А.А.Федоров
В.В.Каменева

ОСНОВЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Издание четвертое,
переработанное и дополненное

Допущено Министерством высшего
и среднего специального образования СССР
в качестве учебника для студентов вузов,
обучающихся по специальности
"Электроснабжение промышленных предприятий,
городов и сельского хозяйства"



МОСКВА ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ 1984

ББК 31.29
Ф 33
УДК 658.26 : 621.32 (075.8)

Рецензент Б. Г. Меньшов

Федоров А. А., Каменева В. В.

Ф 33 Основы электроснабжения промышленных предприятий: Учебник для вузов. — 4-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1984. — 472 с., ил.

В пер.: 1 р. 50 к. 48 000 экз.

Приведены основные принципы построения систем электроснабжения промышленных предприятий, расчеты электрических нагрузок, вопросы качества электроэнергии, выбор трансформаторов, сечений проводов и жил кабелей, вопросы компенсации реактивной мощности, режима работы нейтрали.

Третье издание вышло в 1979 г. Четвертое издание переработано с учетом новых нормативных материалов.

Для студентов вузов; может быть полезна специалистам в области электроснабжения промышленных предприятий.

Ф $\frac{2302050000\text{-}063}{051(01)\text{-}84}$ 157-84

ББК 31.29
6П2.1

© Издательство «Энергия», 1979 г.
© Энергоатомиздат, 1984, с изменениями

ПРЕДИСЛОВИЕ

Настоящее, четвертое издание учебника для вузов «Основы электроснабжения промышленных предприятий» составлено на базе трех изданий учебника А. А. Федорова «Электроснабжение промышленных предприятий» (1951, 1956, 1961 гг.) и трех изданий учебника по курсу «Основы электроснабжения промышленных предприятий» (1967, 1972, 1979 гг.). За годы, прошедшие после первого издания, автор имел возможность получить от многих читателей замечания и пожелания по улучшению книги. Автор с большой признательностью принял большую часть предложений, и в 1976 г. им была издана книга «Теоретические основы электроснабжения промышленных предприятий», учитывающая замечания специалистов, но не являющаяся учебником.

Настоящее издание выполнено по учебному плану курса, читаемого студентам Московского энергетического института на факультете «Электрификация и автоматизация промышленности и транспорта» по специальности «Электроснабжение промышленных предприятий».

За истекшее с 1979 г. время в жизни нашей страны произошли исторические события. XXVI съезд КПСС наметил программу дальнейшего развития народного хозяйства СССР на текущее десятилетие. В решениях съезда подчеркнуто, что повышение эффективности производства и улучшение качества работы во всех звеньях народного хозяйства, в том числе и в промышленной электроэнергетике,— одно из определяющих направлений развития производительных сил советского общества.

В связи с этим особое значение имеет решение комплекса научно-технических вопросов, связанных с повышением экономичности работы систем электроснабжения промышленных предприятий, с улучшением качества электроэнергии. В связи с этим в учебник включены новые вопросы, такие как качество электрической энергии (несинусоидальность, несимметрия, отклонения и колебания напряжения и частоты), изменение условий составления электробаланса (потери электроэнергии от несинусоидальных токов), расчет шинопроводов с учетом углов поворота шинопровода, компенсация реактивной мощности при наличии в системе электроснабжения полупроводниковых преобразовательных подстанций, влияющих на работу основного средства компенсации мощности – статических конденсаторов, оптимизация систем электроснабжения и ряд других.

В данной работе гл. 7 написана В. В. Каменевой, остальной материал – А. А. Федоровым.

При написании книги принимали участие: гл. 2, 9 – инж. С. В. Садчиков, гл. 3 – канд. техн. наук Т. В. Анчарова, гл. 4 – канд. техн. наук, доц. Э. А. Киреева, гл. 5 – инж. Л. Е. Старкова, гл. 5, 16 – канд. техн. наук, доц. П. И. Семичевский, гл. 6, 13, 15 – канд. техн. наук О. А. Бушуева, гл. 6 – инж. А. Г. Захарова, гл. 10 – инж. Г. П. Юркевич, гл. 11 – канд. техн. наук Ю. В. Кучин, инж. В. П. Пригода, гл. 12 – канд. техн. наук Г. М. Лебедев, гл. 13 – канд. техн. наук, доц. А. А. Катарская, канд. техн. наук, доц. В. В. Королев, гл. 15 – инж. Саид Мулла. В работе принимал участие представитель ВТШ Ильменау ГДР доц. Д. Штаде. Авторы благодарны им за помощь в работе.

Большую помощь при работе над книгой оказали рецензент доктор техн. наук, проф. Б. Г. Меньшов и редактор книги канд. техн. наук, доц. Э. А. Киреева, за что авторы им искренне признательны.

Замечания и пожелания по книге просим направлять по адресу: 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10, Энергоатомиздат.

Авторы

ВВЕДЕНИЕ

Системой электроснабжения (СЭС) называют совокупность устройств для производства, передачи и распределения электроэнергии. Системы электроснабжения промышленных предприятий создаются для обеспечения питания электроэнергией промышленных приемников, к которым относятся электродвигатели различных машин и механизмов, электрические печи, электролизные установки, аппараты и машины для электрической сварки, осветительные установки и др.

Задача электроснабжения промышленных предприятий возникла одновременно с широким внедрением электропривода в качестве движущей силы различных машин и механизмов и строительством электростанций. Первые электростанции сооружались в городах для освещения и питания электрического транспорта, а также при фабриках и заводах. Позднее появилась возможность сооружения электрических станций в местах залежей топлива (торфа, угля, нефти) или местах использования энергии воды независимо от мест нахождения потребителей электроэнергии — городов и промышленных предприятий. Передача электроэнергии на большие расстояния к центрам потребления стала осуществляться линиями электропередачи высокого напряжения.

В настоящее время большинство потребителей получает электроэнергию от энергосистем. В то же время на ряде предприятий продолжается сооружение и собственных ТЭЦ.

Необходимость в производстве электроэнергии на фабрично-заводских электростанциях обусловливается следующими причинами:

а) потребностью в теплоте для технологических целей и отопления и эффективностью попутного производства при этом электроэнергии;

б) необходимостью резервного питания для ответственных потребителей (второй независимый источник питания);

в) необходимостью использования вторичных энергоресурсов;

г) большой удаленностью некоторых предприятий от энергосистем.

По мере развития электропотребления усложняются и системы электроснабжения промышленных предприятий. В них включаются сети высоких напряжений, распределительные сети, а в ряде случаев и сети промышленных ТЭЦ. Возникает необходимость внедрять автоматизацию систем электроснабжения промышленных предприятий и производственных процессов, осуществлять в широких масштабах диспетчеризацию процессов производства с применением телесигнализации и телеуправления и вести активную работу по экономии электроэнергии.

Каждое производство существует постольку, поскольку его машины-орудия обеспечивают работу технологических механизмов, производящих промышленную продукцию. Все машины-орудия приводятся в настоящее время электродвигателями. Для их нормальной работы применяют электроэнергию как самую гибкую и удобную форму энергии, обеспечивающей работу производственных механизмов.

При этом электроэнергия должна обладать соответствующим качеством. Основными показателями качества электроэнергии являются стабильность частоты и напряжения, синусоидальность напряжения и тока и симметрия напряжения. От качества электроэнергии зависит качество выпускаемой продукции и ее количество.

Изменение технологических процессов производства, связанное, как правило, с их усложнением, приводит к необходимости модернизации и реконструкции систем электроснабжения. В таких системах вместо дежурного или дежурных устанавливается ЭВМ, обеспечивающая управление системой электроснабжения. Эта ЭВМ получает информацию в виде сигналов о состоянии системы электроснабжения, работе устройств защиты и автоматики и на основе этой информации обеспечивает четкую работу технологического и электрического оборудования. При этих условиях дежурный, находящийся на пульте управления, только наблюдает за течением технологического процесса и вмешивается в этот процесс только в случае его нарушения или отказов устройств защиты, автоматики и телемеханики.

Из изложенного ясно, что современное производство предъявляет высокие требования к подготовке инженеров – специалистов в области промышленного электроснабжения; одновременно требуется значительное количество инженеров, располагающих также знаниями и в области автоматики и вычислительной техники.

Переход на автоматизированные системы управления может быть успешным только при наличии средств автоматики и квалифицированных инженеров в области автоматизированного электроснабжения.

Следует отметить, что на многих заводах и фабриках нашей страны имеют место еще старые системы ручного обслуживания, и эти предприятия должны реконструироваться в условиях эксплуатации.

Необходимость научного подхода к управлению системами электроснабжения крупных предприятий, применения автоматизированных систем управления с использованием управляющей вычислительной техники диктуется, с одной стороны, сложностью современных систем электроснабжения, наличием разнообразных внутренних взаимодействующих связей, а также недостаточно высокими характеристиками надежности эксплуатируемых устройств автоматики; с другой стороны, возможностью отрицательного влияния крупных потребителей электроэнергии на работу энергосистемы.

Реальными предпосылками применения управляющей вычислительной техники в системах электроснабжения можно считать следующие:

1) характер производства, передачи, приема и распределения электроэнергии между потребителями является непрерывным, безынерционным, быстротекущим; объект управления – развитая сложная техническая система;

2) управляющую вычислительную технику целесообразно применять в системах с высоким уровнем автоматизации технологического процесса, со значительными информационными потоками в системах контроля и управления; системы электроснабжения крупных промышленных предприятий относятся именно к таким системам;

3) современный уровень автоматизации систем электроснабжения на предприятиях позволяет использовать имеющиеся средства локальной автоматизации в АСУ электроснабжением;

4) высокие темпы развития производства вычислительных машин, совершенствование их элементной базы приводят к снижению стоимости вычислительной техники, что позволяет расширить сферу их применения.

Основной особенностью АСУ электроснабжением является унификация, единство подхода, универсальность решений для систем электроснабжения предприятий независимо от характера производства, в то время как для любой автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУТП) характерно разнообразие и индивидуальность в зависимости от вида производства. Поэтому можно разрабатывать универсальные принципы построения АСУ электроснабжением.

Важной особенностью систем электроснабжения является невозможность создания запасов основного используемого продукта – электроэнергии. Вся получаемая электроэнергия немедленно потребляется. При непредвиденных колебаниях нагрузки необходима точная и немедленная реакция системы управления, компенсирующая возникший дефицит.

Системе электроснабжения крупного предприятия свойственно наличие глубоких внутренних связей, не позволяющих расчленять системный, комплексный подход, учитывающий взаимовлияние факторов, и учет их динамичности. Под влиянием разнообразных возмущений происходит непрерывное изменение состояния системы.

Применение средств управляющей вычислительной техники в системах электроснабжения является закономерным продолжением развития автоматизации этих систем.

Существующие средства локальной автоматизации решают следующие основные задачи: защиты, регулирования напряжения, регулирования мощности конденсаторных батарей и др. Одним из способов совершенствования автоматики является использование управляющих ЭВМ. Логические возможности ЭВМ практически неограниченны, что позволяет реализовать достаточно сложные алгоритмы управления. Возможность накопления и статистической обработки информации позволяет решить задачи анализа и самоконтроля системы. Централизация функций контроля и управления позволяет корректировать управляющую систему практически на любом уровне.

Модель управления системой электроснабжения может включать в себя следующие уровни: первый – устройства автоматики, датчики электрических и технологических параметров; второй – анализ первичной информации, ее обработка; третий – контрольно-вычислительная операционная система; четвертый – оптимальное управление, выдача управляющих сигналов на исполнительные органы.

Создание универсальной системы управления системой электроснабжения, которая могла бы найти применение на любом крупном пред-

приятии независимо от характера производства, можно рассматривать как первый шаг к созданию интегрированной автоматизированной системы управления, объединяющей непосредственное управление электроснабжением с управлением энергохозяйством, технологией производства и административно-хозяйственными вопросами. Комплекс управляющих вычислительных машин следует использовать для решения задач оптимального управления производством с учетом всех сторон деятельности предприятия.

Для улучшения технико-экономических показателей систем промышленного электроснабжения необходимо:

1) совершенствование стандарта номинальных мощностей силовых трансформаторов, например установление шага 1,35 вместо применяемого шага 1,6, что позволит сократить устанавливаемые трансформаторные мощности, создаст условия для экономии электроэнергии в трансформаторах; работы, связанные с обоснованием необходимости решения этой задачи, выполнены на кафедре ЭПП МЭИ;

2) выпускать трансформаторы с соединением обмоток звезда-зигзаг или треугольник-зигзаг, что снизит капиталовложения и сократит потери электроэнергии; заменить, где это возможно, симметрирующие и фильтрокомпенсирующие устройства рациональными схемными решениями;

3) создание эффективного математического обеспечения автоматизированных систем управления электроснабжением, что включает в себя разработку наиболее универсальных алгоритмов и программ по расчету режимов и надежности СЭС, позволяющих учитывать реальные условия функционирования системы и ее динамичность.

Все это должно способствовать сокращению капиталовложений и экономии электроэнергии в условиях эксплуатации.

Главной проблемой в ближайшем будущем явится создание рациональных систем электроснабжения промышленных предприятий, которое связано со следующим:

1) выбором и применением рационального числа трансформаций. В настоящее время существуют системы электроснабжения с недопустимо большим количеством трансформаций; так, например, на одном металлургическом комбинате имеются напряжения 500 (планируется в ближайшем будущем), 220, 110, 35, 10, 6, 3, 0,5, 0,38 и 0,22 кВ или, например, группа новых промышленных предприятий, созданная за последние 10 – 15 лет, имеет напряжения 500, 220, 110, 35, 10, 6, 0,38 и 0,22 кВ. Такое большое количество напряжений влечет за собой неоправданно большое число трансформаций (пять-шесть).

Применение на промышленных предприятиях рациональных напряжений приведет к сокращению числа трансформаций до двух-трех. В этом случае экономия электроэнергии составит не менее 10 – 15% всего ее расхода (потребления) промышленным предприятием.

Причинами появления нерациональных систем электроснабжения в промышленности являются их постоянный рост и реконструкции при локальном решении задач электроснабжения всякий раз, когда наступает необходимость реконструкции этих систем. Применение напряжения 20 кВ могло бы способствовать резкому сокращению числа трансформаций;

2) выбором и применением рациональных напряжений. Применение рациональных напряжений в системах электроснабжения промышленных предприятий дает значительную экономию в потерях электроэнергии. Разработанная на кафедре ЭПП МЭИ методика выбора рациональных напряжений позволяет применять для систем электроснабжения напряжения, обеспечивающие оптимальные экономические показатели.

Причинами применения нерациональных напряжений являются постоянный рост электропотребления и частное решение задачи электроснабжения, а также требования энергосистем производить питание на напряжении, имеющемся в эксплуатируемой системе. Нерациональные решения в этом направлении приводят к тому, что в эксплуатации находятся системы электроснабжения, в которых потери электроэнергии доходят до $35-40\%$;

3) правильным выбором места размещения цеховых и главных распределительных (понизительных) подстанций. Расположение питающих подстанций в соответствующих центрах электрических нагрузок обеспечивает минимальные годовые приведенные затраты. Всякое смещение питающей подстанции из центра электрических нагрузок ведет к увеличению этих затрат и повышенному расходу электроэнергии.

Разработанная на кафедре ЭПП МЭИ методика определения рационального места расположения питающих подстанций позволяет значительно сократить расходы на потери электроэнергии;

4) дальнейшим совершенствованием методики определения электрических нагрузок. Правильное определение ожидаемых нагрузок способствует решению общей задачи оптимизации построения систем внутризаводского электроснабжения. В этом направлении уже многое сделано ГПИ Тяжпромэлектропроект и другими организациями, но эта работа должна продолжаться;

5) рациональным выбором числа и мощности трансформаторов, а также схем электроснабжения и их параметров, что ведет к сокращению потерь электроэнергии, повышению надежности и способствует осуществлению общей задачи оптимизации построения систем электроснабжения;

6) принципиально новой постановкой для решения таких задач, как, например, симметрирование (выравнивание) электрических нагрузок. В настоящее время этот вопрос решается так: устанавливается трансформатор для питания нагрузки, несимметричной по фазам, а затем между трансформатором и нагрузкой устанавливается симметрирующее устройство. Это приводит к значительному увеличению мощности питающих устройств и увеличению непроизводительных потерь топлива и электроэнергии. Выравнивание нагрузки по фазам можно сделать, например, при помощи изменения схемы соединения обмоток питающих трансформаторов — вместо звезда – звезда с нулем использовать схему звезда – зигзаг с нулем, что увеличит стоимость питающего трансформатора всего на 5%, а не на 80%, как в первом случае.

Поддержание напряжения, близкого к номинальному, обычно производится за счет регулирования напряжения различными дополнительными устройствами, в том числе и РПН. При этом особенно в условиях глубокого регулирования напряжения имеют место дополнительные потери электроэнергии. В таких случаях эффективнее применять

повышение номинального напряжения, что гораздо выгоднее экономически.

Общая задача оптимизации систем промышленного электроснабжения кроме указанных выше положений включает также рациональные решения по выбору сечений проводов и жил кабелей, способов компенсации реактивной мощности, автоматизации, диспетчеризации и др.

Оптимизация производственных процессов в сочетании с оптимизацией систем промышленного электроснабжения может и должна дать стране дополнительные средства за счет сокращения непроизводительных расходов.

Задачи оптимизации должны решаться с точки зрения системного подхода. При этом выбор рациональных режимов работы систем электроснабжения промышленного предприятия необходимо производить, оценивая экономическую эффективность работы всего предприятия в целом. В ряде случаев при дефиците мощности в системе электроснабжения более выгодным оказывается понижение напряжения на 5 и 10 % по сравнению с номинальным. Указанная мера позволяет для многих производств без ущерба для технологического процесса уменьшить убытки по сравнению с убытками от принудительного отключения, что применяется в настоящее время.

Системный подход при решении оптимизационных задач предполагает управление качеством электроэнергии, направленное на уменьшение ее потерь в системах промышленного электроснабжения, а также на повышение производительности механизмов и качества выпускаемой продукции. Комплексное решение этой проблемы обеспечивает всемерное повышение эффективности народного хозяйства.

Глава первая

ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

1.1 Классификация приемников электроэнергии и их общие характеристики

Около 70% всей вырабатываемой в нашей стране электроэнергии потребляется промышленными предприятиями.

Приемники электроэнергии промышленных предприятий делятся на следующие группы:

1) приемники трехфазного тока напряжением до 1000 В, частотой 50 Гц;

2) приемники трехфазного тока напряжением выше 1000 В, частотой 50 Гц;

3) приемники однофазного тока напряжением до 1000 В, частотой 50 Гц;

4) приемники, работающие с частотой, отличной от 50 Гц, питаемые от преобразовательных подстанций и установок;

5) приемники постоянного тока, питаемые от преобразовательных подстанций и установок.

Для правильного построения систем промышленного электроснабжения всех приемников перечисленных выше групп необходимо выяснить:

1) требования, предъявляемые действующими «Правилами устройства электроустановок» (ПУЭ) [1] к надежности питания приемников (1-я, 2-я и 3-я категории);

2) режим работы (продолжительный, кратковременный, повторно-кратковременный);

3) места расположения приемников электроэнергии; необходимо также выяснить стационарные они или передвижные.

В настоящее время электроснабжение промышленных предприятий ведется на переменном трехфазном токе. Для питания групп приемников постоянного тока сооружаются преобразовательные подстанции, на которых устанавливаются преобразовательные агрегаты: полупроводниковые выпрямители, ртутные выпрямители, двигатель-генераторы и механические выпрямители.

Преобразовательные агрегаты питаются от сети трехфазного тока и являются поэтому приемниками трехфазного тока.

Приемники постоянного тока, имеющие индивидуальные преобразовательные агрегаты: электропривод по системе генератор-двигатель, вентильный электропривод и т. п., являются с точки зрения электроснабжения приемниками трехфазного тока.

Часто встречающимися приемниками постоянного тока, требующими питания от преобразовательных подстанций, являются внутризаводской электрифицированный транспорт, некоторые установки, использующие явление электролиза, некоторые электродвигатели подъемно-транспортных и вспомогательных механизмов.

Согласно ПУЭ электротехнические установки, производящие, преобразующие, распределяющие и потребляющие электроэнергию, подразделяются на электроустановки напряжением до 1000 В и электроустановки напряжением выше 1000 В.

Электротехнические установки напряжением до 1000 В выполняются как с глухозаземленной, так и с изолированной нейтралью, а установки постоянного тока – с глухозаземленной и изолированной нулевой точкой.

Электрические установки с изолированной нейтралью следует применять для повышения надежного питания систем промышленного электроснабжения (торфяные разработки, угольные шахты и т. п.) при условии, что в этом случае обеспечиваются контроль изоляции сети и целостность пробивных предохранителей, быстрое обнаружение персоналом замыканий на землю и быстрая ликвидация их или автоматическое отключение участков с замыканием на землю.

В четырехпроводных сетях переменного тока или трехпроводных сетях постоянного тока для установок без повышенной опасности глухое заземление нейтрали обязательно.

Электрические установки напряжением выше 1000 В делятся на установки:

1) с изолированной нейтралью (напряжением до 35 кВ);

2) с нейтралью, включенной на землю через индуктивное сопротивление для компенсации емкостных токов (напряжением до 35 кВ и редко 110 кВ);

3) с глухозаземленной нейтралью (напряжением 110 кВ и выше).

Кроме того, все эти установки подразделяются на установки с малыми токами замыкания на землю (до 500 А) и установки с большими токами замыкания на землю (более 500 А).

По частоте тока приемники электроэнергии делятся на приемники промышленной частоты (50 Гц) и приемники с высокой (выше 10 кГц), повышенной (до 10 кГц) и пониженной (ниже 50 Гц) частотами.

