| | | | |
|---|------------------|--|------------------|
| $\rho_a, \text{ Ом}\cdot\text{м} \dots\dots\dots$ | $< 5 \cdot 10^2$ | $5 \cdot 10^2 < \rho_a < 5 \cdot 10^3$ | $> 5 \cdot 10^3$ |
| $k_1, \text{ Ом}^{-1} \dots\dots\dots$ | 1,0 | $500 / \rho_a$ | 0,1 |

При соблюдении условия (26) сопротивление заземляющего устройства не превышает 0,5 Ом.

Прокладка проводников для выравнивания потенциалов, предусмотренная (7), в том числе у входов и въездов, за исключением

мест расположения заземлителей нейтралей силовых трансформаторов, короткозамыкателей, вентильных разрядников и молниеотводов, не требуется при выполнении следующего условия:

$$I_3 \ll (5,4 + 7 \cdot 10^{-3} \rho_a) \frac{\sqrt{S}}{\rho_a}, \quad (27)$$

где I_3 — расчетный ток однофазного КЗ, стекающий в землю с фундаментов зданий, А; ρ_a — удельное электрическое сопротивление верхнего слоя земли, Ом·м.

2. Для электроустановок напряжением выше 1 кВ с изолированной нейтралью, расположенных внутри или примыкающих к промышленному зданию с железобетонным фундаментом, если соблюдаются соотношения:

для заземляющих устройств, одновременно используемых для электроустановок напряжением до 1 кВ,

$$\sqrt{S} \geq \rho_a I_3 k_2; \quad (28)$$

для заземляющих устройств, используемых только для электроустановок выше 1 кВ,

$$\sqrt{S} \geq \rho_a I_3 k_3, \quad (29)$$

где I_3 — расчетный ток замыкания на землю, А; $k_2 = 4 \cdot 10^{-3}$, В⁻¹; $k_3 = 2 \cdot 10^{-3}$, В⁻¹.

При соблюдении указанных условий сопротивление растеканию тока замыкания на землю заземляющего устройства не превышает нормированных значений [7].

3. Для электроустановок напряжением до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью, расположенных внутри или примыкающих к промышленному зданию с железобетонным фундаментом, если соблюдается условие

$$S > S_0, \quad (30)$$

где S_0 — критический периметр здания.

Значения S_0 в зависимости от значения линейного напряжения электроустановки и ρ_a приведены ниже:

| | | | |
|--|-------------------------------|-------------------------------|-----|
| U_L , В | 220 | 380 | 660 |
| S_0 при ρ_a , Ом·м: | | | |
| $\leq 10^3 \dots 36$ | 156 | 625 | |
| $> 10^3 \dots 0,36 \cdot 10^{-4} \rho_a^2$ | $1,56 \cdot 10^{-4} \rho_a^2$ | $6,25 \cdot 10^{-4} \rho_a^2$ | |

Значения удельного электрического сопротивления земли ρ_a принимаются по данным замеров. Средние значения ρ_a приведены ниже:

| Грунт | Песок | Супесок | Суглинок | Глина | Садовая земля | Черно-зем | Торф |
|---------------------|-------|---------|----------|-------|---------------|-----------|------|
| ρ_a , Ом·м ... | 700 | 300 | 100 | 40 | 40 | 20 | 20 |

Для обеспечения выравнивания потенциалов строительные конструкции, стационарно проложенные трубопроводы, металлические конструкции технологического оборудования должны быть присоединены к арматуре железобетонных колонн или фундаментов зданий.

Если замерами или расчетами установлено, что естественные заземлители не обеспечивают нормированные значения сопротивления растеканию или напряжения прикосновения, то применяют совместное использование естественных и искусственных заземлителей. При этом контур искусственных заземлителей должен быть соединен с арматурой железобетонных фундаментов не менее чем в двух местах и соединение должно выполняться выше уровня планировки прилегающей территории.