Большинство приемников используют электроэнергию нормальной промышленной частоты. Установки высокой и повышенной частоты применяются для нагрева под закалку, ковку и штамповку металлов, а также для плавки металлов. К приемникам с повышенной частотой относятся, например, электродвигатели в текстильной промышленности при производстве искусственного шелка (частота 133 Гц).

Для преобразования переменного тока промышленной частоты в токи высокой и повышенной частоты служат двигатель-генераторы (электромашинные преобразователи), а также тиристорные или ионные преобразователи. Для получения повышенной частоты (до 10 кГц) применяют преимущественно тиристорные преобразователи (инверторы). Для получения частот 10 кГц и выше применяют ламповые генераторы. От ионных генераторов можно получить частоты до 2800 Гц. К приемникам с по-

ниженной частотой относятся коллекторные электродвигатели, применяемые для транспортных целей ($16^2/_3$ Гц), перемешиватели жидкого металла (до 25 Гц) и индукционные нагревательные устройства для отливки крупных деталей. Переменный ток пониженной частоты в промышленных установках широкого применения не имеет.

Приемники электроэнергии могут быть подразделены на группы по сходству режимов, т. е. по сходству графиков нагрузки. Деление потребителей на группы позволяет более точно находить суммарную электрическую нагрузку.

Различают три характерные группы приемников:

1) приемники, работающие в режиме с продолжительно неизменной или мало меняющейся нагрузкой. В этом режиме электрическая машина или аппарат может работать продолжительное время без превышения температуры отдельных частей машины или аппарата выше допустимой. Примерами приемников, работающих в этом режиме, являются электродвигатели компрессоров, насосов, вентиляторов и т. п.;

2) приемники, работающие в режиме кратковременной нагрузки. В этом режиме рабочий период машины или аппарата не настолько длителен, чтобы температура отдельных частей машины или аппарата могла достигнуть установившегося значения. Период остановки машины или аппарата настолько длителен, что машина практически успевает охладиться до температуры окружающей среды. Примерами данной группы приемников являются электродвигатели электроприводов вспомогательных механизмов металлорежущих станков (механизмы подъема поперечины, зажимы колонн, двигатели быстрого перемещения суппортов и др.), гидравлических затворов и т. п.;

3) приемники, работающие в режиме повторно-кратковременной нагрузки. В этом режиме кратковременные рабочие периоды машины или аппарата чередуются с кратковременными периодами отключения. Повторно-кратковременный режим работы характеризуется относительной продолжительностью включения (ПВ) и длительностью цикла. В повторно-кратковременном режиме электрическая машина или аппарат может работать с допустимой для них относительной продолжительностью включения неограниченное время, причем превышение температур отдельных частей машины или аппарата не выйдет за пределы допустимых значений. Примером этой группы приемников являются электродвигатели кранов, сварочные аппараты и т. п.

Для перечисленных выше режимов работы приемников в соответствии с ГОСТ 183 – 74 электропромышленность выпускает электродвигатели, рассчитанные на указанные условия работы.

В действительности график нагрузки каждого приемника отличается от заданного при проектировании. На режим работы приемника влияют технологические особенности каждой отрасли промышленности. График нагрузки приемника является основным показателем, по которому его следует классифицировать.

Кроме разделения потребителей по режимам работы следует учитывать несимметричность нагрузки или неравномерность загрузки фаз. К симметричным нагрузкам относятся электродвигатели и трехфазные печи. К несимметричным нагрузкам (одно- и двухфазным) следует отнести

электрическое освещение, однофазные и двухфазные печи, однофазные сварочные трансформаторы и т. п. в том случае, когда распределить их симметрично по фазам не удается.

С точки зрения обеспечения надежного и бесперебойного питания приемники электроэнергии делятся на три категории:

1-я категория – приемники, перерыв в электроснабжении которых может повлечь за собой опасность для жизни людей или значительный материальный ущерб, связанный с повреждением оборудования, массовым браком продукции или длительным расстройством сложного технологического процесса производства;

2-я категория – приемники, перерыв в электроснабжении которых связан с существенным недоотпуском продукции, простоем людей, механизмов, промышленного транспорта;

3-я категория – приемники, не подходящие под определение 1-й и 2-й категорий (например, приемники вспомогательных цехов, не определяющих технологический процесс основного производства).

Вопрос о надежности электроснабжения потребителей связан с числом независимых источников питания, схемой электроснабжения и категорией потребителей. Приемники 1-й категории должны иметь не менее двух независимых источников питания. Приемники 2-й категории могут иметь один-два независимых источника питания (решается конкретно в зависимости от значения, которое имеет данное промышленное предприятие в народном хозяйстве страны, и местных условий). Приемники 3-й категории, как правило, могут иметь один источник питания, но если по местным условиям можно обеспечить питание без существенных затрат и от второго источника, то применяется резервирование питания и для этой категории приемников.

1.2 Характерные приемники электроэнергии

Силовые общепромышленные установки. К этой группе приемников относятся компрессоры, вентиляторы, насосы и подъемно-транспортные устройства.

Двигатели компрессоров, вентиляторов и насосов работают примерно в одинаковом режиме (продолжительном, см. § 1.1) и в зависимости от мощности снабжаются электроэнергией на напряжении 0,22 – 10 кВ. Мощность таких установок изменяется в широком диапазоне (от долей единицы до тысячи киловатт). Питание двигателей производится током промышленной частоты. Характер нагрузки, как правило, ровный, особенно для мощных установок. Перерыв в электроснабжении чаще всего недопустим и может повлечь за собой опасность для жизни людей, серьезное нарушение технологического процесса или повреждение оборудования. Например, прекращение подачи сжатого воздуха на машиностроительном заводе, где режущий инструмент крепится при помощи пневматических устройств, может вызвать ранения обслуживающего персонала. Прекращение электроснабжения насосной станции на металлургическом заводе может вывести из строя такую ответственную установку, как доменная печь, и повлечь за собой крупные убытки. Последствия отключения насосных установок во время пожара не нужда-

ются в пояснении. В ряде цехов прекращение питания двигателей вентиляторов может вызвать массовые отравления работающего персонала. В указанных случаях установки следует отнести к потребителям 1-й категории. Потребители этой группы создают нагрузку, равномерную и симметричную по трем фазам. Толчки нагрузки имеют место только при пуске. Коэффициент мощности достаточно стабилен и обычно имеет значение 0,8 – 0,85.

Для электропривода крупных насосов, компрессоров и вентиляторов чаще всего применяют синхронные двигатели, работающие с опережающим коэффициентом мощности.

Подъемно-транспортные устройства работают в повторно-кратковременном режиме. Для этих устройств характерны частые толчки нагрузки. В связи с резкими изменениями нагрузки коэффициент мощности изменяется в значительных пределах (0,3 – 0,8). По бесперебойности питания эти устройства должны быть отнесены (в зависимости от места работы и установки) к потребителям 1-й и 2-й категорий. В подъемно-транспортных устройствах применяется как переменный (50 Гц), так и постоянный ток. В большинстве случаев нагрузку от подъемно-транспортных устройств на стороне переменного тока следует считать симметричной по трем фазам.

Электрические осветительные установки. Электрические светильники представляют собой однофазную нагрузку, однако благодаря незначительной мощности приемника (обычно не более 2 кВт) в электрической сети при правильной группировке осветительных приборов можно достичь достаточно равномерной нагрузки по фазам (с несимметрией не более 5 – 10%).

Характер нагрузки равномерный, без толчков, но ее значение изменяется в зависимости от времени суток, года и географического положения. Частота тока промышленная. Коэффициент мощности для ламп накаливания равен 1, для газоразрядных ламп 0,6. Следует иметь в виду, что в проводах, особенно нулевых, при применении газоразрядных ламп появляются высшие гармоники тока.

Кратковременные (несколько секунд) аварийные перерывы в питании осветительных установок допустимы. Продолжительные перерывы (минуты и часы) в питании для некоторых видов производства недопустимы. В таких случаях применяется резервирование питания от второго независимого источника тока. В тех производствах, где отключение освещения угрожает безопасности людей, применяют специальные системы аварийного освещения. Для осветительных установок промышленных предприятий применяют напряжения 6 – 220 В.

Преобразовательные установки. Для преобразования трехфазного тока в постоянный или трехфазного тока промышленной частоты в трехфазный или однофазный ток пониженной, повышенной или высокой частоты на территории промышленного предприятия сооружаются преобразовательные установки.

В зависимости от типа преобразователей тока преобразовательные установки делятся на полупроводниковые; установки с ртутными выпрямителями; с двигателями-генераторами; с механическими выпрямителями.

По своему назначению преобразовательные установки служат для питания двигателей ряда машин и механизмов; электролизных ванн; внутризаводского электрического транспорта; электрофильтров, а также сварочных установок постоянного тока и др.

Преобразовательные установки для целей электролиза широко применяются в цветной металлургии для получения электролитических алюминия, свинца, меди и пр. В таких установках ток промышленной частоты напряжением 6 – 35 кВ, как правило, при помощи кремниевых выпрямителей преобразуется в постоянный ток необходимого по технологическим условиям напряжения (до 825 В).

Перерыв в питании электролизных установок не приводит к тяжелым авариям с повреждением основного оборудования и может быть допущен на несколько минут, а в некоторых случаях на несколько часов. Здесь перерыв питания связан в основном с недовыпуском продукции. Однако вследствие обратной ЭДС электролизных ванн в некоторых случаях могут иметь место перемещения выделившихся металлов обратно в раствор ванны и, следовательно, дополнительная затрата электроэнергии на новое выделение этого же металла. Электролизные установки должны снабжаться электроэнергией как приемники 1-й категории, допускающие кратковременные перерывы в питании. Режим работы электролизных установок дает достаточно равномерный и симметричный по фазам график нагрузки. Коэффициент мощности электролизных установок равен 0,85 – 0,9. Особенностью электролизного процесса является необходимость поддержания постоянства выпрямленного тока, и в связи с этим возникает необходимость регулирования напряжения со стороны переменного тока.

Преобразовательные установки для внутрипромышленного электрического транспорта (откатка, подъем, различные виды перемещения грузов и т. п.) по мощности относительно невелики (от сотен до 3000 кВт). Коэффициент мощности таких установок равен 0,7 – 0,8. Нагрузка на стороне переменного тока симметрична по фазам, но резко изменяется за счет пиков тока при работе тяговых электродвигателей. Перерыв в питании приемников этой группы может повлечь за собой порчу продукции и даже оборудования (особенно на металлургических заводах). Прекращение работы транспорта вообще вызывает серьезные осложнения в работе предприятий, и поэтому эта группа потребителей должна снабжаться электроэнергией как приемники 1-й или 2-й категории, допускающие кратковременный перерыв в питании. Питание этих установок производится переменным током промышленной частоты напряжением 0,4 – 35 кВ.

Преобразовательные установки для питания электрофильтров (с механическими выпрямителями) до 100 – 200 кВт имеют широкое применение для очистки газов. Питаются эти установки переменным током промышленной частоты от специальных трансформаторов, имеющих на первичной обмотке напряжение 6 – 10 кВ, а на вторичной – до 110 кВ. Коэффициент мощности этих установок равен 0,7 – 0,8. Нагрузка на стороне высокого напряжения симметрична и равномерна. Перерывы в питании допустимы; длительность их зависит от технологического процесса производства. В таких производствах, как химические заводы, эти установки могут быть отнесены к приемникам 1-й и 2-й категорий.

Электродвигатели производственных механизмов. Этот вид приемников встречается на всех промышленных предприятиях. Для электропривода современных станков применяются все виды двигателей. Мощность двигателей чрезвычайно разнообразна и изменяется от долей до сотен киловатт. В станках, где требуются высокие частоты вращения и регулирование ее, применяют двигатели постоянного тока, питающиеся от выпрямительных установок. Напряжение сети 660 – 380/220 В с частотой 50 Гц. Коэффициент мощности колеблется в широких пределах в зависимости от технологического процесса. По надежности электроснабжения приемники этой группы относятся, как правило, ко 2-й категории. Однако имеется ряд станков, где перерыв в питании недопустим по условиям техники безопасности (возможны травмы обслуживающего персонала) и по причине возможной порчи изделий, особенно при обработке крупных дорогостоящих деталей.

Электрические печи и электротермические установки по способу превращения электроэнергии в теплоту можно разделить на печи сопротивления; индукционные печи и установки; дуговые электрические печи, а также печи со смешанным нагревом.

Печи сопротивления по способу нагрева подразделяются на печи косвенного и прямого действия. Нагрев материала в печах косвенного действия происходит за счет тепла, выделяемого нагревательными элементами при прохождении по ним электрического тока. Печи косвенного нагрева являются установками напряжением до 1000 В и питаются в большинстве случаев от сетей 380 В промышленной частоты 50 Гц. Печи выпускаются одно- и трехфазными мощностью от единиц до нескольких тысяч киловатт. Коэффициент мощности в большинстве случаев равен 1.

В печах прямого действия нагрев осуществляется теплом, выделяемым в нагреваемом изделии при прохождении по нему электрического тока. Печи выполняются одно- и трехфазными мощностью до 3000 кВт; питание осуществляется током промышленной частоты 50 Гц от сетей 380/220 В или через понижающие трансформаторы от сетей более высокого напряжения. Коэффициент мощности лежит в интервале 0,7 – 0,9. Большинство печей сопротивления в отношении бесперебойности электроснабжения относится к приемникам электроэнергии 2-й категории.

Печи и установки индукционного и диэлектрического нагрева подразделяют на плавильные печи и установки для закалки и сквозного нагрева диэлектриков.

Расплавление металла в индукционных печах осуществляется за счет тепла, возникающего в нем при прохождении индукционного тока.

Плавильные печи изготовляют со стальным сердечником и без него. Печи с сердечником применяют для плавления цветных металлов и их сплавов. Питание печей осуществляется током промышленной частоты напряжением 380 В и выше в зависимости от мощности. Печи с сердечником выпускаются одно-, двух- и трехфазными мощностью до 2000 кВ·А. Коэффициент мощности колеблется в пределах 0,2 – 0,8 (печи для плавки алюминия имеют $\cos\varphi = 0{,}2 \div 0{,}4$, для плавки меди 0,6 – 0,8). Печи без сердечника применяются для выплавки высококачественной стали и реже – цветных металлов. Питание промышленных печей без

сердечника может быть осуществлено током промышленной частоты от сетей напряжением 380 В и выше и током повышенной частоты 500 – 10 000 Гц от тиристорных или электромашинных преобразователей. Приводные двигатели преобразователей питаются током промышленной частоты.

Печи выпускают мощностью до 4500 кВ·А, коэффициент мощности их низкий (0,05 – 0,25). Все плавильные печи относятся к приемникам электроэнергии 2-й категории.

Установки для закалки и сквозного нагрева в зависимости от назначения питаются при частотах от 50 Гц до сотен килогерц. Питание установок повышенной и высокой частоты производится соответственно от тиристорных или машинных преобразователей индукторного типа и ламповых генераторов. Эти установки относятся к приемникам электроэнергии 2-й категории.

В установках для нагрева диэлектриков нагреваемый материал помещается в электрическое поле конденсатора и нагрев происходит за счет токов смещения. Установки этой группы широко применяются для клейки и сушки древесины, нагрева пресс-порошков, пайки и сварки пластиков, стерилизации продуктов и т. п. Питание осуществляется током с частотой 20 – 40 МГц и выше. В отношении бесперебойности электроснабжения установки для нагрева диэлектриков относят к приемникам электроэнергии 2-й категории.

Дуговые электрические печи по способу нагрева разделяют на печи прямого и косвенного действия.

В печах прямого действия нагрев и расплавление металла осуществляются теплом, выделяемым электрической дугой, горящей между электродом и расплавляемым металлом. Дуговые печи прямого действия подразделяются на несколько типов, характерными из которых являются сталеплавильные и вакуумные.

Сталеплавильные печи питаются током промышленной частоты напряжением 6 – 110 кВ через понижающие трансформаторы. Печи выпускаются трехфазными мощностью до 45 000 кВ·А в единице. Коэффициент мощности 0,85 – 0,9. В процессе работы в период расплавления шихты в дуговых сталеплавильных печах происходят частые эксплуатационные короткие замыкания (КЗ). Ток эксплуатационного КЗ превышает номинальный в 2,5 – 3,5 раза. Короткие замыкания вызывают снижение напряжения на шинах подстанции, что отрицательно сказывается на работе других приемников электроэнергии. В связи с этим совместная работа дуговых печей и других потребителей от общей подстанции допустима в том случае, если при питании от мощной энергосистемы суммарная мощность печей не превышает 40% мощности понизительной подстанции, а при питании от маломощной системы – 15 – 20%.

Вакуумные дуговые печи выполняют мощностью до 2000 кВт. Питание осуществляется постоянным током напряжением 30 – 40 В. В качестве источников электроэнергии применяют электромашинные преобразователи и полупроводниковые выпрямители, включаемые в сеть переменного тока 50 Гц.

Нагрев металла в печах косвенного действия осуществляется за счет тепла, выделяемого электрической дугой, горящей между угольными

электродами. Дуговые печи косвенного нагрева нашли применение для выплавки меди и ее сплавов. Мощность печей сравнительно невелика (до 500 кВ·А); питание производится током промышленной частоты от специальных печных трансформаторов. В отношении бесперебойности электроснабжения эти печи относят к приемникам электроэнергии 1-й категории, не допускающим даже кратковременные перерывы в питании.

Электрические печи со смешанным нагревом можно разделить на руднотермические и печи электрошлакового переплава.

В руднотермических печах материал нагревается за счет тепла, выделяемого при прохождении электрического тока по шихте и горении дуги. Печи применяются для получения ферросплавов, корунда, выплавки чугуна, свинца, возгонки фосфора, выплавки медного и медно-никелевого штейна. Питание осуществляется током промышленной частоты через понижающие трансформаторы. Мощность некоторых печей велика (до 100 МВ·А в печи для возгонки желтого фосфора). Коэффициент мощности равен 0,85 – 0,92. В отношении бесперебойности электроснабжения печи для руднотермических процессов относятся к приемникам электроэнергии 2-й категории.

В печах электрошлакового переплава нагрев осуществляется за счет тепла, выделяющегося в шлаке при прохождении по нему тока. Расплавление шлака производится за счет тепла электрической дуги. Электрошлаковый переплав применяют для получения высококачественных сталей и специальных сплавов. Питание печей осуществляют током промышленной частоты через понижающие трансформаторы, обычно от сетей 6 – 10 кВ с вторичным напряжением 45 – 60 В. Печи выполняют, как правило, однофазными, но они могут быть и трехфазными. Коэффициент мощности равен 0,85 – 0,95. В отношении надежности электроснабжения печи электрошлакового переплава относятся к приемникам электроэнергии 1-й категории.

При электроснабжении цехов, имеющих вакуумные электрические печи всех типов, необходимо учитывать, что перерыв в питании вакуумных насосов приводит к аварии и браку дорогостоящей продукции. Эти печи следует отнести к приемникам электроэнергии 1-й категории.

Электросварочные установки как приемники делятся на установки, работающие на переменном и постоянном токе. Технологически сварка делится на дуговую и контактную, по способу производства работ – на ручную и автоматическую.

Электросварочные агрегаты постоянного тока состоят из двигателя переменного тока и сварочного генератора постоянного тока. При такой системе сварочная нагрузка распределяется по трем фазам в питающей сети переменного тока равномерно, но график ее остается переменным. Коэффициент мощности таких установок при номинальном режиме работы составляет 0,7 – 0,8; при холостом ходе коэффициент мощности снижается до 0,4. Среди сварочных агрегатов постоянного тока имеются и выпрямительные установки.

Электросварочные установки переменного тока работают на промышленной частоте переменного тока 50 Гц и представляют собой однофазную нагрузку в виде сварочных трансформаторов для дуговой сварки и сварочных аппаратов контактной сварки. Сварка на переменном токе

дает однофазную нагрузку с повторно-кратковременным режимом работы, неравномерной нагрузкой фаз и, как правило, низким коэффициентом мощности (0,3 – 0,35 для дуговой и 0,4 – 0,7 для контактной сварки). Сварочные установки питаются от сетей напряжением 380 – 220 В. Сварочные трансформаторы на строительно-монтажных площадках характеризуются частыми перемещениями в питающей сети. Это обстоятельство должно быть учтено при проектировании питающей сети. С точки зрения надежности питания сварочные установки относятся к приемникам электроэнергии 2-й категории.

Глава вторая

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ

2.1. Графики электрических нагрузок и показатели, характеризующие приемники электроэнергии

Правильное определение электрических нагрузок является основой рационального построения и эксплуатации систем электроснабжения промышленных предприятий. Основные понятия, связанные с классификацией электрических нагрузок и характерные графики изложены достаточно полно в [2]. Остановимся на следующих показателях графиков электрических нагрузок.

Коэффициент использования является основным показателем для расчета нагрузки.

Коэффициентом использования активной мощности приемника $k_{и,а}$ или группы приемников $K_{и,а}$ называется отношение средней активной мощности отдельного приемника (или группы их) к ее номинальному значению:

$$k_{и,а} = \frac{p_с}{p_{ном}}; \quad K_{и,а} = \frac{P_с}{P_{ном}} = \frac{\sum_1^n k_{и,а} p_{ном}}{\sum_1^n p_{ном}}. \qquad (2.1)$$

Этот коэффициент, как и средняя нагрузка $p_с$, $P_с$, относится, как правило, к смене с наибольшей нагрузкой приемников.

Для группы приемников, состоящей из подгрупп приемников с разными режимами работы, средневзвешенный коэффициент использования активной мощности $K_{и,а}$ определяют с достаточным для практических расчетов приближением по формуле

$$K_{и,а} = \frac{\sum_1^n P_{см}}{\sum_1^n P_{ном}}, \qquad (2.2)$$

где n – число подгрупп приемников с разными режимами работы, входящих в данную группу; $P_{см}$ – средняя мощность подгруппы за наиболее загруженную смену; $P_{ном}$ – номинальная мощность подгруппы приемников.

Значения коэффициента использования должны быть отнесены к тому же периоду времени (циклу, смене, году), к которому отнесены мощности, на основе которых этот коэффициент вычисляется. При отнесении коэффициентов не к смене, а к другому периоду времени (например, году) в индекс вводится дополнительная буква, например $K_{и,а,г}$.

Для графика активных нагрузок (рис. 2.1) средний коэффициент использования активной мощности приемника за смену может быть определен из выражения

$$k_{и,а} = \frac{p_1 t_1 + p_2 t_2 + p_3 t_3 + \ldots + p_n t_n}{p_{ном}(t_1 + t_2 + t_3 + \ldots + t_{пауз})} = \frac{э_а}{э_{а,возм}}, \quad (2.3)$$

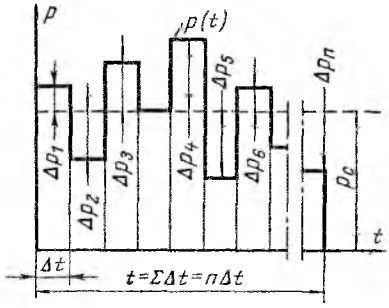


Рис. 2.1. Индивидуальный график активных нагрузок

где $э_а$ – энергия, потребленная приемником за смену; $э_{а,возм}$ – энергия, которая могла бы быть потреблена приемником за смену при номинальной загрузке его в течение всей смены.

Аналогично определяют коэффициенты использования по реактивной мощности:

$$k_{и,р} = \frac{q_c}{q_{ном}}; \quad K_{и,р} = \frac{Q_c}{Q_{ном}} = \frac{\sum_1^n k_{и,р} q_{ном}}{\sum_1^n q_{ном}} \approx \frac{\sum_1^n k_{и,р} p_{ном}}{\sum_1^n p_{ном}}; \quad (2.4)$$

$$k_{и,I} = \frac{i_c}{i_{ном}}; \quad K_{и,I} = \frac{I_c}{I_{ном}} \approx \frac{\sum_1^n k_{и,I} i_{ном}}{\sum_1^n i_{ном}}. \quad (2.5)$$

Приближенные выражения (2.4) и (2.5) могут применяться при небольших различиях $\cos\varphi$ отдельных приемников.

Коэффициентом включения приемника $k_в$ называется отношение продолжительности включения приемника в цикле $t_в$ ко всей продолжительности цикла $t_ц$. Время включения приемника за цикл складывается из времени работы $t_р$ и времени холостого хода $t_х$:

$$k_в = \frac{t_в}{t_ц} = \frac{t_р + t_х}{t_ц}. \quad (2.6)$$

Коэффициентом включения группы приемников, или групповым коэффициентом включения, $K_в$ называется средневзвешенное (по номинальной

активной мощности) значение коэффициентов включения всех приемников, входящих в группу, определяемое по формуле

$$K_{в} = \frac{\sum_{1}^{n} k_{в} p_{ном}}{\sum_{1}^{n} p_{ном}}. \qquad (2.7)$$

Простейшее определение $k_{в}$ по (2.6) при переходе к групповому коэффициенту включения не может быть принято, а (2.7) выведена с использованием условного понятия – средней за цикл групповой включенной мощности.

Для графика нагрузок по активной мощности, представленного на рис. 2.1, коэффициент включения определяют из выражения

$$k_{в} = \frac{t_{р}}{t_{ц}} = \frac{t_1 + t_2 + t_3 + \ldots + t_n}{t_1 + t_2 + t_3 + \ldots + t_n + t_{пауз}}. \qquad (2.8)$$

Приближенно значение $k_{в}$ определяют в эксплуатации с помощью простейшего электрического счетчика времени. Коэффициент включения зависит от характера технологического процесса.

Коэффициентом загрузки $k_{з.а}$ приемника по активной мощности называется отношение фактически потребляемой им средней активной мощности $p_{с.в}$ (за время включения $t_{в}$ в течение времени цикла $t_{ц}$) к его номинальной мощности:

$$k_{з.а} = \frac{p_{с.в}}{p_{ном}} = \frac{1}{p_{ном}} \frac{1}{t_{в}} \int_{0}^{t_{ц}} p(t)\, dt = \frac{p_{с}}{p_{ном}} \frac{t_{ц}}{t_{в}} = \frac{k_{и.а}}{k_{в}}. \qquad (2.9)$$

Аналогично (2.9) коэффициенты загрузки по реактивной мощности и току равны

$$k_{з.р} = \frac{k_{и.р}}{k_{в}}; \qquad (2.10)$$

$$k_{з.I} = \frac{k_{и.I}}{k_{в}}. \qquad (2.11)$$

Групповым коэффициентом загрузки по активной мощности называется отношение группового коэффициента использования к групповому коэффициенту включения $K_{в}$, т. е.

$$K_{з.а} = \frac{K_{и.а}}{K_{в}}. \qquad (2.12)$$

Коэффициент загрузки, как и коэффициент включения, связан непосредственно с технологическим процессом и изменяется с изменением режима работы приемника.

Коэффициент загрузки по активной мощности для графика нагрузки, представленного на рис. 2.1, определяется из выражения

$$k_{з.а} = \frac{p_1 t_1 + p_2 t_2 + p_3 t_3 + \ldots + p_n t_n}{p_{ном} (t_1 + t_2 + t_3 + \ldots + t_n)} \qquad (2.13)$$

и показывает степень использования мощности приемника за рабочее время, т. е. за время включения плюс время холостого хода.

Принимая во внимание (2.9) и (2.12), получаем следующие основные соотношения:

$$k_{\text{и, а}} = k_{\text{в}} k_{\text{з, а}}; \quad K_{\text{и, а}} = K_{\text{в}} K_{\text{з, а}}. \tag{2.14}$$

В первом уравнении (2.14) величины $k_{\text{в}}$ и $k_{\text{з, а}}$ являются независимыми, связанными только с технологическим процессом; величина $k_{\text{и, а}}$, являясь функцией $k_{\text{в}}$ и $k_{\text{з, а}}$, определяется в эксплуатации по показаниям счетчика активной энергии и характеризует важнейший параметр графика – среднюю нагрузку.

Коэффициентом формы индивидуального или группового графика нагрузок $k_{\text{ф, }I}$, $K_{\text{ф, }I}$ называется отношение среднеквадратичного тока (или среднеквадратической полной мощности) приемника или группы приемников за определенный период времени к среднему значению его за тот же период времени:

$$k_{\text{ф, }I} = \frac{i_{\text{ск}}}{i_{\text{с}}} = \frac{s_{\text{ск}}}{s_{\text{с}}}; \quad K_{\text{ф, }I} = \frac{I_{\text{ск}}}{I_{\text{с}}} = \frac{S_{\text{ск}}}{S_{\text{с}}}. \tag{2.15}$$

Коэффициенты формы, отнесенные к активной и реактивной мощности одного или группы приемников, определяют из следующих выражений:

$$k_{\text{ф, а}} = \frac{p_{\text{ск}}}{p_{\text{с}}}; \quad K_{\text{ф, а}} = \frac{P_{\text{ск}}}{P_{\text{с}}}; \tag{2.16}$$

$$k_{\text{ф, р}} = \frac{q_{\text{ск}}}{q_{\text{с}}}; \quad K_{\text{ф, р}} = \frac{Q_{\text{ск}}}{Q_{\text{с}}}. \tag{2.17}$$

Коэффициент формы характеризует неравномерность графика во времени; свое наименьшее, равное единице значение он принимает при нагрузке, неизменной во времени.

Для индивидуального графика нагрузок следует различать значения коэффициента формы:

$$\left.\begin{aligned} &\text{за полный цикл } k_{\text{ф, а}} = \frac{p_{\text{ск}}}{p_{\text{с}}}; \\ &\text{за время включения } k_{\text{ф, в, а}} = \frac{p_{\text{ск, в}}}{p_{\text{с, в}}}, \end{aligned}\right\} \tag{2.18}$$

которые связаны зависимостью [3]

$$k_{\text{ф, в, а}} = k_{\text{ф, а}} \sqrt{k_{\text{в}}}. \tag{2.19}$$

Коэффициент формы графика нагрузок группы приемников одного режима работы (т. е. с одними и теми же значениями $k_{\text{и, а}}$ и $k_{\text{ф, а}}$), включаемых независимо, определяется уравнением [3]

$$K_{\text{ф, а}} = \sqrt{1 + \frac{k_{\text{ф, а}}^2 - 1}{n_{\text{п}}}} = \sqrt{1 + \frac{1}{n_{\text{п}}}\left(\frac{k_{\text{ф, в, а}}^2}{k_{\text{в}}} - 1\right)}, \tag{2.20}$$

где $n_п$ – приведенное число приемников группы, определяемое достаточно точно по формуле

$$n_п = \frac{\left(\sum_1^n P_{ном,i}\right)^2}{\sum_1^n P_{ном,i}^2} = \frac{P_{ном}^2}{\sum_1^n P_{ном,i}^2}, \qquad (2.21)$$

где в числителе стоит квадрат суммы номинальных активных мощностей всех n приемников (т. е. квадрат групповой мощности) данной группы, а в знаменателе – сумма квадратов номинальных активных мощностей отдельных приемников группы.

Если все приемники группы имеют одинаковую номинальную мощность $p_{ном}$, то

$$n_п = \frac{(np_{ном,i})^2}{np_{ном,i}^2} = n. \qquad (2.22)$$

Если приемники группы имеют различные номинальные мощности, то $n_п < n$.

Значение $n_п$ следовало бы определять, исходя не из номинальных мощностей приемников, а из среднеквадратичных значений потребляемой мощности за время (интервал осреднения) $T_{оср}$. Однако разница результатов будет, как правило, невелика, а потому, учитывая условность значения $n_п$, можно вести расчет по (2.21). Упрощенные способы определения $n_п$ даны в [2]. Широко распространенное в литературе понятие эффективного числа приемников $n_э$ фактически является приведенным к определенным условиям и называется приведенным числом приемников $n_п$.

Из (2.20) ясно, что групповой коэффициент формы, а следовательно, и неравномерность группового графика нагрузок приемников одного режима работы не зависят от коэффициента использования $k_{и.а}$, а зависят от коэффициента включения $k_в$, влияние которого убывает с увеличением $n_п$. При заданных значениях $k_в$ и $k_{ф.а}$ значение $n_п$ полностью определяет значение $k_{ф.а}$. Следовательно, приведенное число приемников $n_п$ является числом одинаковых по мощности приемников с заданным режимом работы, которые при той же суммарной номинальной мощности $P_{ном}$ будут иметь тот же групповой коэффициент формы, что и при заданных различных мощностях приемников. Так как $n_п \leqslant n$, то при прочих равных условиях $K_{ф.а}$, а следовательно, и неравномерность группового графика будут тем больше, чем больше различие мощностей отдельных приемников в группе. Последнее объясняется тем, что взаимная компенсация провалов и пиков на случайно налагающихся индивидуальных графиках нагрузок приемников одного режима работы, формирующих групповой график нагрузок, для приемников разной мощности будет меньше, чем для приемников одинаковой мощности.

При $n_п \to \infty$ согласно (2.20) $K_{ф.а} \to 1$; это означает, что при неограниченном возрастании числа приемников групповой график нагрузок стремится к $P(t) = \text{const}$. Но этот вывод и (2.20) справедливы только при установившемся режиме наиболее загруженной смены.

В условиях эксплуатации коэффициент формы удобнее всего находить по показаниям счетчиков активной и реактивной энергии. Поэтому нами предложено определять коэффициент формы графика активной мощности по формуле

$$K_{\text{ф, а}} = \sqrt{m}\,\frac{\sqrt{\sum_{1}^{m}(\Delta Э_{\text{а}, i})^2}}{Э_{\text{а}}}. \qquad (2.23)$$

Для пояснения данной формулы приводим ниже ее вывод.

На рис. 2.2 представлен групповой график нагрузок по активной мощности за время $T = 24$ ч, построенный по показаниям счетчика активной энергии.

Значение $Э_{\text{а}}$ получено по показаниям счетчика за сутки. Значения $\Delta Э_{\text{а}, i}$ представляют собой потребление электроэнергии за время $\Delta T = T/m$, где m – число интервалов, на которое разбит график нагрузок (в случае, представленном на рис. 2.2, $\Delta T = 1$ ч; $m = 24$).

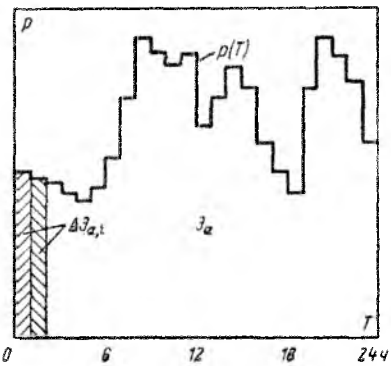


Рис. 2.2. Групповой график активных нагрузок

Квадрат среднеквадратической активной мощности за время T определяют из выражения

$$P^2_{\text{ск}} = \frac{P_1^2 \Delta T_1 + P_2^2 \Delta T_2 + P_3^2 \Delta T_3 + \ldots + P_m^2 \Delta T_m}{\sum_{1}^{m} \Delta T_i}. \qquad (2.24)$$

Если промежутки времени ΔT_i принять одинаковыми, т. е. $\Delta T_1 = \Delta T_2 = \Delta T_3 = \ldots = \Delta T_m = \Delta T$, то получим $T = \sum_{1}^{m} \Delta T_i = m \Delta T$.

Тогда (2.24) упростится:

$$P^2_{\text{ск}} = \frac{\Delta T (P_1^2 + P_2^2 + P_3^2 + \ldots + P_m^2)}{m \Delta T} = \frac{1}{m} \sum_{1}^{m} P_i^2. \qquad (2.25)$$

В то же время

$$P_i = \frac{\Delta Э_{\text{а}, i}}{\Delta T}, \qquad (2.26)$$

где $\Delta Э_{\text{а}, i}$ – расход активной электроэнергии за время ΔT.

С учетом (2.26) формула (2.25) приобретет следующий вид:

$$P^2_{\text{ск}} = \frac{\sum_{i}^{m} (\Delta Э_{\text{а}, i})^2}{m (\Delta T)^2}.$$

Средняя активная мощность за время T согласно определению равна

$$P_c = \frac{Э_a}{T},$$

где $Э_a$ – расход активной электроэнергии за время T.

Коэффициент формы группового графика нагрузок по активной мощности

$$K_{ф.a} = \frac{P_{ск}}{P_c} = \frac{\sqrt{\frac{\sum_1^m (\Delta Э_{a,i})^2}{m(\Delta T)^2}}}{\frac{Э_a}{T}} = \frac{\frac{1}{\Delta T}\sqrt{\frac{\sum_1^m (\Delta Э_{a,i})^2}{m}}}{\frac{Э_a}{m\Delta T}} = \sqrt{m}\,\frac{\sqrt{\sum_1^m (\Delta Э_{a,i})^2}}{Э_a}, \qquad (2.27)$$

т. е. мы получили (2.23).

Аналогично определяют коэффициенты формы графиков реактивной и полной мощностей и тока.

Одновременно отметим, что:

1) при постоянном (неизменном) технологическом процессе производства и постоянном объеме выпускаемой продукции коэффициент формы $K_{ф.a}$ практически постоянен и не меняется в зависимости от изменения графика нагрузок за рассматриваемый период времени (при условии стабильности потребления электроэнергии), т. е. $Э_a = \text{const}$ (рис. 2.3), где $Э_{a1} = Э_{a2}$, что подтверждается многочисленными опытными данными;

2) коэффициент формы $K_{ф.a}$ для большинства предприятий с достаточно ритмичным процессом производства изменяется от 1,05 до 1,15; отклонения $K_{ф.a}$ от указанных выше значений наблюдаются до 1,02 в сторону уменьшения и до 1,25 в сторону увеличения. Когда коэффициент формы $K_{ф.a}$ неизвестен, в расчетах его можно приближенно принимать 1,1 – 1,15.

Данные выводы справедливы для графиков нагрузок групп, объединяющих значительное число приемников, например шины цеховых трансформаторных подстанций (ТП), главных распределительных подстанций (ГРП) и т. п., т. е. там, где $n_п$ велико.

Коэффициентом максимума активной мощности $k_{м.a}$, $K_{м.a}$ называется отношение расчетной активной мощности $p_р$, $P_р$ к средней нагрузке p_c, P_c за исследуемый период времени:

$$k_{м.a} = p_р/p_c; \quad K_{м.a} = P_р/P_c. \qquad (2.28)$$

Исследуемый период времени принимается равным продолжительности наиболее загруженной смены. Обычно коэффициент максимума относится к групповым графикам нагрузок, т. е. определяется значение $K_{м.a}$.

Аналогично (2.28) коэффициент максимума графика нагрузок по току определяется как

$$K_{м.I} = I_р/I_c. \qquad (2.29)$$

Коэффициент максимума $K_{м.а}$, связывая две найденные из графика величины – расчетную и среднюю нагрузку, представляет собой определенную и важную характеристику графика. Коэффициент максимума $K_{м.а}$ зависит от приведенного числа приемников $n_п$ и ряда коэффициентов, характеризующих режим потребления электроэнергии данной группой приемников. Рассмотрим более подробно вопрос о коэффициенте максимума.

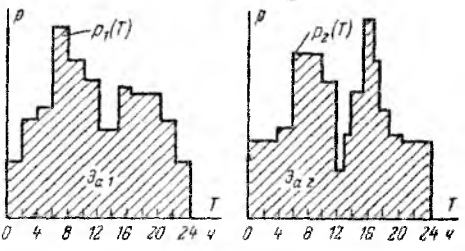


Рис. 2.3. График активных нагрузок потребителя при различном потреблении активной мощности (во времени), но при $Э_а$ = пост. за рассматриваемый промежуток времени (в данном случае сутки)

В методе упорядоченных диаграмм, предложенном Г. М. Каяловым, и в принятых «Указаниях по определению электрических нагрузок в промышленных установках» [3] устанавливается в общем виде приближенная аналитическая зависимость $K_{м.а}$ от основных показателей режима работы отдельных независимых приемников и их приведенного числа.

Зависимости основных показателей режима работы отдельных приемников определяются по графикам на рис. 2.4 [3].

Коэффициент максимума активной мощности $K_{м.а}$ приближенно можно представить функцией $n_п$ и $K_{и.а}$.

В [3] зависимость $K_{м.а} = f(n_п,\ K_{и.а})$ дана в виде упрощенных расчетных кривых (рис. 2.4).

Каждая кривая $K_{м.а} = f(n_п)$ (рис. 2.4) отвечает одному значению $k_{и.с.а} \simeq K_{и.а}$, т. е. так, как если бы $K_{м.а}$ при данном $n_п$ зависел только от $k_{и.с.а}$. В действительности $K_{м.а}$ зависит не от $k_{и.с.а}$, а от $k_{в.с}$, но вследствие того что принято $k_{в.с} = 1{,}25k_{и.с.а}$, зависимость $K_{м.а}$ от $k_{в.с}$ переходит в зависимость его от $k_{и.с.а}$.

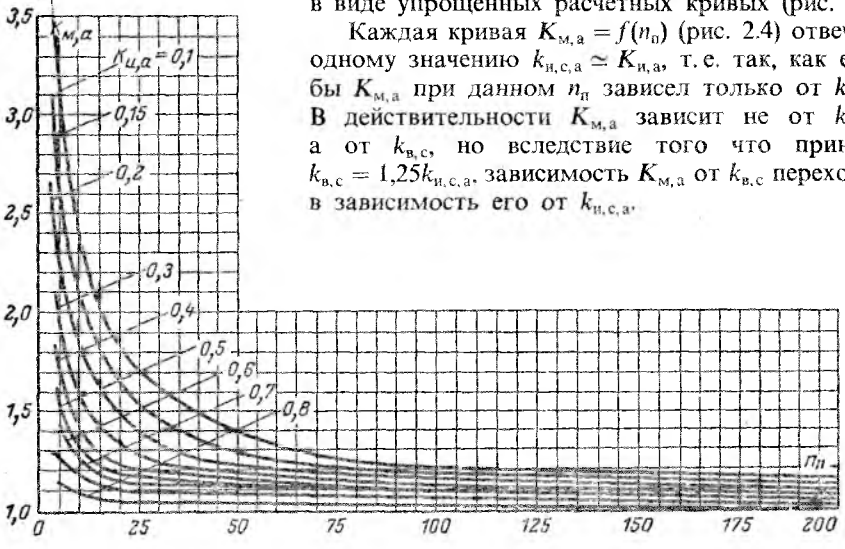


Рис. 2.4. Зависимость коэффициента максимума $K_{м.а}$ от приведенного числа приемников $n_п$ при различных коэффициентах использования $K_{и.а}$

Коэффициент спроса, как и коэффициент максимума, относится обычно к групповым графикам. Коэффициентом спроса по активной мощности $K_{\text{с. а}}$ называется отношение расчетной (в условиях проектирования) или потребляемой $P_{\text{п}}$ (в условиях эксплуатации) активной мощности к номинальной (установленной) активной мощности группы приемников:

$$K_{\text{с. а}} = P_{\text{р}}/P_{\text{ном}} \text{ или } K_{\text{с. а}} = P_{\text{п}}/P_{\text{ном}}. \tag{2.30}$$

Аналогичный коэффициент применим и для токовой нагрузки:

$$K_{\text{с}, I} = I_{\text{р}}/I_{\text{ном}} \quad \text{или} \quad K_{\text{с}, I} = I_{\text{п}}/I_{\text{ном}}. \tag{2.31}$$

Значения коэффициентов спроса $K_{\text{с. а}}$ для различных групп приемников в различных отраслях промышленности и различных производств и предприятий в целом определяются из опыта эксплуатации и принимаются при проектировании по справочным материалам.