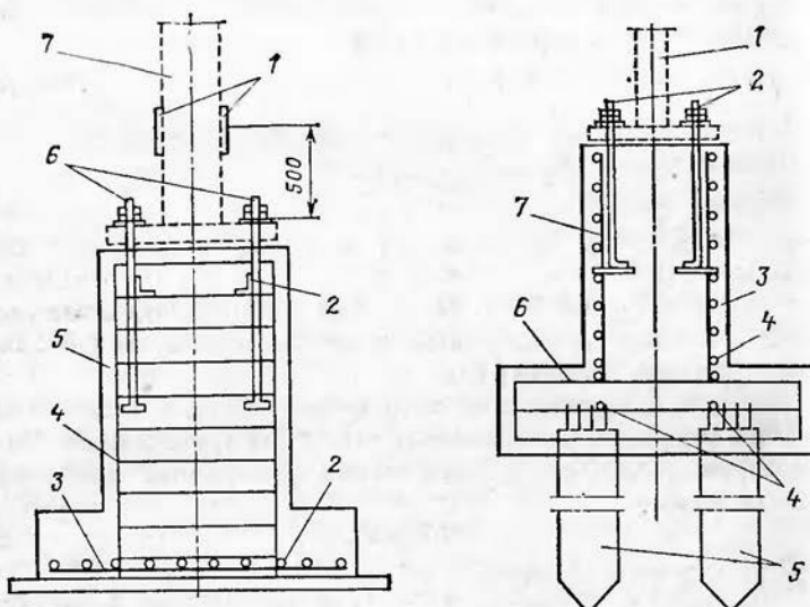


Рис. 54. Ступенчатый фундамент на естественном основании для стальных колонн:

1 — пластины для приварки заземляющих проводников; 2 — места сварки; 3 — арматура подошвы; 4 — арматура подколонника; 5 — железобетонный фундамент; 6 — фундаментные болты; 7 — стальная колонна

Рис. 55. Ступенчатый фундамент на свайном основании для стальных колонн:

1 — стальная колонна; 2 — фундаментные болты; 3 — подколонник; 4 — места сварки; 5 — сваи; 6 — арматура ростверка; 7 — арматура подколонника

Конструктивное выполнение заземляющих устройств.
При выполнении заземляющих устройств должны быть использованы естественные заземлители.

Искусственные заземлители применяются, если естественные заземлители не обеспечивают нормированных значений сопротивления заземляющего устройства.

В качестве искусственных заземлителей применяется сталь: круглая неоцинкованная диаметром не менее 10 мм или оцинкованная диаметром не менее 6 мм; полосовая сечением не менее 48 mm^2 при толщине не менее 4 мм. Окрашивать эти заземлители запрещается. Горизонтальные заземлители в электроустановках выше 1 кВ должны проверяться по термической стойкости при прохождении тока замыкания на землю I_3 .

Основные требования, предъявляемые к строительным конструкциям, используемым в качестве заземляющих устройств. Все элементы металлических и железобетонных конструкций, соединяют так, чтобы они образовали непрерывную электрическую цепь по металлу, а в железобетонных элементах (колоннах), кроме того, должны предусматриваться закладные детали для присоединения электрического и технологического оборудования.

В зданиях, сооружаемых из металлических конструкций, болтовые, заклепочные и сварные соединения достаточны для создания непрерывной электрической цепи. В местах, где нет указанных соединений, отдельные элементы металлоконструкций должны быть соединены между собой гибкими перемычками сечением не менее 100 mm^2 . Арматуру железобетонных фундаментов с металлическими колоннами соединяют как на рис. 54 и 55.

В зданиях, сооружаемых из железобетонных конструкций, непрерывность электрической цепи создается либо путем непосредственной сварки арматуры прилегающих элементов железобетонных конструкций, либо путем приварки к рабочей арматуре каждого элемента закладных деталей с последующей приваркой к ним металлических перемычек (рис. 56).

В верхней части железобетонных колонн производится соединение металлических закладных деталей железобетонных колонн с металлическими фермами и балками или с закладными деталями железобетонных ферм и балок сваркой или болтовыми соединениями.

Если предусматривается молниезащита здания с помощью устройства молниезащитной сетки, должна предусматриваться непрерывная электрическая цепь между молниеприемной сеткой и стальной рабочей арматурой