Коэффициентом заполнения графика активных нагрузок $K_{\text{з. г. а}}$ называется отношение средней активной мощности к максимальной за исследуемый период времени (обычно $P_{\text{м}} = P_{30}$):

$$K_{\text{з. г. а}} = P_{\text{с}}/P_{\text{м}}. \tag{2.32}$$

Исследуемый период времени принимается равным продолжительности наиболее загруженной смены.

Если учесть, что $P_{\text{м}}$ по существу то же, что $P_{\text{р}}$, то коэффициент заполнения графика $K_{\text{з. г. а}}$ является величиной, обратной коэффициенту максимума [см. (2.28) и (2.32)]:

$$K_{\text{з. г. а}} = P_{\text{с}}/P_{\text{м}} = 1/K_{\text{м. а}}.$$

Коэффициент заполнения графика обычно относится к групповым графикам, так же как и коэффициент максимума.

Аналогичны выражения для коэффициентов заполнения графиков нагрузок по реактивной мощности, току и полной мощности:

$$K_{\text{з. г. р}} = Q_{\text{с}}/Q_{\text{м}} = 1/K_{\text{м. р}}; \tag{2.33}$$

$$K_{\text{з. г}, I} = I_{\text{с}}/I_{\text{м}} = 1/K_{\text{м}, I}. \tag{2.34}$$

Значения коэффициентов заполнения суточного графика нагрузок $K_{\text{з. г. а}}$, $K_{\text{з. г. р}}$ для различных предприятий при проектировании принимаются по справочным материалам.

Коэффициентом разновременности максимумов активных нагрузок $K_{\text{р. м. а}}$ называется отношение суммарного расчетного максимума активной мощности узла системы электроснабжения к сумме расчетных максимумов активной мощности отдельных групп приемников, входящих в данный узел системы электроснабжения:

$$K_{\text{р. м. а}} = \frac{P_{\text{р}}}{\sum_{1}^{n} P_{\text{р}, i}}. \tag{2.35}$$

Этот коэффициент характеризует смещение максимума нагрузок отдельных групп приемников во времени, что вызывает снижение суммарного максимума нагрузок узла по сравнению с суммой максимумов отдельных групп. И только когда максимумы нагрузок отдельных групп приемников совпадают по времени, что мало вероятно, их суммарный максимум равен сумме максимумов отдельных групп приемников.

Коэффициент разновременности максимумов нагрузок $K_{\text{р. м. а}} \leqslant 1$ в какой-то мере связан с коэффициентом формы графика нагрузок $K_{\text{ф. а}}$. Чем меньше $K_{\text{ф. а}}$, т. е. чем ближе $K_{\text{ф. а}}$ к единице, тем ближе и $K_{\text{р. м. а}}$ к единице, и наоборот. Коэффициент $K_{\text{р. м. а}}$ изменяется в течение года, так как изменяется максимум нагрузок освещения и отопления. Принято считать $K_{\text{р. м. а}}$ по декабрьским суткам:

для цеха

$$K_{\text{р. м. а}} = \frac{P_{\text{р. ц}}}{\sum_{1}^{n} P_{\text{р. гр}}};$$

для завода

$$K_{\text{р. м. а}} = \frac{P_{\text{р. з}}}{\sum_{1}^{n} P_{\text{р. ц}}},$$

где $\sum_{1}^{n} P_{\text{р. гр}}$ – сумма расчетных нагрузок отдельных групп приемников в цехе; $P_{\text{р. ц}}$ – суммарная расчетная нагрузка цеха; $\sum_{1}^{n} P_{\text{р. ц}}$ – сумма расчетных нагрузок отдельных цехов завода; $P_{\text{р. з}}$ – суммарная расчетная нагрузка завода.

Применение $K_{\text{р. м. а}}$ необходимо при расчете нагрузок узлов в системе электроснабжения в том случае, если расчетная нагрузка узла определяется суммированием расчетных нагрузок отдельных групп его потребителей, т. е. при ориентировочных расчетах.

Когда при определении расчетных нагрузок на высших ступенях системы электроснабжения по условиям технологического процесса можно ожидать несовпадения по времени наиболее загруженных смен или неодновременной работы крупных агрегатов (электрических печей, прокатных станов и т. п), допускается применение коэффициента разновременности максимумов. Значение этого коэффициента устанавливается отраслевыми инструкциями в зависимости от местных условий.

Коэффициент разновременности максимумов нагрузок $K_{\text{р. м. а}}$ принимается 0,9 – 0,95, а при наличии нескольких ступеней в системе электроснабжения общий понижающий коэффициент должен быть не ниже 0,85 за исключением случаев, при которых технологический процесс производства обусловливает более низкие значения этого коэффициента.

Приближенно можно принимать:

для линий высокого напряжения системы внутреннего электроснабжения предприятия $K_{р.м.а} = 0{,}85 \div 1{,}0$;

для шин электростанций предприятия, шин ГПП и питающих линий электропередачи (система внешнего электроснабжения) $K_{р.м.а} = 0{,}9 \div 1{,}0$.

При этом необходимо обращать внимание на то, чтобы суммарная расчетная нагрузка узла системы электроснабжения была не меньше его средней нагрузки.

2.2. Способы определения приведенного числа приемников

Под приведенным (эффективным) числом приемников понимается такое число однородных по режиму работы приемников одинаковой мощности, которое обусловливает ту же расчетную нагрузку, что и рассматриваемые различные по номинальной мощности и режиму работы приемники.

Приведенное число приемников определяется по (2.21).

Пример 2.1. К трем силовым распределительным пунктам групповой установки присоединены 24 приемника длительного режима работы следующих номинальных мощностей: три по 20 кВт, шесть по 10 кВт, пять по 7 кВт и десять по 4,5 кВт. Определить $n_п$ по (2.21):

$$n_п = \frac{(3 \cdot 20 + 6 \cdot 10 + 5 \cdot 7 + 10 \cdot 4{,}5)^2}{3 \cdot 20^2 + 6 \cdot 10^2 + 5 \cdot 7^2 + 10 \cdot 4{,}5^2} = \frac{200^2}{2248} \approx 18.$$

Непосредственное использование (2.21) для определения $n_п$ целесообразно при наличии простейших счетных машин. Если же последние отсутствуют, то при числе приемников в группе, большем пяти, в условиях массовых расчетов для определения $n_п$ следует пользоваться упрощенными способами, допустимая погрешность которых лежит в пределах $\pm 10\,\%$. Эти способы описаны в [2].

2.3. Определение средних нагрузок

Важное значение в расчетах и при исследовании нагрузок, а также при подсчетах расхода и потерь электроэнергии имеют средняя мощность за наиболее загруженную смену $P_{см}$, $Q_{см}$ и среднегодовая мощность $P_{сг}$, $Q_{сг}$. Величины $P_{см}$ и $Q_{см}$ находят по показателям, которые определяют путем простейших обследований нагрузок и проверяют по удельным расходам производств.

Средняя активная мощность за наиболее загруженную смену какой-либо группы силовых приемников с одинаковым режимом работы определяется путем умножения суммарной номинальной мощности группы рабочих приемников $P_{ном}$, приведенной для приемников повторно-кратковременного режима (ПКР) работы к ПВ = 100 %, на их групповой коэффициент использования:

$$P_{см} = K_{и.а} P_{ном}, \qquad (2.36)$$

Среднюю реактивную мощность за наиболее загруженную смену $Q_{см}$ для какой-либо группы силовых приемников (с отстающим током) одинакового режима работы определяют:

1) умножением суммарной номинальной реактивной мощности группы рабочих приемников $Q_{ном}$, приведенной для приемников ПКР к ПВ = 100 %, на их групповой коэффициент использования:

$$Q_{см} = K_{и,р} Q_{ном}; \tag{2.37}$$

2) умножением средней активной мощности $P_{см}$ этой группы на tg φ, соответствующий групповому коэффициенту мощности:

$$Q_{см} = P_{см} \operatorname{tg} \varphi. \tag{2.38}$$

Реактивные нагрузки приемников с опережающим током (синхронные двигатели, статические конденсаторы) принимают со знаком минус.

Среднюю реактивную мощность за наиболее загруженную смену какой-либо группы синхронных двигателей с одинаковым режимом работы определяют по (2.37) и (2.38), но с учетом оптимального значения коэффициента мощности.

Среднегодовую мощность, потребляемую цехом или предприятием в целом, находят из соотношений

$$P_{см} = Э_{а,г}/T_г; \tag{2.39}$$

$$Q_{сг} = Э_{р,г}/T_г, \tag{2.40}$$

где $T_г$ – годовой фонд рабочего времени, определяемый при проектировании по данным технологического задания или в эксплуатации по данным технологического процесса производства. Среднегодовая мощность может быть также определена из выражений

$$P_{сг} = K_{и,а,г} P_{ном}; \tag{2.41}$$

$$Q_{сг} = K_{и,р,г} Q_{ном}. \tag{2.42}$$

2.4. Определение среднеквадратических нагрузок

Определение среднеквадратической мощности можно произвести описанным ниже методом.

Квадрат среднеквадратической мощности одного приемника, работающего по графику, изображенному на рис. 2.5, равен

$$p_{ск}^2 = \frac{(p_с + \Delta p_1)^2 \Delta t + \ldots + (p_с - \Delta p_n)^2 \Delta t}{\sum_1^n \Delta t}; \tag{2.43}$$

$$p_{ск}^2 = \frac{(p_1^2 + 2p_с \Delta p_1 + \Delta p_с^2) \Delta t + \ldots + (p_с^2 - 2p_с \Delta p_n + \Delta p_n^2) \Delta t}{\sum_1^n \Delta t}. \tag{2.44}$$

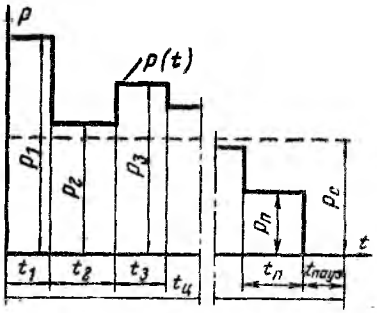


Рис. 2.5. Индивидуальный график активных нагрузок

Как нетрудно видеть, сумма удвоенных произведений средней мощности на отклонения Δp_i равна нулю, т. е.

$$\sum_{i=1}^{n} 2p_c \Delta p_i = 0. \qquad (2.45)$$

Следовательно, при $\Delta t_1 = \Delta t_2 = \ldots = \Delta t_n$, т. е. $t = \sum_1^n \Delta t = n\,\Delta t$,

$$p_{ск}^2 = \frac{\left(\sum_1^n p_c^2 + \sum_1^n \Delta p_i^2\right)\Delta t}{\sum_1^n \Delta t} =$$

$$= \frac{\left(p_c^2 + \dfrac{\sum_1^n \Delta p_i^2}{n}\right) n\,\Delta t}{n\,\Delta t} = p_c^2 + \frac{\sum_1^n \Delta p_i^2}{n} = p_c^2 + \sigma^2, \qquad (2.46)$$

где $\sigma = \sqrt{\dfrac{\sum_1^n \Delta p_i^2}{n}}$ – среднеквадратическое отклонение для графика нагрузок одного приемника; n – число равных интервалов длительностью Δt, на которые разбит график нагрузок (рис. 2.5).

Квадрат среднеквадратического отклонения для индивидуального графика нагрузки равен

$$\sigma^2 = p_{ск}^2 - p_c^2. \qquad (2.47)$$

Аналогично для графика нагрузок группы приемников имеем

$$P_{ск}^2 = P_c + \sigma_\Sigma^2, \qquad (2.48)$$

где $p_c^2 = \left(\sum_1^n p_{c,i}\right)^2$.

Квадрат среднеквадратического отклонения для графика нагрузок группы независимых приемников σ_Σ^2 равен сумме квадратов среднеквадратических отклонений для графиков нагрузок каждого из приемников, входящих в данную группу, т. е.

$$\sigma_\Sigma^2 = \sum_1^n \sigma_i^2 = \sum_1^n (p_{ск}^2 - p_c^2) = \sum_i^n p_{ск,i}^2 - \sum_1^n p_{c,i}^2. \qquad (2.49а)$$

Квадрат среднеквадратического отклонения для графика нагрузок группы зависимых приемников

$$\sigma_\Sigma^2 = \sum_1^n \sigma_i^2 + 2\sum_{i<j} k_к \sigma_i \sigma_j, \qquad (2.49б)$$

где n – число приемников в группе; $k_к$ – коэффициент корреляции i и j графиков нагрузок.

Подставив полученные выражения для $P_с^2$ и σ_Σ^2 из (2.49а) в уравнение среднеквадратической мощности для группы приемников (2.48), получим

$$P_{ск} = \sqrt{\left(\sum_1^n p_{с,i}\right)^2 + \sum_1^n p_{ск,i}^2 - \sum_1^n p_{с,i}^2}. \tag{2.50}$$

По среднеквадратической мощности подсчитывается среднеквадратический ток по формуле

$$I_{ск} = \frac{\sqrt{P_{ск}^2 + Q_{ск}^2}}{\sqrt{3}\,U_{ном}} = \frac{P_{ск}}{\sqrt{3}\,U_{ном}}\sqrt{1 + \operatorname{tg}^2\varphi}, \tag{2.51}$$

где $\operatorname{tg}\varphi$ – тангенс угла сдвига фаз между током и напряжением.

В условиях эксплуатации среднеквадратическую мощность можно определить по показаниям счетчиков электроэнергии согласно выражениям

$$P_{ск} = K_{ф,а}P_с; \tag{2.52}$$

$$Q_{ск} = K_{ф,р}Q_с, \tag{2.53}$$

где $K_{ф,а}$ и $K_{ф,р}$ определяют опытным путем.

Выражения (2.52) и (2.53) с учетом (2.23) и (2.27) перепишем в виде

$$P_{ск} = \sqrt{m}\,\frac{\sqrt{\sum_1^m (\Delta Э_{а,i})^2}}{Э_а}\,\frac{Э_а}{T} = \frac{\sqrt{m}}{T}\sqrt{\sum_1^m (\Delta Э_{а,i})^2}; \tag{2.54}$$

$$Q_{ск} = \sqrt{m}\,\frac{\sqrt{\sum_1^m (\Delta Э_{р,i})^2}}{Э_р}\,\frac{Э_р}{T} = \frac{\sqrt{m}}{T}\sqrt{\sum_1^m (\Delta Э_{р,i})^2}, \tag{2.55}$$

где $Э_р$, $\Delta Э_р$ – потребляемая реактивная энергия за время T и ΔT (при $\Delta T = T/m$); остальные обозначения те же, что и при выводе (2.23) и (2.27).

2.5. Определение расхода электроэнергии

В зависимости от цели расчета расход электроэнергии обычно определяется за год, реже – за месяц или за наиболее загруженную смену.

Годовой расход активной электроэнергии для отдельных цехов и предприятий в целом находится из выражения

$$Э_{а,г} = P_{сг}T_г = K_{и,а,г}P_{ном}T_г = K_{с.э,а}P_{см}T_г. \tag{2.56}$$

Годовая продолжительность работы силовых приемников зависит от характера производства и технологического процесса и может быть определена из выражения

$$T_г = (365 - m)\,nT_{см}k_р - T_{пр}, \tag{2.57}$$

где m – число нерабочих дней в году; n – число смен; $T_{см}$ – продолжительность смены, ч; $k_р$ – коэффициент, учитывающий время ремонта и другие простои производства, принимаемый равным 0,96–0,98; $T_{пр}$ – годовое число часов, на которое сокращена продолжительность работы в предвыходные и предпраздничные дни.

Годовое число часов работы в зависимости от числа смен

Продолжительность смены $T_{см}$, ч	Число смен		
	1	2	3
8	2250	4500	6400
7	2000	3950	5870

Годовую продолжительность работы предприятий за исключением цехов с непрерывным производством в зависимости от числа и продолжительности смен можно принимать по данным таблицы. Для предприятий и цехов с непрерывным производством (электролиз, горячие цехи и т. п.) годовое число часов работы соответственно увеличивается.

Если для данного вида производства годовой коэффициент сменности по энергоиспользованию $K_{с.э.а}$ неизвестен, а по технологическому заданию имеются сведения об относительных загрузках других (менее загруженных) смен, то годовой расход активной электроэнергии может быть определен по формуле

$$Э_{а.г} = P_{см}(T_{г1} + K_{з.см2}T_{г2} + K_{з.см3}T_{г3} + K_{з.см4}T_{г4})K_{пр}, \qquad (2.58)$$

где $P_{см}$ – средняя мощность за наиболее загруженную смену; $T_{г1}$, $T_{г2}$, $T_{г3}$, $T_{г4}$ – годовые продолжительности работы (годовой фонд рабочего времени) отдельных смен (первой, второй, третьей и четвертой); $K_{з.см2}$, $K_{з.см3}$, $K_{з.см4}$ – коэффициенты, учитывающие степень загрузки второй, третьей и четвертой смен, представляющие собой отношения расчетных максимумов отдельных, менее загруженных смен к максимуму наиболее загруженной первой смены; $K_{пр} = K_{пр1}/K_{пр2}$ – коэффициент, учитывающий работу в выходные и праздничные дни ($K_{пр1} = 1{,}0 \div 1{,}05$) и месячные колебания нагрузки ($K_{пр2} = 0{,}8 \div 0{,}9$).

Сезонные изменения нагрузки при определении $Э_{а.г}$ следует учитывать введением соответствующего поправочного коэффициента $K_{пр3} < 1$ в величину $K_{пр}$. В общем случае коэффициент $K_{пр}$ в (2.58) меньше 1.

Для ориентировочных расчетов при невозможности определения $Э_{а.г}$ из (2.56) и (2.58) допускается использование формулы

$$Э_{а.г} = P_р T_{м.а}, \qquad (2.59)$$

где $P_р$ – расчетная (длительная максимальная) нагрузка; $T_{м.а}$ – годовое число часов использования максимума активной мощности.

Однако этот метод рекомендуется применять только в крайних случаях.

При наличии норм удельного расхода электроэнергии на единицу продукции в натуральном выражении $э_{а.у}$ годовой расход электроэнергии, потребляемой цехом или предприятием в целом, определяется по формуле

$$Э_{а.г} = э_{а.у}M, \qquad (2.60)$$

где M – годовой выпуск продукции в натуральном выражении.

Формула (2.60) может применяться и для любого другого, отличного от года периода. Значение $э_{а.у}$ является интегральным показателем расхода электроэнергии на единицу продукции (например, 1 т проката, один экскаватор, 1 т азотной кислоты, один автомобиль и т. п.). В величину $э_{а.у}$ входит и расход электроэнергии на все вспомогательные нужды производств и освещение цехов.

Значения удельных расходов электроэнергии следует принимать по данным, приведенным в указаниях Госстроя или промышленных министерств СССР по проектированию предприятий, зданий и сооружений различных отраслей промышленности.

Пределы средних значений удельных расходов электроэнергии по отдельным видам продукции приводятся в справочных материалах. Большой диапазон значений удельных расходов электроэнергии, имеющийся для одного вида продукции, объясняется различием предприятий по объему и специфике работы. Поэтому выбор $э_{а.у}$ по справочным материалам для данного вида продукции необходимо производить с учетом индивидуальных условий производства (по согласованию с технологами) и тенденций к росту или снижению удельных расходов электроэнергии в данной отрасли промышленности в связи с изменением технологического процесса.

Расчет годового расхода активной электроэнергии по (2.60) является контрольным по отношению к расчету по всем приведенным выше методам определения $Э_{а.г}$. Результаты расчетов, выполненных по (2.56), (2.58) или (2.59), должны быть сопоставлены с результатами расчета по (2.60). При расхождении более чем на 10% должны быть выяснены причины расхождений и внесены соответствующие коррективы в расчеты.

Годовое потребление реактивной энергии для приемников с отстающим током определяется по аналогичным формулам.

2.6. Определение расчетных нагрузок

В системе электроснабжения промышленного предприятия существует несколько характерных мест определения расчетных электрических нагрузок. Рассмотрим эти характерные места на схеме рис. 2.6.

1. Определение расчетной нагрузки, создаваемой одним приемником напряжением до 1000 В (нагрузка *1*), необходимо для выбора сечения провода или кабеля, отходящего к данному приемнику, и аппарата, при помощи которого производится присоединение приемника к силовому распределительному шкафу или распределительной линии.

2. Определение расчетной нагрузки, создаваемой группой приемников напряжением до 1000 В (нагрузка *2*), необходимо для выбора сечения радиальной линии или распределительной магистрали, питающей данную группу приемников, и аппарата, присоединяющего данную группу приемников к главному силовому распределительному шкафу или питающей магистрали в схеме блока трансформатор–магистраль.

3. Определение расчетной нагрузки, создаваемой на шинах низшего напряжения 0,69–0,4/0,23 кВ цеховой трансформаторной подстанции (ТП) отдельными крупными приемниками или силовыми распределительными шкафами, питающими отдельные приемники или группы приемников

(нагрузка *3*), необходимо для выбора сечения линий, отходящих от шин 0,69 или 0,4/0,23 кВ цеховой ТП и питающих указанные выше приемники, и аппаратов присоединения отходящих линий к шинам низшего напряжения цеховой ТП.