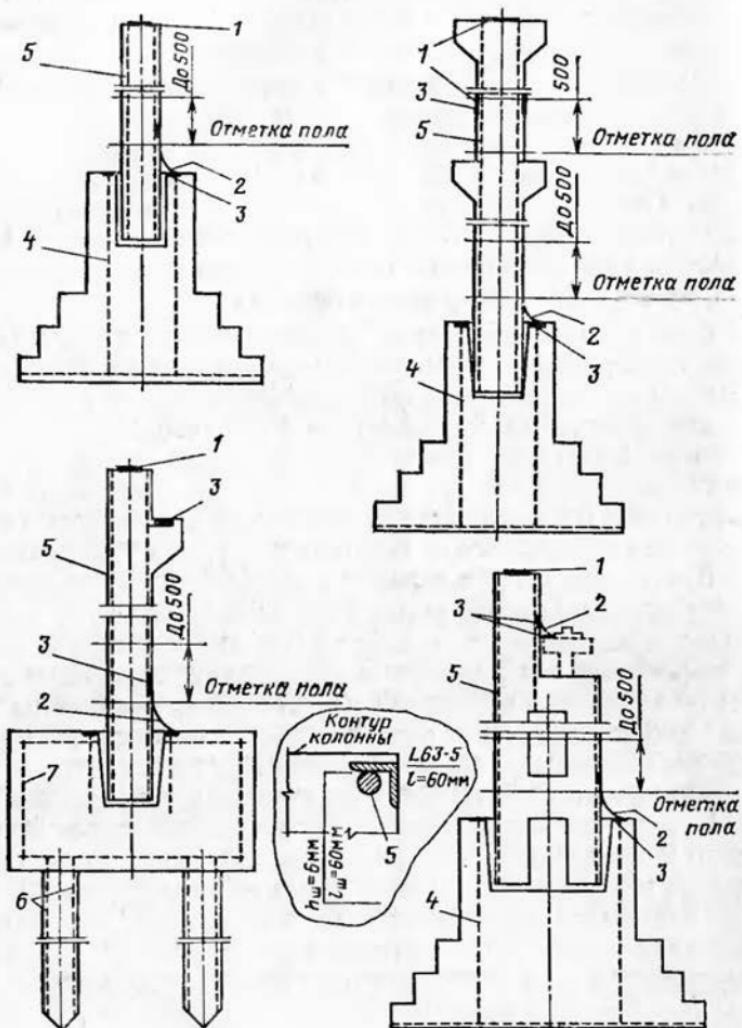


Рис. 56. Соединение железобетонных фундаментов с железобетонными колоннами:

1 — закладная деталь; 2 — заземляющая перемычка (сталь круглая диаметром не менее 12 мм); 3 — закладная деталь (стальная полоса 50×5 мм длиной 100 мм); 4, 5, 6, 7 — рабочая арматура соответственно фундамента, колонны, свай и ростверка

железобетонных колонн. Для заземления корпусов электрооборудования на каждом этаже здания на железобетонных конструкциях (колоннах), используемых в качестве заземляющих устройств, предусматриваются за-кладные детали на высоте 0,5 м от уровня пола.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ермилов А. А. Основы электроснабжения промышленных предприятий. — М.: Энергоатомиздат, 1983. — 208 с.
2. Указания по регулированию режимов электропотребления. — М.: 1979. — 68 с.
3. Инструкция по компенсации реактивной мощности в электрических сетях потребителей энергии. — Промышленная энергетика, 1980, № 11, с. 62—64.
4. Проектирование промышленных электрических сетей/В. И. Крупович, А. А. Ермилов, В. С. Иванов и др. — М.: Энергия, 1979. — 325 с.
5. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. — 3-е изд. М.: Атомиздат, 1974. — 352 с.
6. Правила техники безопасности при электромонтажных и наладочных работах. — М.: Энергия, 1973. — 168 с.
7. Правила устройства электроустановок (Минэнерго СССР). — 6-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1985. — 640 с.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|--|-----------------|
| Предисловие | 3 |
| 1. Общие указания | 5 |
| 2. Электрические нагрузки | 13 |
| 3. Источники питания и пункты приема электроэнергии | 17 |
| 4. Напряжение питающих и распределительных сетей | 23 |
| 5. Схемы электроснабжения | 26 |
| 6. Схемы распределения электроэнергии в сетях 6—35 кВ | 32 |
| 7. Электроснабжение предприятий в неблагоприятных атмосферных и климатических условиях | 39 |
| 8. Схемы электроснабжения в сетях напряжением до 1 кВ | 42 |
| 9. Качество электроэнергии | 48 |
| 10. Токи короткого замыкания | 70 |
| 11. Компенсация реактивной мощности | 76 |
| 12. Управление электроснабжением | 93 |
| 13. Способы канализации электроэнергии | 110 |
| 14. Заземляющие устройства и меры электробезопасности | 130 |
| Список литературы | 3я стр. обл. |

40 к.