4. Определение общей расчетной нагрузки на шинах низшего напряжения ТП или главной магистрали системы питания блока трансформатор – магистраль (БТМ) (нагрузка *4*) необходимо для выбора числа и мощности цеховых трансформаторов, сечения и материала шин цеховой ТП

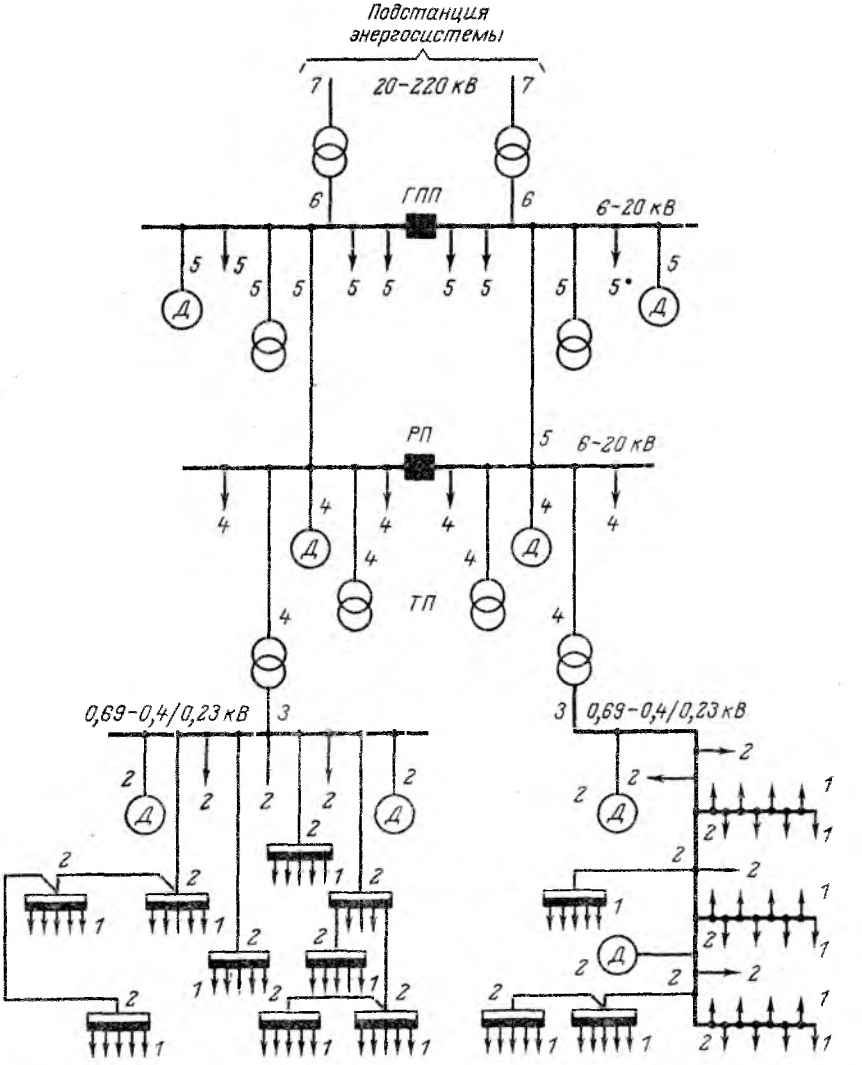


Рис. 2.6. Схема характерных мест определения расчетных нагрузок в системе электроснабжения промышленного предприятия

или главной магистрали и отключающих аппаратов, устанавливаемых на стороне низшего напряжения цеховых трансформаторов.

5. Определение расчетной нагрузки, создаваемой на шинах 6–20 кВ распределительных пунктов (РП) отдельными приемниками или отдельными цеховыми трансформаторами с учетом потерь в трансформаторах (нагрузка *5*), необходимо для выбора сечения проводов линий, отходящих от шин РП и питающих цеховые трансформаторы и приемники высокого напряжения, и отключающих аппаратов, устанавливаемых на этих линиях.

6. Определение общей расчетной нагрузки на шинах каждой секции РП (нагрузка *6*) необходимо для выбора сечения и материала шин 6–20 кВ РП, сечения линий, питающих каждую секцию шин РП, и отключающей аппаратуры со стороны шин главной понизительной подстанции (ГПП). Если от шин 6–20 кВ ГПП непосредственно питаются цеховые трансформаторы или приемники, нагрузка *6* означает то же самое, что и нагрузка *5* (см. выше), только относительно шин 6–20 кВ ГПП.

7. Определение общей расчетной нагрузки на шинах 6–20 кВ каждой секции ГПП (нагрузка *7*) необходимо для выбора числа и мощности понизительных трансформаторов, устанавливаемых на ГПП, выбора сечения и материала шин ГПП и отключающих аппаратов, устанавливаемых на стороне низшего напряжения 6–20 кВ трансформаторов ГПП.

8. Определение расчетной нагрузки на стороне высшего напряжения 35–220 кВ трансформатора ГПП с учетом потерь в трансформаторе необходимо для выбора сечений линий, питающих трансформаторы ГПП, и аппаратов присоединения трансформаторов и питающих их линий.

В зависимости от места определения расчетных нагрузок и стадии проектирования применяются и методы их расчета, более точные или упрощенные (§ 2.7–2.11).

При определении расчетных нагрузок должны учитываться следующие положения:

1) графики нагрузок цехов или всего промышленного предприятия изменяются во времени, растут и по мере совершенствования техники производства выравниваются (коэффициент заполнения графика нагрузок повышается);

2) постоянное совершенствование производства (автоматизация и механизация производственных процессов) увеличивает расход электроэнергии, потребляемой предприятием. Это обстоятельство влечет за собой рост электрических нагрузок;

3) при проектировании систем электроснабжения необходимо учитывать перспективы развития производства и, следовательно, перспективный рост электрических нагрузок предприятия на ближайшие 10 лет.

Основные методы определения расчетных (ожидаемых) электрических нагрузок, применяемые при проектировании электроснабжения промышленных предприятий, могут быть разделены на две группы:

1) методы, определяющие расчетную нагрузку умножением установленной мощности на коэффициент, меньший единицы:

$$P_{\text{р}} = K_1 P_{\text{ном}}; \qquad (2.61)$$

2) методы, определяющие расчетную нагрузку умножением средней нагрузки на коэффициент, больший единицы или равный ей:

$$P_{\text{р}} = K_2 P_{\text{ном}} \tag{2.62}$$

или добавлением к средней нагрузке некоторой величины, характеризующей отклонение расчетной нагрузки от средней:

$$P_{\text{р}} = P_{\text{ср}} + \beta\sigma. \tag{2.63}$$

Подробнее о коэффициентах β и σ см. в [2, 3].

К основным следует отнести методы определения расчетных нагрузок по:

1) установленной мощности и коэффициенту спроса;

2) средней мощности и отклонению расчетной нагрузки от средней (статистический метод);

3) средней мощности и коэффициенту формы графика нагрузок;

4) средней мощности и коэффициенту максимума (метод упорядоченных диаграмм показателей графиков нагрузок).

К вспомогательным можно отнести методы определения расчетных нагрузок по:

1) удельному расходу электроэнергии на единицу продукции при заданном объеме выпуска продукции за определенный период;

2) удельной нагрузке на единицу производственной площади.

Первый из основных и вспомогательные методы определения расчетных нагрузок являются приближенными методами расчета. Последние три из указанных выше основных методов определения расчетных нагрузок используют основные положения теории вероятностей.

Рассмотрим более подробно методы определения расчетных нагрузок и наметим возможную область их применения.

2.7. Определение расчетной нагрузки по установленной мощности и коэффициенту спроса

Расчетная нагрузка для группы однородных по режиму работы приемников определяется из следующих выражений:

$$P_{\text{р}} = K_{\text{с. а}} P_{\text{ном}}; \tag{2.64}$$

$$Q_{\text{р}} = P_{\text{р}} \operatorname{tg}\varphi; \tag{2.65}$$

$$S_{\text{р}} = \sqrt{P_{\text{р}}^2 + Q_{\text{р}}^2} = \frac{P}{\cos\varphi}, \tag{2.66}$$

где $K_{\text{с. а}}$ – коэффициент спроса данной характерной группы приемников, принимаемый по справочным материалам; $\operatorname{tg}\varphi$ соответствует характерному для данной группы приемников $\cos\varphi$, определяемому по справочным материалам.

Значение $K_{\text{с. а}}$ может быть принято в зависимости от коэффициента использования $K_{\text{и. а}}$ для данной группы приемников для среднего коэффициента включения, равного 0,8:

$K_{\text{с. а}}$	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
$K_{\text{и. а}}$	0,5	0.6	0,65–0,7	0,75–0,8	0,85–0,9	0,92–0,95

Данные по $K_{с.а}$ и $\cos\varphi$ для отдельных цехов и предприятий в целом для различных отраслей промышленности принимаются также по справочным материалам.

Расчетная нагрузка узла системы электроснабжения (цеха, корпуса, предприятия) определяется суммированием расчетных нагрузок отдельных групп приемников, входящих в данный узел, с учетом коэффициента разновременности максимумов нагрузки:

$$S_{\text{р}} = \sqrt{\left(\sum_{1}^{n} P_{\text{р}}\right)^2 + \left(\sum_{1}^{n} Q_{\text{р}}\right)^2}\, K_{\text{р.м}}, \qquad (2.67)$$

где $\sum_{1}^{n} P_{\text{р}}$ – сумма расчетных активных нагрузок отдельных групп приемников, определяемых по (2.64); $\sum_{1}^{n} Q_{\text{р}}$ – сумма расчетных реактивных нагрузок отдельных групп приемников, определяемых по (2.65); $K_{\text{р.м}}$ – коэффициент разновременности максимумов нагрузок отдельных групп приемников, принимаемый 0,85 – 1,0 в зависимости от места нахождения данного узла в системе электроснабжения предприятия.

2.8. Определение расчетной нагрузки по удельной нагрузке на единицу производственной площади

Расчетную нагрузку группы приемников по удельной мощности можно определить по формуле

$$P_{\text{р}} = p_0 F, \qquad (2.68)$$

где F – площадь размещения приемников группы, м^2; p_0 – удельная расчетная мощность на 1 м^2 производственной площади, кВт/м^2.

Формула (2.68) применима и для определения расчетной нагрузки по всему цеху в целом, но для p_0 должно быть принято среднее значение, найденное по опытным значениям нагрузок в целом для аналогичных цехов.

Метод определения расчетной нагрузки по удельной нагрузке на единицу производственной площади был предложен для проектирования универсальных сетей цехов малого и среднего машиностроения, которые характеризуются большим количеством приемников малой мощности, более или менее равномерно распределенных на производственной площади цехов [4].

Под универсальными понимаются такие сети, которые без переделок удовлетворяют изменениям технологического процесса и перестановкам оборудования. Универсальные сети выполняются магистральными шинопроводами различных типов и выбираются не по конкретному расположению оборудования, имеющему место к моменту проектирования, а с учетом возможных перемещений оборудования по расчетной нагрузке, определяемой по (2.68).

Расчетные удельные нагрузки зависят от рода производства и выявляются по статистическим данным. Кроме того, они значительно изме-

няются в зависимости от площади цеха, обслуживаемой магистральным шинопроводом, и могут колебаться в пределах 0,15 – 1,5 А/м^2. По мере накопления материалов обследования и выявления расчетных и средних удельных нагрузок потребителей электроэнергии этот метод найдет широкое применение для определения расчетной нагрузки на стадии проектного задания при сравнении вариантов и других ориентировочных расчетах для производств с большой динамичностью технологического процесса и относительно равномерно распределенной по производственной площади нагрузкой (механические и механосборочные цехи заводов массового производства – подшипниковых, тракторных, автомобильных, авиационных и т. п.).

2.9. Определение расчетной нагрузки по удельному расходу электроэнергии на единицу продукции

Для приемников электроэнергии, имеющих неизменные или мало изменяющиеся графики индивидуальной, а следовательно, и групповой нагрузок в наиболее загруженную смену, расчетная нагрузка принимается равной средней за наиболее загруженную смену. К таким приемникам относятся электроприводы вентиляторов, воздуходувок, насосов, преобразовательных агрегатов электролизных установок, печи сопротивления, большинство приемников электроэнергии бумажной и химической отраслей промышленности, приемники поточно-транспортных систем и многие другие. Коэффициенты включения этих приемников равны единице, а коэффициенты загрузки изменяются мало.

Для приемников с неизменной или мало изменяющейся во времени нагрузкой расчетную нагрузку, совпадающую со средней, рекомендуется определять по удельному расходу электроэнергии на единицу продукции при заданном объеме выпуска продукции за определенный период времени:

$$P_{\text{р}} = P_{\text{см}} = \frac{M_{\text{см}} э_{\text{а. у}}}{T_{\text{см}}}, \tag{2.69}$$

где $э_{\text{а. у}}$ – удельный расход электроэнергии (активной) на единицу продукции, кВт · ч; $M_{\text{см}}$ – количество продукции, выпускаемой за смену (производительность установки за смену); $T_{\text{см}}$ – продолжительность наиболее загруженной смены, ч.

При наличии данных об удельных расходах электроэнергии на единицу продукции в натуральном выражении $э_{\text{а. у}}$ и годовом объеме выпускаемой продукции M цеха, предприятия в целом расчетную нагрузку вычисляют по формуле

$$P_{\text{р}} = \frac{э_{\text{а. у}} M}{T_{\text{м. а}}}. \tag{2.70}$$

2.10. Определение расчетной нагрузки по средней мощности и коэффициенту формы

Расчетная нагрузка группы приемников по средней мощности и коэффициенту формы определяется из следующих выражений:

$$P_{\text{р}} = K_{\text{ф. а}} P_{\text{см}}; \tag{2.71}$$

$$Q_{\text{р}} = K_{\text{ф. р}} Q_{\text{см}} \quad \text{или} \quad Q_{\text{р}} = P_{\text{р}} \operatorname{tg} \varphi; \tag{2.72}$$

$$S_{\text{р}} = \sqrt{P_{\text{р}}^2 + Q_{\text{р}}^2}. \tag{2.73}$$

В рассматриваемом методе расчетную нагрузку принимают равной среднеквадратической, т. е. $P_{\text{р}} = P_{\text{ск}}$; $Q_{\text{р}} = Q_{\text{ск}}$.

В общем случае допущение равенства расчетной нагрузки среднеквадратической неприемлемо, но во многих случаях среднеквадратическая нагрузка может быть непосредственно использована как расчетная.

Для групп приемников с повторно-кратковременным режимом работы (2.71) справедливо во всех случаях. Согласно принципу максимума средней нагрузки оно вполне приемлемо для групп приемников с длительным режимом работы с групповым циклом $T_{\text{ц}} \ll 3T_{\text{о}}$, например для вспомогательных приводов реверсивных станов горячей прокатки.

В общем случае для группы приемников с длительным режимом работы зависимость $K_{\text{ф. а}}$ от показателей режима работы и приведенного числа приемников группы определяется по (2.20). Из анализа этого уравнения видно, что для узлов системы электроснабжения и отдельных групп с большим числом приемников электроэнергии график нагрузок выравнивается, т. е. стремится к $P(t) = \text{const}$. Поэтому в установившемся режиме наиболее загруженной смены при неограниченном возрастании числа приемников ($n \to \infty$) групповой коэффициент формы графика $K_{\text{ф. а}} \to 1$ и, следовательно, $P_{\text{ск}} \to P_{\text{см}}$ или $P_{\text{р}} \to P_{\text{см}}$, если в группе отсутствуют достаточно мощные приемники по сравнению с остальными, способные резко исказить достаточно равномерный групповой график нагрузок.

Таким образом, формулы (2.71) – (2.73) могут быть рекомендованы для определения расчетных нагрузок цеховых шинопроводов, на шинах низшего напряжения цеховых трансформаторных подстанций, на шинах распределительной подстанции (ГРП, РП) при достаточно равномерных графиках нагрузок, когда значение $K_{\text{ф. а}}$ лежит в пределах $1 - 1{,}2$.

Как указывалось, значение $K_{\text{ф. а}}$ достаточно стабильно, если производительность цеха или завода примерно постоянна, и изменения формы группового графика нагрузок при данной производительности практически не влияют на значение $K_{\text{ф. а}}$. Поэтому при определении расчетных нагрузок отдельных узлов системы электроснабжения проектируемого предприятия коэффициенты формы могут быть приняты по опытным данным для соответствующих узлов системы электроснабжения действующего предприятия, аналогичного по технологическому процессу и производительности проектируемому.

На действующих предприятиях при ритмичной работе по (2.23) определяется коэффициент формы за несколько дней и принимается его среднее значение. Для предприятий, работающих неритмично, коэффициент формы следует определять за характерные сутки. Когда опытным путем установить групповой коэффициент формы графика нагрузок по тем или иным причинам трудно, можно с достаточной точностью принимать $K_{\text{ф. а}} = 1{,}1 \div 1{,}2$ (значение $K_{\text{ф. а}}$ при этом уменьшается по направлению от низших к высшим ступеням системы электроснабжения).

Средние мощности за наиболее загруженную смену $P_{\text{см}}$, $Q_{\text{см}}$ для определения расчетной нагрузки по (2.71) и (2.72) находятся при проектировании одним из приводимых ниже способов:

1) по известным установленным мощностям и коэффициентам использования по (2.36) – (2.38);

2) по известным удельным расходам электроэнергии и производительности цеха или предприятия в единицах продукции по (2.69);

3) по известным средним удельным нагрузкам на единицу производственной площади по (2.68).

В условиях эксплуатации среднюю мощность можно определить по показаниям счетчиков активной энергии и сопоставить со средней нагрузкой, определенной расчетным путем.

2.11. Общие рекомендации по выбору метода определения расчетных нагрузок

Расчетную нагрузку определяют согласно «Указаниям по определению электрических нагрузок в промышленных установках», а также [2].

Анализ рассмотренных различных методов определения расчетных нагрузок позволяет дать следующие общие рекомендации:

1) для определения расчетных нагрузок по отдельным группам приемников и узлам напряжением до 1000 В в цеховых сетях следует использовать метод упорядоченных диаграмм показателей графиков нагрузок согласно указаниям [3];

2) для определения расчетных нагрузок на высших ступенях системы электроснабжения (начиная с цеховых шинопроводов или шин цеховых трансформаторных подстанций и кончая линиями, питающими предприятие) следует применять методы расчета, основанные на использовании средней мощности и коэффициентов $K_{м,а}$, $K_{ф,а}$. В большинстве случаев значения $K_{м,а}$, $K_{ф,а}$ практически лежат в пределах 1,05 – 1,2;

3) при ориентировочных расчетах на высших ступенях системы электроснабжения возможно применение методов расчета по установленной мощности и $K_{с,а}$, а в некоторых частных случаях – по удельным показателям потребления электроэнергии.

Глава третья

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ ЦЕХОВЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

3.1. Характеристика производственных помещений по условиям окружающей среды

Конструктивное выполнение электрических сетей определяется условиями окружающей среды. Большинство производственных помещений относится к цехам с нормальной средой. Это сухие, отапливаемые и неотапливаемые помещения, не опасные по коррозии, пожару, взрыву. Сюда относятся бытовые помещения цехов, производственные помещения цехов холодной обработки металлов, сборочные, инструментальные и т. д.

К пожароопасным и взрывоопасным помещениям относятся помещения с такой средой, в которой сама сеть или электрооборудование представляет опасность вследствие пожара или взрыва из-за перегрева проводки или образования искр. К таким помещениям относятся цехи, где имеются пары бензина или керосина, водород, древесина, мучная пыль и другие горючие вещества.

К помещениям, опасным по химической активности, относятся такие, где окружающая среда разрушающе действует на материал проводников и изоляции. Сюда относятся такие цехи, как коксохимические, доменные, мартеновские, литейные, травильные, электролизные, шлифовальные, сернокислотные и т. д.

В «Строительных нормах и правилах» (СНиП) приводится классификация помещений с точки зрения опасности по пожару и взрыву. Категории А и Б являются взрывопожароопасными, причем А более опасна; категория В – пожароопасная; категории Г и Д не опасны по пожару и взрыву и категория Е взрывоопасна, но взрыв не сопровождается пожаром.

К пожароопасным относятся помещения и наружные установки, в которых применяются или хранятся горючие вещества, не вызывающие взрыва при воспламенении. В свою очередь они подразделяются на четыре класса.

К взрывоопасным относятся помещения и наружные установки, в которых по условиям технологического процесса могут образоваться взрывоопасные смеси горючих газов или паров с воздухом, кислородом или другими окислителями, а также горючих пылей или волокон с воздухом, воспламенение которых сопровождается взрывом. Если такие установки связаны со сжиганием в них топлива (например, печные отделения газогенерирующих станций) или с применением в них открытого огня или раскаленных частей (например, открывающиеся электропечи) с температурой выше температуры самовоспламенения смесей, то они относятся к невзрывоопасным. Различают две категории взрывоопасных помещений.

3.2. Устройство и конструктивное исполнение цеховых электрических сетей

Цеховые электрические сети выполняются радиальными, магистральными и смешанными.

В цеховые сети закладывается огромное количество проводникового материала и электрической аппаратуры, поэтому выбор схемы питания определяет не только качество и особенности работы электрооборудования, но и технико-экономические показатели всей системы электроснабжения.

В радиальной сети (рис. 3.1) от распределительного щита трансформаторной подстанции (ТП) *1* отходят питающие магистрали к главным шкафам *2*, от которых ведут вторичные магистрали к распределительным шкафам *3*.

Чисто магистральная сеть может выполняться по схеме блок трансформатор – магистраль (БТМ) (рис. 3.2).

В этом случае на ТП не устанавливают распределительный щит, магистраль *1* подводят через разъединитель или автоматический выключатель прямо в цех и от нее с помощью ответвлений *2* питают приемники *3*.

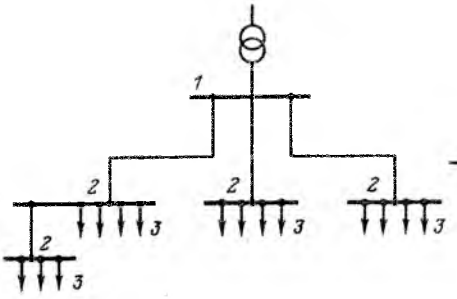


Рис. 3.1. Радиальная схема питания равномерно распределенных нагрузок:
1 – распределительный щит подстанции; *2* – силовой распределительный щит; *3* – потребители

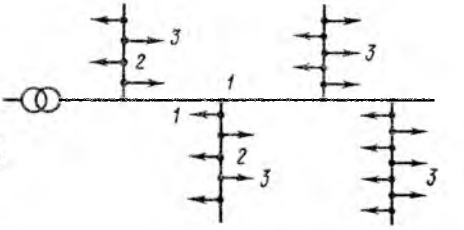


Рис. 3.2. Схема блока трансформатор – магистраль (схема БТМ):
1 – магистральный шинопровод; *2* – распределительный шинопровод; *3* – потребители

Магистральная схема по сравнению с радиальной имеет следующие преимущества и недостатки:

1) надежность магистральной схемы ниже, чем радиальной, так как при повреждении магистрали все ее потребители выходят из строя;

2) в магистральных сетях выше токи КЗ, но меньше потери напряжения и мощности;

3) стоимость магистральных сетей обычно ниже стоимости радиальных за счет уменьшения количества используемой аппаратуры и меньшей стоимости монтажа.

Обычно сеть выполняется по смешанной схеме, радиальная схема используется лишь для наиболее ответственных с точки зрения бесперебойности электроснабжения потребителей.

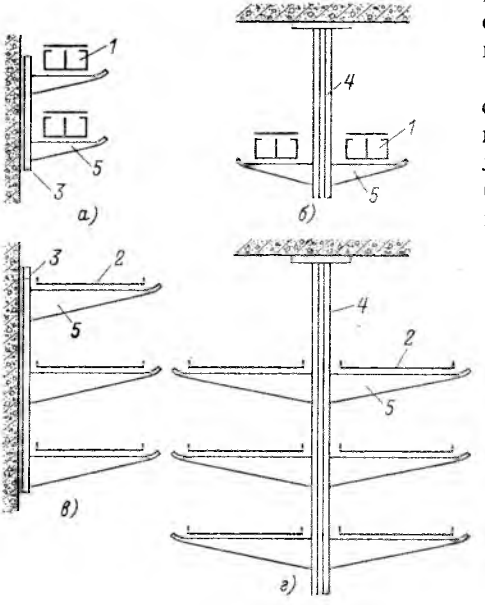


Рис. 3.3. Установка коробов и лотков на кабельных конструкциях:
а – короба вдоль стены; *б* – короба под перекрытием; *в* – лотки вдоль стены; *г* – лотки под перекрытием; *1* – короб; *2* – лоток; *3* – стойка настенная; *4* – стойка потолочная; *5* – кронштейн-полка

Конструктивно сети напряжением до 1000 В выполняют комплексными шинопроводами, кабелями и изолированными проводами в коробах, на лотках и на кабельных конструкциях; кабелями и изолированными проводами, проложенными на элементах строений; кабелями и изолированными проводами в трубах. Способ прокладки выбирается в зависимости от условий окружающей среды, расположения технологического оборудования и строительных особенностей помещения.

Для питания крановых двигателей и другого внутрицехового электрического транспорта применяют троллейные линии, выполненные троллеями – голыми проводами, что дает возможность обеспечить контакт с токосъемником в любом месте линии. Современные трансформаторные подстанции со стороны низшего напряжения оборудованы шкафами с выкатными автоматическими выключателями типов АВМ-В и Э («Электрон»). Для присоединения отходящих линий применяют шкафы типов ШН-4, ШН-5 с автоматическими выключателями на 250, 400 и 600 А. При схеме БТМ магистраль присоединяется к главному автоматическому выключателю непосредственно, в связи с этим получается значительная экономия на дорогих шкафах с отходящими линиями. Использование выкатных автоматических выключателей, располагаемых в отдельных ячейках шкафа, обеспечивает удобное и безопасное обслуживание каждого автоматического выключателя без нарушения работы остальных присоединений и возможность его быстрой замены.

На двухтрансформаторных подстанциях между секциями распределительного щита устанавливается специальный шкаф с секционным автоматическим выключателем, который может быть снабжен устройством автоматического включения резерва (АВР).

На промышленных предприятиях в настоящее время наиболее широко используются кабели. В коробах и на лотках кабели и изолированные провода укладывают непосредственно. На кабельных конструкциях кабели укладывают непосредственно или на конструкциях устанавливают лотки и короба, а на них (и в них) укладывают провода и кабели. Возможна установка коробов и лотков на различных опорных конструкциях – стойках, кронштейнах (рис. 3.3). При применении коробов возможна прокладка большего количества проводов и кабелей, чем при применении лотков. В цехах промышленных предприятий также применяют открытую прокладку кабелей на элементах строений. Такая прокладка экономичнее при небольшом (до 6 шт.) числе проводов или кабелей, идущих по одной трассе, особенно при сложной конфигурации сети. Крепление проводов и кабелей к элементам строений осуществляется при помощи скоб и закрепов.

Для защиты проводов и кабелей от воздействия окружающей среды, предохранения от механических повреждений или в случае скрытой прокладки в элементах сооружений их заключают в стальные или пластмассовые трубы.

Все более широкое применение для цеховых электрических сетей комплектных шинопроводов объясняется их высокой монтажной готовностью, что дает возможность собирать отдельные линии из элементов шинопровода – секций. Секции представляют собой три или четыре шины, которые заключены в оболочку и скреплены самой оболочкой или спе-

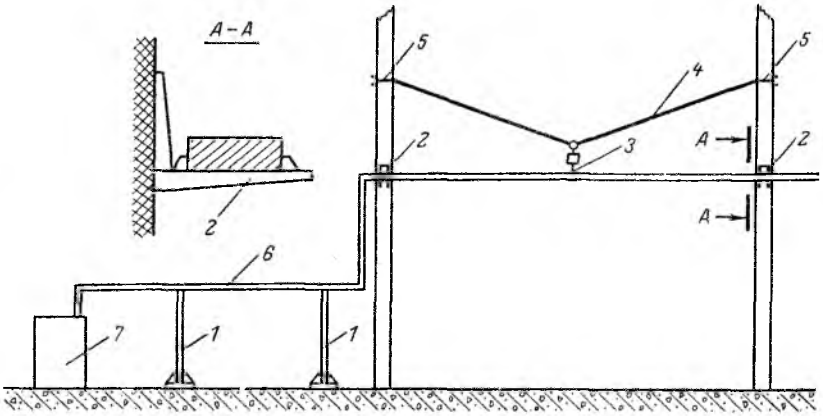


Рис. 3.4. Крепление магистрального шинопровода:

1 – стойка; *2* – кронштейн; *3* – подвес; *4* – трос; *5* – обхват; *6* – шинопровод; *7* – вводный шкаф низкого напряжения КТП

циальными изоляторами. В комплект шинопроводов входят коробки с защитной и коммутационно-защитной аппаратурой и с контактами для присоединения питающего кабеля. Шины изготовляют из алюминиевых сплавов или из меди. Крепление магистрального шинопровода показано на рис. 3.4.

Шинопроводы обычно выполняют трех- или четырехпроводными с нулевым проводом. Сечение нулевого провода может быть равно 25; 50 и 100% сечения фазного провода. Нулевые провода сечением 25 и 50% фазного провода характерны для магистральных шинопроводов.

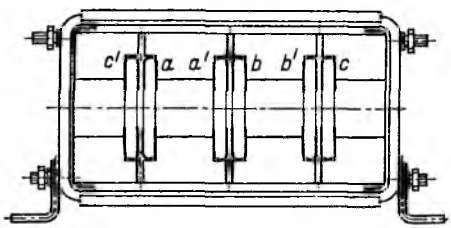


Рис. 3.5. Поперечный разрез секции магистрального шинопровода

Конструкции современных комплектных шинопроводов выполняются электродинамически и термически стойкими. Так, например, магистральный шинопровод на ток 6300 А выдерживает ударный ток КЗ 100 кА за счет расщепления фаз (*aa′*, *bb′*, *cc′*). Поперечный разрез секции магистрального шинопровода приведен на рис. 3.5.

Шинопроводы в собранном виде устанавливают на специальных опорных конструкциях. Обычно расстояния между местами крепления шинопроводов 3 или 6 м. В качестве опорных конструкций комплектных шинопроводов используют напольные, настенные и потолочные стойки, кронштейны различного назначения, различные подвесы, закрепы, обхваты колонн, траверсы.

Ответвления от магистральных шинопроводов могут выполняться в горизонтальной и вертикальной плоскостях как кабелями, так и шино-

проводами. При применении шинопроводов для ответвлений используют тройниковые и крестообразные секции; при ответвлении, выполненном кабелем, применяют ответвительные секции.

Распределительные шинопроводы комплектуют из прямых секций длиной 3 и 6 м, угловых, тройниковых горизонтальных и вертикальных секций. В комплект распределительного шинопровода входят также ответвительные, индикаторные и вводные коробки.

Прямые секции имеют от двух до четырех мест на 1 м длины для присоединения ответвительных коробок. Распределительные шинопроводы устанавливают на опорных конструкциях, напольных стойках высотой 2,5 и 1 м, кронштейнах и подвесах. Наибольшее применение нашла установка распределительных шинопроводов на стойках и кронштейнах. На подвесы шинопроводы крепят при невозможности установки кронштейна или стойки.

3.3. Виды освещения и требования к системам их электроснабжения

При составлении схем питания осветительных установок кроме экономичности должны учитываться следующие факторы:

1) принятые виды освещения и требования к надежности питания осветительных установок, вытекающие из степени ответственности и освещенности объекта;

2) требования к управлению освещением;

3) целесообразность совмещения силовых и осветительных сетей и трансформаторов.

Видами освещения называют части осветительной установки, различающиеся по своему функциональному назначению. Принципиально имеются два вида освещения: рабочее и аварийное. Рабочее освещение создает нормированные уровни освещенности при нормальной эксплуатации, а аварийное обеспечивает условия видения, необходимые для временного продолжения деятельности персонала или для безопасного выхода людей из помещения в случае погасания светильников рабочего освещения.

Аварийное освещение для временного продолжения работ должно предусматриваться в помещениях и на участках открытых пространств, когда непроизвольные действия людей в темноте или отсутствие возможности нормального продолжения работы могут повлечь взрыв или пожар (взрывоопасные помещения), длительное расстройство технологического процесса (например, бумагоделательная машина) или нарушение работы энергетических узлов (электростанции, центральная подстанция, телефонная станция, крупная компрессорная).

Аварийное освещение, обеспечивающее безопасную эвакуацию людей из помещений, должно устраиваться:

1) в производственных помещениях, в которых непроизвольные действия людей в темноте могут вызвать пожар, взрыв, массовый травматизм и тому подобные последствия;

2) в производственных зданиях с числом работающих свыше 50 чел., если при погасании света возникает опасность травматизма вследствие продолжения

работы производственного оборудования, или при наличии в помещении мест, опасных для прохода людей;

3) в проходных помещениях, пожарных проездах, коридорах и лестницах, служащих для эвакуации людей, в зданиях с числом работающих свыше 50 чел.;

4) в помещениях общественного пользования (например, столовых), где возможно пребывание более 100 чел.

Так как светильники аварийного освещения используют для охраны помещений, то они обычно включены в темное время суток. При трехсменной работе предприятия для аварийного освещения целесообразно выделять часть светильников рабочего освещения, поскольку все светильники включены в течение всей темной части суток. На предприятиях, работающих в одну или две смены, экономически выгодно применять для аварийного освещения путей выхода самостоятельные светильники с лампами мощностью не более 100 Вт. Выделение светильников аварийного освещения из числа светильников рабочего освещения приводит к перерасходу электроэнергии из-за нецелесообразного использования более мощных ламп для создания малых освещенностей, так как стоимость излишне расходуемой при этом электроэнергии превышает стоимость дополнительно устанавливаемых специальных светильников аварийного освещения.

Назначение аварийного освещения требует создания для него самостоятельного электроснабжения – сети питания, не зависимой от сети рабочего освещения. Распространение этого принципа на различное количество звеньев сети определяет большую или меньшую надежность действия осветительной установки.

Аварийное освещение, обеспечивающее продолжение работы, а также аварийное освещение проходов во взрывоопасных помещениях должно иметь не только независимую сеть по всем звеньям, но и независимый источник питания. Независимым источником питания аварийного освещения может служить аккумуляторная батарея; генератор, приводимый каким-либо первичным двигателем, а также трансформатор, получающий питание от системы, не зависимой от системы рабочего освещения.

Независимыми системами могут считаться две секции сборных шин электростанции, а также линии, питающиеся от разных секций сборных шин станции или подстанции при условии, что:

а) каждая секция шин имеет питание от разных генераторов станции;

б) секции не связаны между собой или имеют связь, автоматически отключающуюся при нарушении нормальной работы одной секции.

Аварийное освещение должно быть включено в течение всего времени, когда включено рабочее освещение. При питании от аккумуляторной батареи аварийное освещение должно включаться автоматически только при аварийном погасании рабочего освещения. Схемы питания осветительных сетей представлены на рис. 3.6 – 3.9.

Технико-экономические показатели электроснабжения осветительных установок промышленных предприятий определяются также возможностью совмещения трансформаторов и питающих сетей силовых и осветительных нагрузок. По сравнению с совмещенным питанием от одного трансформатора силовой и осветительной нагрузок применение для каждой

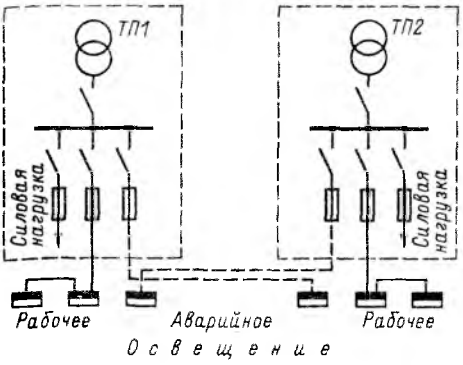


Рис. 3.6. Схема совместного питания силовой и осветительной нагрузок от двух однотрансформаторных подстанций

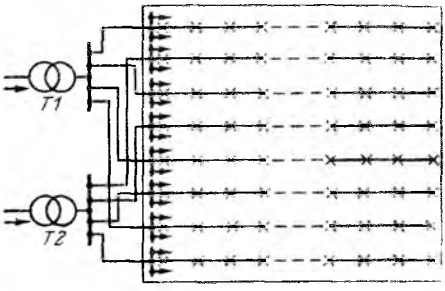


Рис. 3.7. Схема питания осветительной сети в цехе от двух трансформаторов

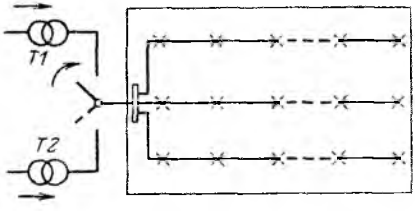


Рис. 3.8. Схема питания осветительной сети в цехе с автоматическим переключением ее с одного трансформатора на другой

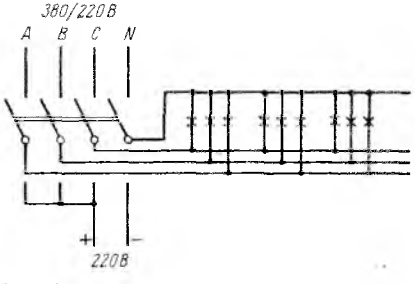


Рис. 3.9. Схема питания осветительной сети с автоматическим переключением с переменного тока на постоянный

из этих нагрузок самостоятельных трансформаторов вызывает увеличение числа последних и их общей мощности, количества аппаратуры, объемов помещений для подстанций и приводит к некоторому усложнению схемы. Преимущества самостоятельных осветительных трансформаторов объясняли до недавнего времени только их менее зависимой от других трансформаторов работой и некоторым облегчением сети освещения за счет меньших потерь напряжения в осветительных трансформаторах [1]. При этих условиях технико-экономическое сравнение вариантов складывалось в пользу совмещенных трансформаторов, поэтому эта система и получила преимущественное распространение.

В последние годы наметилась тенденция к росту мощностей единичных потребителей электроэнергии, широкому применению в промышленности мощных выпрямительных агрегатов, мощной сварочной аппаратуры и других приемников электроэнергии, характеризующихся резкопеременным графиком электрических нагрузок. Все это приводит к нестабильности напряжения на шинах трансформаторных подстанций и в цеховых сетях, а следовательно, при совмещенном питании и на зажимах осветительных ламп. Нестабильность напряжения приводит к многочисленным отказам в работе осветительных установок.

3.4. Выбор сечений осветительных сетей

Осветительная нагрузка (кроме ламп люминесцентного освещения) в сетях переменного тока не имеет сдвига фаз между током и напряжением ($\cos\varphi = 1$), что упрощает расчет осветительных сетей как сетей с чисто активными нагрузками. Однако если освещение производится люминесцентными лампами, то $\cos\varphi$ должен учитываться.

Магистральные осветительные сети выполняют, как правило, четырехпроводными, реже – трехпроводными, а распределительные осветительные сети – двухпроводными и иногда трехпроводными. Напряжение питания ламп равно 127 или 220 В.

Сечение проводов осветительных сетей определяют, исходя из допустимых потерь напряжения с последующей проверкой на нагрев по таблицам допустимых нагрузок ПУЭ. Сечение провода магистральной линии трехфазного тока (рис. 3.10) определяют по формуле

$$s = \frac{\sqrt{3}\, I_н l}{\Delta U\, \gamma}, \tag{3.1}$$

где $I_н$ – ток нагрузки, А; l – длина магистральной линии, м; ΔU – допустимые потери напряжения, В; γ – удельная проводимость материала проводов, м/(мм^2 · Ом).

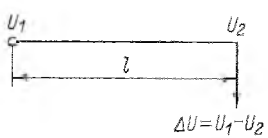


Рис. 3.10. Расчетная схема магистральной сети освещения

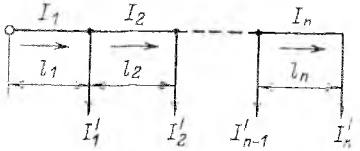


Рис. 3.11. Расчетная схема распределительной сети освещения

Для двухпроводных распределительных сетей (рис. 3.11) расчет производят по формуле

$$s = \frac{2}{\Delta U\, \gamma} \sum Il = \frac{2}{\Delta U\, \gamma}(I_1 l_1 + I_2 l_2 + \ldots + I_n l_n). \tag{3.2}$$

Для упрощения расчетов потерь напряжения можно пользоваться формулой

$$s = \frac{M}{C \Delta U}, \tag{3.3}$$

где M – момент нагрузки, кВт · м; C – коэффициент, учитывающий напряжение, систему питания и материал проводов (табл. 3.1); ΔU – допустимые потери напряжения на данном рассчитываемом участке, %.

Допустимая потеря напряжения в осветительных сетях выбирается так, чтобы отклонение напряжения у осветительных приборов не превышало 2,5 %.

Значения коэффициента C приведены в табл. 3.1.

Таблица 3.1. **Значения коэффициентов C для расчетов осветительных сетей**

Номинальное напряжение в сети, В	Система сети и род тока	Формула для определения коэффициента	Коэффициент для проводов	
			медных	алюминиевых
380/220	Трехфазная с нулевым проводом	$\frac{\gamma U_л^2}{100 \cdot 1000}$	77	46
380/220	Двухфазная с нулевым проводом	$\frac{\gamma U_л^2}{2{,}25 \cdot 100 \cdot 1000}$	34	20
220	Двухпроводная переменного или постоянного тока	$\frac{\gamma U_ф^2}{2 \cdot 100 \cdot 1000}$	12,8	7,7
220/127	Трехфазная с нулевым проводом	$\frac{\gamma U_л^2}{100 \cdot 1000}$	25,6	15,5
220/127	Двухфазная с нулевым проводом	$\frac{\gamma U_л^2}{2{,}25 \cdot 100 \cdot 1000}$	11,4	6,9
127	Двухфазная переменного или постоянного тока	$\frac{\gamma U_ф^2}{2 \cdot 100 \cdot 1000}$	4,3	2,6
110	Двухпроводная переменного или постоянного тока	$\frac{\gamma U_ф^2}{2 \cdot 100 \cdot 1000}$	3,2	1,9

Таблица 3.2. **Значения коэффициента α**

Линия	Ответвление	Коэффициент α
Трехфазная с нулем	Однофазное	1,84
Трехфазная с нулем	Двухфазное с нулем	1,37
Двухфазная с нулем	Однофазное	1,33
Трехфазная	Двухфазное	1,15

Когда необходимо рассчитать разветвленную осветительную сеть и при этом соблюсти условия, обеспечивающие минимум расхода проводникового металла, пользуются упрощенной формулой

$$s = \frac{\sum M + \alpha \sum m}{C \Delta U}, \qquad (3.4)$$

где s – сечение проводов данного участка сети, мм^2; ΣM – сумма моментов рассчитываемого и всех последующих (по направлению потока энергии) участков с тем же числом проводов в линии, что и на рассчитываемом участке, кВт·м; Σm – сумма моментов всех ответвлений, питаемых через рассчитываемый участок, кВт·м. Ответвления могут иметь иное число проводов, чем рассчитываемый участок; в этом случае для приведения моменты все моменты с другим числом проводов умножаются на коэффициент α. Коэффициент α зависит от числа проводов на участке и в ответвлении (табл. 3.2).

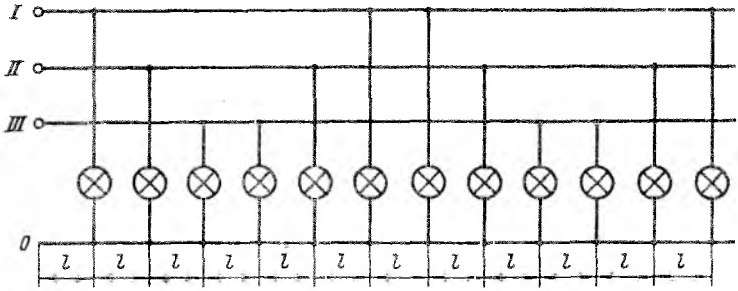


Рис. 3.12. Схема включения светильников наружного освещения (1-й вариант)

По формуле (3.4) последовательно рассчитывают участки сети, выбирая на каждом из них ближайшее большее стандартное сечение проводников.

Расчет осветительных сетей при люминесцентных лампах отличается от расчета сетей при лампах накаливания в основном наличием значительной реактивной составляющей потребляемой мощности, которую необходимо учитывать при определении потерь напряжения в сети до светильников.

Особенности расчета сетей наружного освещения территории промышленных предприятий. В сетях наружного освещения вследствие относительно большой длины распределительных линий существенное значение приобретает равенство потерь напряжения в отдельных фазах. Это равенство достигается определенной последовательностью подключений светильников к фазам.

Пример 3.1. Допустим, имеем четырехпроводную линию, к которой подключены 12 светильников мощностью P каждый (рис. 3.12). При заданных материале и сечении проводов потери напряжения прямо пропорциональны моментам нагрузки. Рассматривая схему на рис. 3.12, можно видеть, что сумма моментов нагрузок для фазы I меньше, чем сумма моментов нагрузок для фазы II, и еще меньше, чем для фазы III. В самом деле, из каждых трех нагрузок, последовательно размещенных на линии, первые нагрузки подключены к фазе I, вторые, более удаленные от источника питания, к фазе II, а третьи, наиболее удаленные, к фазе III. По расчету имеем для фазы I

$$\Sigma M_I = Pl + P4l + P7l + P10l = P22l;$$

аналогично для фаз II и III

$$\Sigma M_{II} = 26Pl \text{ и } \Sigma M_{III} = 30Pl.$$

Таким образом, если потери напряжения в проводе фазы I равны ΔU_I, то потери напряжения в проводах фаз II и III составят

$$\Delta U_{II} = 1{,}18\Delta U_I;\ \Delta U_{III} = 1{,}36\Delta U_I,$$

т. е. потери напряжения будут в фазе II на 18% и в фазе III на 36% больше, чем потери напряжения в фазе I. Такую разницу в потерях напряжения допускать нецелесообразно.

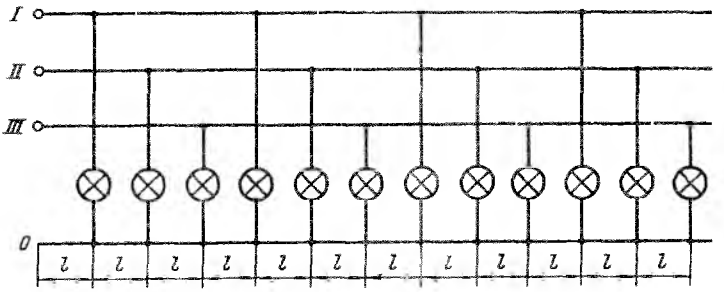


Рис. 3.13. Схема включения светильников наружного освещения (2-й вариант)

Применив другой порядок подключений светильников к фазам, например, как указано на рис. 3.13, будем иметь

$$\Sigma M_I = Pl + P6l + P7l + P12l = 26Pl;$$

$$\Sigma M_{II} = P2l + P5l + P8l + P11l = 26Pl;$$

$$\Sigma M_{III} = P3l + P4l + P9l + P10l = 26Pl,$$

т. е. равенство моментов нагрузок по фазам и, следовательно, одинаковые для всех фаз потери напряжения. При проектировании и эксплуатации сетей наружного освещения необходимо учитывать данное обстоятельство.

3.5. Защита электрических сетей осветительных установок

Осветительные сети защищают от токов КЗ, между фазами и между фазой и нулевым проводом, а также от перегрузки.

Защита от токов КЗ, так же как и защита от перегрузки, должна отключать участок сети, как только ток достигнет предельного (для данного сечения проводника) значения.

Для защиты питающих линий или магистралей на распределительном щите трансформаторной подстанции устанавливают плавкие предохранители с трехполюсными рубильниками или максимальные трехполюсные автоматические выключатели, как и на линиях, питающих силовую нагрузку.

В распределительной сети для защиты линий, отходящих от групповых щитков, устанавливают пробочные предохранители или маломощные автоматические выключатели.

Номинальные токи плавких вставок должны быть подобраны строго в соответствии с сечениями проводников по таблицам ПУЭ, иначе любые отклонения в ту или другую сторону приведут к ненадежной работе приемников или создадут угрозу пожара.

Выбор номинального тока плавких предохранителей при освещении лампами накаливания следует производить по рабочему току, так как плавкие вставки даже с малой тепловой инерцией выдерживают кратко-

временные толчки тока, которыми сопровождается включение ламп освещения.

Однако в случае освещения газоразрядными лампами необходимо решать задачу отстройки защиты нормального режима этих ламп от их пусковых токов, поскольку длительность пусковых режимов, например у ламп ДРЛ, измеряется несколькими минутами.

В настоящее время находит применение новый вид защиты осветительных сетей при помощи ограничителей тока или воздушных автоматических выключателей максимального тока. Удобство эксплуатации и надежность электроснабжения при применении этого вида защиты по сравнению с плавкими предохранителями значительно повышаются. Автоматический выключатель обеспечивает надежную защиту проводников сети от перегрузок, что выполняется с помощью встроенной в него биметаллической пластины (тепловая защита). Защита от токов КЗ осуществляется автоматическим выключателем с помощью электромагнита.

3.6. Защита цеховых электрических сетей

Защиту и коммутацию цеховых сетей осуществляют автоматическими выключателями, предохранителями и рубильниками. Более совершенная коммутация получается в случае применения автоматических выключателей, снабженных максимальной защитой, однако последние дефицитны и сравнительно дороги.

Плавкий предохранитель представляет собой искусственно ослабленное звено в электрической сети. При возрастании тока температура плавкой вставки повышается и происходит ее расплавление. Зависимость времени отключения плавкой вставки от тока, представленную на рис. 3.14, называют время-токовой защитной характеристикой плавкой вставки. Особенно эффективны плавкие предохранители с засыпкой кварцевым песком. Они обладают токоограничивающим действием и прерывают ток КЗ до того, как он достигнет своего максимального значения. Примерное размещение предохранителей в схеме цеховой сети показано на рис. 3.15.

Плавкие предохранители при использовании в сети электродвигателей необходимо выбирать так, чтобы они не срабатывали при пуске и самозапуске электродвигателей. Плавкие вставки для защиты электродвигателей выбирают следующим образом: на семейство защитных характеристик плавких вставок наносят пусковую токовую характеристику электродвигателей (рис. 3.16). Плавкие вставки должны быть выбраны с характеристикой, все точки которой лежат выше кривой изменения пускового тока двигателя во времени, в данном случае с характеристикой *2*.

Более дорогостоящими, но и более совершенными по сравнению с плавкими предохранителями являются автоматические выключатели. Эти аппараты многократного действия, снабженные устройствами выдержки времени, обеспечивают избирательное действие защиты. Все автоматические выключатели имеют в каждой фазе (полюсе) максимальное реле, называемое расцепителем. Расцепитель состоит из двух элементов: нагревательного из биметаллической пластинки, осуществляющего защиту от перегрузок с выдержкой времени, и электромагнитного, осуществляющего максимальную токовую защиту без выдержки времени (отсечки) при токах КЗ.

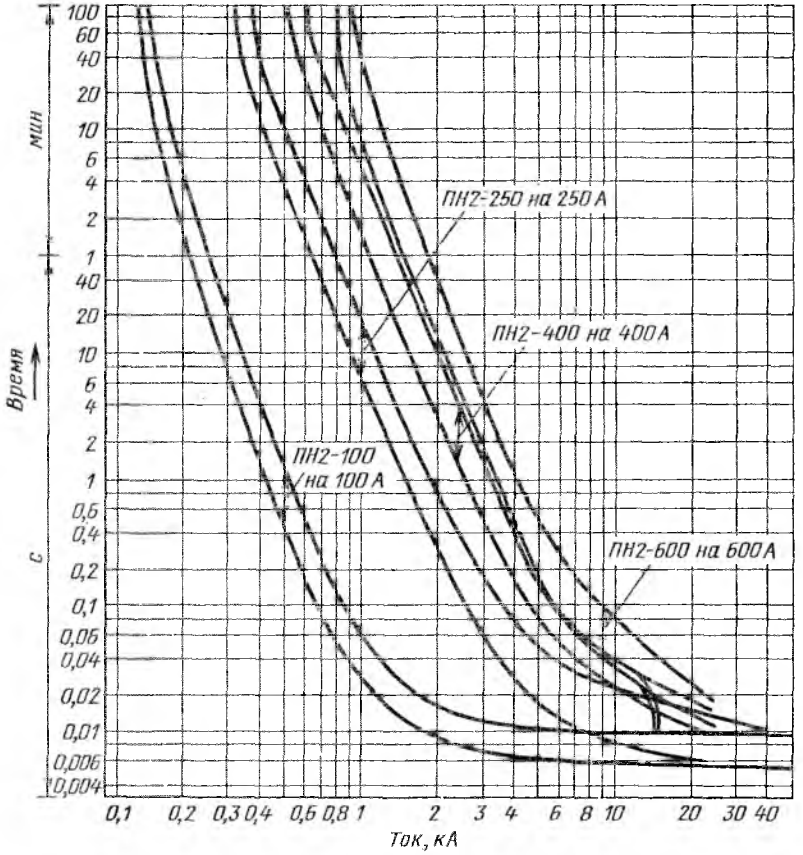


Рис. 3.14. Время-токовые характеристики плавких вставок предохранителей типа ПН-2

Автоматические выключатели выпускают на номинальные токи 50 – 1500 А, они выполняются двухполюсными для постоянного тока на напряжения до 400 В и двух- и трехполюсными для переменного тока на напряжения до 660 В включительно. Автоматические выключатели отключают токи КЗ в цепях 0,4 кВ 10 000 – 30 000 А, что соответствует мощности трансформаторов до 1000 кВ · А.

В осветительных сетях напряжением 220 – 380 В, имеющих заземленную нейтраль, желательно применение однополюсных автоматических выключателей. В этом случае при замыкании на землю отключается только треть ламп.

В настоящее время широкое распространение в цеховых сетях находят автоматические выключатели серии Э, имеющие регулируемую зависимую часть защитной характеристики и регулируемую кратность мгновенного тока срабатывания расцепителя ступенями при 4 – 8 – 12-кратной установке тока расцепителя.

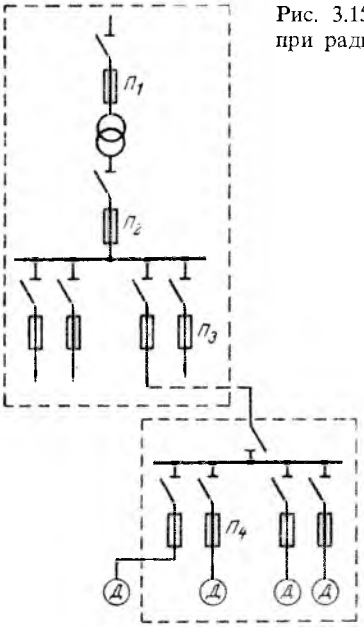


Рис. 3.15. Размещение предохранителей в цеховой сети при радиальной схеме питания

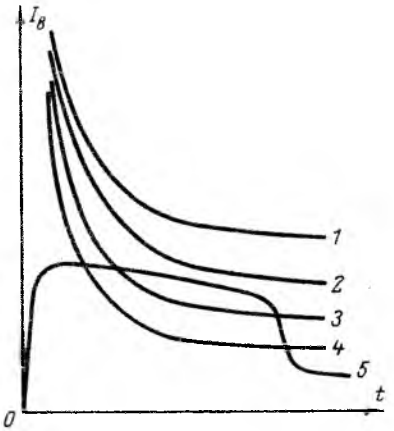


Рис. 3.16. Семейство время-токовых характеристик плавких вставок (кривые *1*, *2*, *3*, *4*) и пусковая характеристика электродвигателя *5*, для которого выбирают плавкую вставку

Для любого типа расцепителя номинальный ток выбирают из условия

$$I_{ном} \geqslant I_р, \tag{3.5}$$

где $I_{ном}$ – номинальный ток расцепителя; $I_р$ – расчетный ток сети, и по условиям перегрузки пусковыми токами для комбинированных расцепителей по соотношению

$$I_{ном} \geqslant \frac{I_{пуск}}{k}, \tag{3.6}$$

где k – коэффициент, зависящий от длительности пуска, принимается согласно справочным данным [1,5].

Для автоматических выключателей, имеющих только электромагнитный расцепитель, ток уставки срабатывания ограничивается условием

$$I_{ном} \leqslant 4{,}5I_д, \tag{3.7}$$

где $I_д$ – допустимый ток проводника.

Для автоматических выключателей серии А3100 с нерегулируемым расцепителем и обратнозависимой характеристикой допускается условие

$$I_{ном} \leqslant I_д, \tag{3.8}$$

а для автоматических выключателей серий АВМ и Э с регулируемой обратнозависимой характеристикой

$$I_{ном} \leqslant 1{,}5I_д. \tag{3.9}$$

При выполнении сетей напряжением до 1000 В необходимо обеспечить избирательность действия защиты. Число ступеней защиты должно быть не более двух-трех [1,5]: ответвление к приемнику, к распределительному шкафу или шинопроводу и главная магистраль от трансформатора. В примере на рис. 3.15 при повреждении одного из двигателей должен сработать предохранитель $П_4$, отключающий только поврежденный элемент. Если повреждение произошло на линии, то должен сработать предохранитель $П_3$, защищающий трансформатор. Считается, что избирательности в работе предохранителей можно достичь в том случае, если номинальные токи плавких вставок последующего и предыдущего предохранителей различаются не менее чем на две ступени по направлению потока энергии.

3.7. Выбор сечений проводов и жил кабелей силовых приемников

Выбор сечений проводов, жил кабелей и шин производится по следующим техническим и экономическим показателям:

1) по нагреву длительно допустимым (расчетным) током;
2) по нагреву от кратковременного выделения тепла током КЗ;
3) по потере напряжения в проводах и жилах кабелей от проходящего по ним тока в нормальном и аварийном режимах;
4) по механической прочности – устойчивости к механической нагрузке;
5) по экономической плотности тока.

Экономическая плотность тока $I_э$ по ПУЭ определяется числом часов использования максимума нагрузки и материалом провода:

$$s_э = \frac{I_р}{I_э}, \tag{3.10}$$

где $I_р$ – расчетный ток; $I_э$ – экономическая плотность тока.

Экономическая плотность тока дается без учета некоторых существенных факторов, влияющих на выбор экономически целесообразного сечения, например длины питающих линий, стоимости электроэнергии, в связи с чем (3.10) не дает удовлетворительных результатов.

В соответствии с «Основными методическими положениями технико-экономических расчетов в энергетике» экономически целесообразное сечение должно определяться по условию

$$З = f(s) = \min, \tag{3.11}$$

где $З$ – годовые приведенные затраты.

Перейдем к выбору сечений по техническим условиям. Выбор сечений проводов и жил кабелей по наибольшему длительно допустимому току выполняют по таблицам ПУЭ. Если условия окружающей среды отличаются от тех, для которых составлена таблица, то к значениям нагрузок, данным в таблице, вводят поправки. Поправки также приведены в ПУЭ. Выбранные сечения проверяют с точки зрения их защиты автоматическими выключателями или плавкими предохранителями.

Более трудоемким является выбор сечений проводов и жил кабелей по потере напряжения. Потери напряжения должны удовлетворять требованиям ГОСТ 13109-67 (см. гл. 5). Постоянство напряжения на зажимах

нагрузки зависит от стабильности напряжения на шинах ТП и от характера электрических нагрузок, подключенных к ним (наличие резкопеременных нагрузок).

Рассмотрим зависимость удельного активного r и индуктивного x сопротивлений от сечения s проводов и жил кабелей (рис. 3.17).

Из рисунка видно, что для малых сечений проводов и жил кабелей (до 25 мм^2) решающую роль играет активное сопротивление. Для проводов, проложенных в стальных трубах, и кабелей реактивное сопротивление мало (около 0,07 Ом/км) и практически не зависит от сечения. Для проводов, проложенных открыто, реактивное сопротивление составляет около 0,25 Ом/км. Реактивное сопротивление необходимо учитывать при сечениях проводов и жил кабелей не менее 25 мм^2, при сечениях 25–70 мм^2 учет реактивного сопротивления зависит от требуемой точности расчета и соотношения x/r. Для сечений более 70 мм^2 учет реактивного сопротивления необходим всегда.

Для вывода формулы расчета проводов и кабелей по потерям напряжения примем ряд допущений, позволительных с точки зрения необходимой точности расчета. Углы сдвига фаз векторов тока отдельных нагрузок отсчитываем от одного и того же вектора напряжения в конце линии, и определение токов нагрузки I_1, I_2 и I_3 производим по мощности и номинальному напряжению приемников без учета действительного изменения напряжения по длине магистрали.

Определим потери напряжения на разветвленном участке сети, выполненной проводом или кабелем (рис. 3.18).

С учетом допущений токи в ответвлениях будут равны

$$I_1' = \frac{P_1}{\sqrt{3}\, U_{\text{ном}} \cos \varphi_1}; \tag{3.12}$$

$$I_2' = \frac{P_2}{\sqrt{3}\, U_{\text{ном}} \cos \varphi_2} \tag{3.13}$$

и т. д.



Рис. 3.17. Зависимость активного r и индуктивного x сопротивлений проводов и кабелей от их сечения s:

1 – зависимость активного сопротивления r от сечения s для проводов и жил кабелей; *2* – зависимость реактивного сопротивления x от сечения s для проводов, проложенных в стальных трубах, и кабелей; *3* – то же для проводов, проложенных открыто

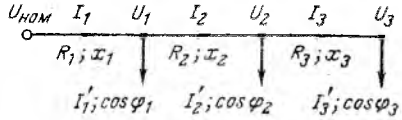


Рис. 3.18. Расчетная схема к расчету потерь напряжения для линии с несколькими нагрузками

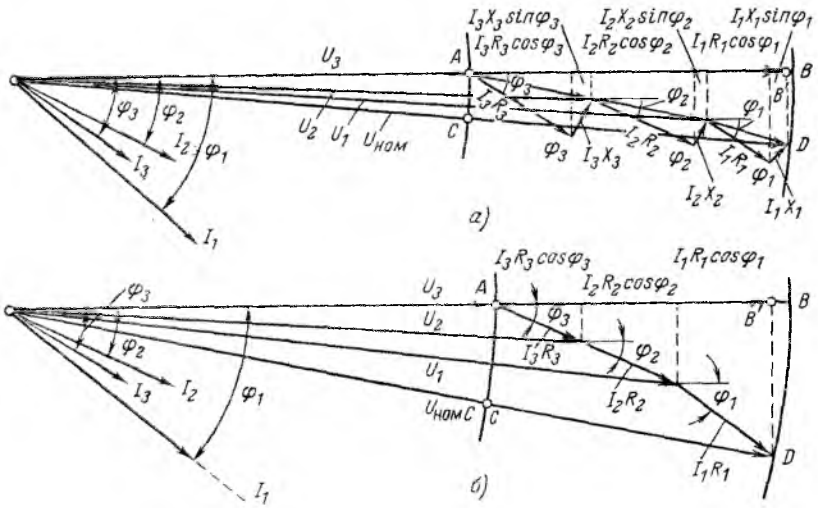


Рис. 3.19. Векторная диаграмма к расчетной схеме на рис. 3.18:
а – построение векторной диаграммы; *б* – пояснение к расчету потерь напряжения

Рассмотрим векторную диаграмму (рис. 3.19).

Действительное значение потерь напряжения определяется отрезком $AB = CD$. В расчетах для упрощения принимаем значение потерь напряжения равным отрезку AB (продольная составляющая падения напряжения). Для нашего случая потери напряжения определятся как

$$\Delta U_\phi = I_3R_3\cos\varphi_3 + I_2R_2\cos\varphi_2 + \\ + I_1R_1\cos\varphi_1 + I_3X_3\sin\varphi_3 + \\ + I_2X_2\sin\varphi_2 + I_1X_1\sin\varphi_1. \qquad (3.14)$$

В общем виде потери напряжения определяют по формуле

$$\Delta U_\phi = \sum_1^k IR\cos\varphi + \sum_1^k IX\sin\varphi, \qquad (3.15)$$

где k – число ответвлений.

Если можно пренебречь индуктивным сопротивлением, то потери напряжения в одной фазе

$$\Delta U_\phi = \sum_1^k IR\cos\varphi. \qquad (3.16)$$

В трехфазной системе значение междуфазных потерь напряжения равно

$$\Delta U_л = \sqrt{3}\Delta U_\phi. \qquad (3.17)$$

После выбора сечения по номинальным параметрам провода и кабели проверяют на термическую стойкость к токам КЗ. Максимально допустимыми кратковременными превышениями температуры $\theta_д$ при КЗ считают: для кабелей с медными жилами и бумажной изоляцией 250 °С; с алюминиевыми жилами 200 °С.

Температуру нагрева кабеля при нормальном режиме (до КЗ) определяют по формуле

$$\theta_н = \theta_о + (\theta_д - \theta_о)\left(\frac{I_р}{I_д}\right)^2, \qquad (3.18)$$

где $\theta_н$ – температура жилы кабеля до наступления КЗ; $\theta_о$ – температура окружающей среды; $\theta_д$ – допустимая температура при нормальном режиме (принимается равной 60 °С); $I_р$ – расчетный ток нагрузки; $I_д$ – допустимый ток для выбранного сечения.

Проверка сечения кабеля на термическую стойкость к токам КЗ производится по формуле

$$s = \alpha I_\infty \sqrt{t_п}, \qquad (3.19)$$

где α – расчетный коэффициент, определяемый ограничением допустимой температуры нагрева жилы кабеля: $\alpha = 7$ для медных жил, $\alpha = 12$ для алюминиевых жил; I_∞ – установившийся ток КЗ; $t_п$ – приведенное время КЗ, находится по кривым $t_п = f(t)$ [2].

Кабели, защищенные плавкими предохранителями, на термическую стойкость к токам КЗ не проверяются, поскольку за время срабатывания предохранителя (0,008 с) выделившееся тепло не успевает разогреть кабель до опасной температуры.

3.8. Выбор шин в цеховых электрических сетях

Шинопроводы имеют ряд преимуществ по сравнению с кабельными линиями. Они позволяют заменить дефицитные кабели высокого напряжения неизолированными алюминиевыми шинами или проводами, сэкономить свинец и алюминий, идущий на оболочки кабелей, а также изоляционные материалы. Шинопроводы имеют значительно большую способность к перегрузке, чем кабельные линии, из-за отсутствия бумажной изоляции, причем в случае необходимости может быть усилена вентиляция шинного туннеля. По мере роста нагрузок возможно увеличение пропускной способности шинопровода без перерыва питания путем поочередной замены сечения шинных пакетов или укладки дополнительных полос на отдельных «нитках» шинопровода.

Обследования работающих шинопроводов различных типов и исполнений показали, что они значительно надежнее кабельных линий. Недостатком шинопроводов является их повышенная реактивность, которая приводит к снижению уровня напряжения у потребителей и вызывает значительные изменения напряжения при ударных нагрузках.

Применяют шинопроводы следующих конструкций: гибкий токопровод, выполненный голыми проводами больших сечений; жесткий токопровод из труб или других профилей, выполненный в виде жесткой балки; токопроводы из шин различных профилей, закрепленных на подвесных изоляторах; комплектные токопроводы заводского изготовления, составленные из типовых секций.

Шинопроводы применяют:

а) при прокладке магистральных цеховых сетей по схеме БТМ;

б) при питании крупных сварочных машин и трансформаторов в сварочных цехах и крупных электропечей в термических и литейных цехах цветных металлов;

в) в коротких сетях между электропечью и трансформатором;

г) при соединении мощных генераторов и трансформаторов с распределительными устройствами и выполнении сборных шин.

Особенности расчета шинопроводов связаны с наличием поверхностного эффекта и эффекта близости. Плотность тока в проводнике большого сечения неодинакова – она больше на поверхности и уменьшается по мере приближения к центру проводника. Это свойство проводника, обусловленное действием электромагнитного поля, называется поверхностным эффектом. Эффект близости проявляется в изменении распределения плотности тока в близко расположенных проводниках. Отношение активного сопротивления проводника переменному току $R_{\sim}$ к его сопротивлению постоянному току R_0, характеризующее неравномерность распределения плотности тока по сечению, называется коэффициентом добавочных потерь:

$$k_{д} = \frac{R_{\sim}}{R_0}. \tag{3.20}$$

В двух рядом расположенных шинах распределение плотности тока зависит от направления токов и от взаимного расположения шин. Шинопроводы выполняются с сечением в виде круга, прямоугольника или короба. В общем виде коэффициент дополнительных потерь может быть выражен как

$$k_{д} = k_{п}k_{б}, \tag{3.21}$$

где $k_{п}$ – коэффициент поверхностного эффекта; $k_{б}$ – коэффициент эффекта близости.

Эффект близости называется положительным при получении более равномерного распределения плотности тока по высоте шины при сближении шин ($k_{б} < 1$) и отрицательным при увеличении неравномерности ($k_{б} > 1$).

При расположении шин прямоугольного сечения узкими сторонами друг к другу при обоих направлениях тока эффект близости будет отрицательным, однако одинаковое направление тока дает значительно более равномерное распределение плотности тока, чем при токах противоположного направления.

В трехфазных сетях с большими токами и мощными электромагнитными полями кроме указанных выше эффектов существенную роль играет эффект индуктивного переноса мощности.

Рассмотрим схему двух элементарных однофазных цепей со взаимной индуктивностью [6].

При напряжениях, сдвинутых по фазе на 120°, т. е. при $U_2 = U_1 e^{-j120^\circ}$, токи в цепях не равны и определяются по формулам

$$I_1 = \frac{U_1}{r - \Delta r_1 + j(x - \Delta x_1)}; \tag{3.22}$$

$$I_2 = \frac{U_2}{r + \Delta r_2 + j(x - \Delta x_2)}, \tag{3.23}$$

где Δr_1, Δr_2 – вносимые сопротивления, характеризующие индуктивный перенос мощности из цепи 2 в цепь 1.

Переносимая мощность $I_1^2 \Delta r_1 = I_2^2 \Delta r_2$ обусловливает разницу в мощности, расходуемой на нагрев сопротивления r в обеих цепях:

$$I_1^2 r - I_2^2 r = (I_1^2 - I_2^2)\, r. \tag{3.24}$$

Таким образом, при напряжениях, сдвинутых по фазе на 120°, токи в цепях 1 и 2 получаются разными по значению и их векторы поворачиваются в разные стороны, стремясь к бифилярности, и размагничивают друг друга, что выражается уменьшением индуктивного сопротивления x на Δx_1 и Δx_2. Одновременно происходит индуктивный перенос мощности из опережающей по фазе цепи в отстающую. При расположении шин по углам равностороннего треугольника в трехфазных сетях этот перенос не проявляется, поскольку он одинаков по всем трем фазам. При расположении проводников в одной плоскости минимальный ток всегда получается в опережающей фазе А, а максимальный – в зависимости от коэффициента мощности цепи: при $\cos\varphi < 0{,}87$ – в фазе В; при $\cos\varphi > 0{,}87$ – в фазе С.

Выбранное по пропускной способности сечение шинопровода проверяется по экономической плотности тока. Как показали расчеты, значения $J_э$ для типовых жестких и гибких шинопроводов колеблется в пределах 0,5 – 0,7.

При работе шинопроводов возникает несимметрия напряжения (гл. 5), которая для типовых шинопроводов в нормальном режиме определяется по формуле

$$U_{-} = k \frac{I_н l}{U_{ном}} 10^{-3}, \tag{3.25}$$

где $I_н$ – ток нормального режима одной цепи; $U_{ном}$ – номинальное линейное напряжение; l – длина шинопровода; k – расчетный коэффициент.

В отключенной цепи двухцепного шинопровода возникает наведенное напряжение U' от тока второй, работающей цепи, которое достигает наибольшего значения при КЗ в работающей цепи и определяется по формуле

$$U' = k' I_{уд} l, \tag{3.26}$$

где $I_{уд}$ – действующее значение ударного тока трехфазного КЗ; k' – расчетный коэффициент. Значения коэффициентов для гибких унифицированных шинопроводов следующие: $k = 0{,}106$; $k' = 0{,}021$.

Несимметрия напряжения U_{-} в симметричных шинопроводах не выходит за пределы 2 %, нормированных ГОСТ. Наведенное напряжение U'

может быть значительным, и для его ограничения при работах на отключенной цепи устанавливают закоротки в начале и в конце шинопровода, а при необходимости и в промежуточных его точках с таким расчетом, чтобы наведенное напряжение не превышало 250 В, требуемых по условиям безопасности.

Ниже рассмотрен подробно выбор стальных шин, поскольку их часто применяют для выполнения цеховых магистралей.

Исследованиями установлено, что допустимая нагрузка переменным током стальных шин зависит от периметра сечения шины, а не от его площади (вследствие наличия поверхностного эффекта и эффекта близости). Вначале определяется ток нагрузки шинопровода $I_н$ (при этом ток не должен превышать в однополосной шине 300 – 400 А). Принимается линейная допустимая плотность тока J_0, выражаемая в амперах на 1 мм длины периметра p сечения шины; допустимая линейная плотность тока зависит от допустимой температуры перегрева $\Delta\theta_{доп}$ стальной шины над расчетной температурой окружающего воздуха $\theta_{о.в}$. Эта зависимость определяется выражением

$$J_0 = 0{,}0215\,(\Delta\theta_{доп} + \theta_{о.в}). \tag{3.27}$$

Установлено, что при болтовых соединениях шин $\Delta\theta_{доп.}$ не должна превышать + 40 °С, а для сварных соединений она может быть повышена до + 55 °С при расчетной температуре окружающего воздуха $\theta_{о.в} = +35$ °С. Тогда допустимая линейная плотность тока будет равна для болтовых соединений $J_0 = 0{,}0215 \times$ $\times (40 + 35) = 1{,}61$ А/мм; для сварных соединений $J_0 = 1{,}94$ А/мм.

На основании этих данных получаем необходимый периметр поперечного сечения шины

$$p = \frac{I_н}{j_0}. \tag{3.28}$$

По периметру шины, имея сортамент шин, подбираем нужный размер стандартных стальных полос при условии $p = 2(h + b)$, где h – ширина шины; b – толщина шины.

Для двухполосных, трехполосных и четырехполосных шин периметр поперечного сечения определяем по формулам

$$p_{2п} = \frac{I_н}{1{,}6j_0}; \tag{3.29}$$

$$p_{3п} = \frac{I_н}{2{,}0j_0}; \tag{3.30}$$

$$p_{4п} = \frac{I_н}{2{,}5j_0}. \tag{3.31}$$

Выбранную шину проверяем по потерям напряжения. Потерю напряжения в стальных шинопроводах определяем из выражения

$$\Delta U\,\% = kI_н l, \tag{3.31а}$$

где $I_н$ – ток нагрузки; l – длина шины; k – коэффициент, определяемый выражением

$$k = \frac{\sqrt{3}\,[r_c \cos\varphi + (x' + x'')\sin\varphi]}{U_{ном}}\,100, \tag{3.32}$$

где r_c – активное сопротивление стальной шины; x' – внутреннее индуктивное сопротивление шины; x'' – внешнее индуктивное сопротивление шины; $U_{ном}$ – между-

фазное напряжение; $\cos\varphi$ – коэффициент мощности приемника; значения $r_c x'$ и x'' подсчитывают по формулам, известным из курса теоретических основ электротехники, или используют готовые значения k из таблиц для угловой, полосовой и круглой стали.

Потери напряжения в шинопроводах определяют в следующем порядке:

1) из (3.31) определяют

$$k = \frac{\Delta U\,\%}{I_н l};$$

2) по таблицам для соответствующего $\cos\varphi$ находят ближайшее меньшее k_1 и по нему I'. Если I' существенно отличается от $I_н$, то находят для этого же профиля в той же таблице значения k_2 и I'';

3) по формуле

$$k = k_1 - (k_1 - k_2)\frac{I_н - I'}{I'' - I'} \qquad (3.33)$$

уточняют значение k;

4) по (3.31) подсчитывают действительные потери напряжения.

Пример 3.2. Ток нагрузки шинопровода $I_н = 60$ А; $\cos\varphi = 0{,}85$; длина шинопровода $L = 80$ м; допустимые потери напряжения в стальном шинопроводе $\Delta U = 4\,\%$; нагрузка на шинопровод равномерно распределенная. Напряжение приемников $U_{ном} = 380$ В.

Определяем значение k.

Поскольку нагрузка равномерно распределенная, ее можно полагать сосредоточенной в середине шинопровода, следовательно, $l = L/2 = 80/2 = 40$ м. Поэтому

$$k = \frac{\Delta U\,\%}{I_н l} = \frac{4}{60 \cdot 0{,}04} = 1{,}67.$$

По табл. П2.1 [2] находим ближайшее меньшее значение k, равное $k_1 = 1{,}435$, что соответствует сечению полосовой стали 60×3 мм^2 и току $I' = 50$ А; так как I' отличается от $I_н = 60$ А, то для того же сечения стали находим значения $k_2 = 1{,}32$ и $I'' = 100$ А.

По (3.33) определяем уточненное значение k:

$$k = k_1 - (k_1 - k_2)\frac{I_н - I'}{I'' - I'} = 1{,}435 - (1{,}435 - 1{,}32) \times \frac{60 - 50}{100 - 50} = 1{,}4.$$

Из (3.31) определяем ΔU:

$$\Delta U = k I_н l = 1{,}4 \cdot 60 \cdot 0{,}04 = 3{,}36\,\%.$$

Действительные потери напряжения меньше допустимых, поэтому стальные шины 60×3 мм^2 могут быть установлены.

3.9. Режим коротких замыканий в цеховых сетях напряжением до 1000 В

В расчете токов КЗ в электрических сетях до 1000 В необходимо учитывать активные сопротивления цепи, а именно активные сопротивления токовых обмоток автоматических выключателей и реле, контактов коммутационной аппаратуры, обмоток трансформаторов тока и т. д.

Активное сопротивление оказывает влияние на апериодическую составляющую тока КЗ. Промышленные предприятия получают питание от мощных энергосистем, поэтому, считая постоянным напряжение на шинах ГПП, можно утверждать, что периодическая составляющая сверхпереходного тока I' получается равной установившемуся значению тока $I_\infty \times$ $\times$ ($x_{\text{расч}} > 3$). Ударный коэффициент k_y при замыканиях на шинах 380 – 660 В цеховых ТП получается около 1,3, а в цеховых сетях – около 1.

Как показали опыты, токи КЗ в цеховых сетях не превышают 75 кА. Однако вопрос стойкости к токам КЗ в цеховых сетях является весьма существенным, так как именно ток КЗ определяет выбор аппаратуры на напряжение до 1000 В, а до последних лет разрывная мощность этой аппаратуры лимитировала мощность трансформаторов цеховых ТП до 1000 кВ·А. Только с выпуском новых автоматических выключателей серии А3700 и Э появилась возможность оснастить щиты подстанций надежной аппаратурой при мощностях трансформаторов до 2500 кВ·А и напряжении 660 В.

Если синхронные двигатели присоединены непосредственно к месту КЗ короткими ответвлениями кабелей, они оказывают значительное влияние на ток КЗ и их необходимо учитывать.

Мощность КЗ на напряжении ниже 1000 В в основном зависит от реактивного сопротивления трансформатора цеховой ТП, поэтому для практических расчетов можно пользоваться расчетными кривыми. Кривые построены для различных мощностей трасформаторов, длин и сечений кабельных линий, отходящих от распределительного щита ТП (рис. 3.20). Типичная схема для расчетов токов КЗ представлена на рис. 3.21. При расчетах токов КЗ во внутрицеховых сетях сопротивление системы до цехового трансформатора принимают равным нулю. Удельное реактивное сопротивление воздушных линий принимают равным $x_{0\text{в, л}} = 400$ мОм/км; для кабельных линий $x_{0\text{к, л}} = 80$ мОм/км. Сопротивление воздушных и кабельных линий длиной l подсчитывают по формулам

$$x_{\text{в, л}} = x_{0\text{в, л}} l; \tag{3.34}$$

$$x_{\text{к, л}} = x_{0\text{к, л}} l. \tag{3.35}$$

Активное сопротивление воздушных и кабельных линий определяют по формуле

$$r = \frac{l}{\gamma s}, \tag{3.36}$$

где l – длина воздушных или кабельных линий; s – сечение проводов линий; γ – удельная проводимость.

Относительное активное сопротивление трансформаторов

$$r_{*\text{т}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{S_{\text{ном, т}}}, \tag{3.37}$$

где $\Delta P_{\text{к}}$ – потери КЗ в трансформаторе; $S_{\text{ном, т}}$ – номинальная мощность трансформатора.

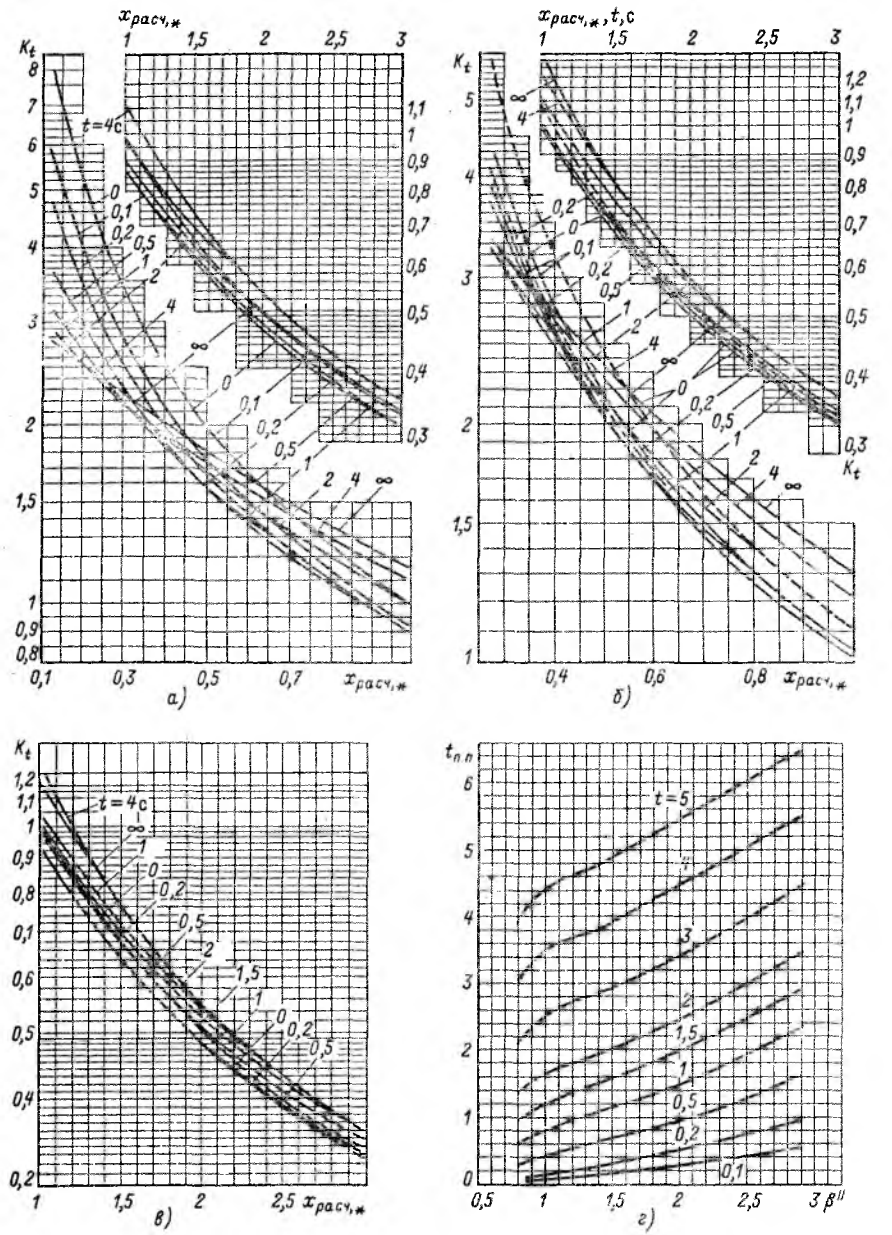


Рис. 3.20. Расчетные кривые:

а – для типового турбогенератора с АРВ; *б* – для типового гидрогенератора с АРВ; *в* – для удаленного источника питания, содержащего турбо- и гидрогенераторы с АРВ; *г* – зависимость приведенного времени от отношения начального сверхпереходного тока к установившемуся для периодической слагающей тока КЗ при питании от генератора с АРВ

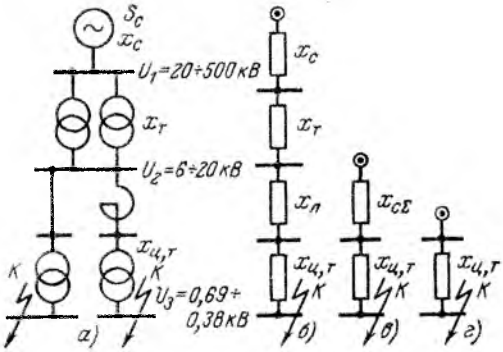


Рис. 3.21. Типичная схема для расчета токов КЗ в системах электроснабжения напряжения до 1000 В:

а – расчетная схема; *б* – схема замещения; *в*, *г* – схемы дальнейшего преобразования

Относительное индуктивное сопротивление трансформатора

$$x_{*т} = \sqrt{\left(\frac{u_к\,\%}{100}\right)^2 - r_{*т}^2}. \qquad (3.38)$$

Активное и индуктивное сопротивления силовых трансформаторов и шин можно подсчитать, используя каталоги и справочники, так же как и при расчете активных и индуктивных сопротивлений измерительных трансформаторов тока и напряжения.

Если расстояния между фазами отличаются от приведенных в справочной литературе, то индуктивное сопротивление прямоугольных шин можно определить, пользуясь формулой

$$x = 0{,}1445 \lg \frac{4a_{ср}}{h}, \qquad (3.39)$$

где $a_{ср} = \sqrt[3]{a_{12}a_{13}a_{23}}$ – среднегеометрическое расстояние между фазами, мм; h – высота шины, мм.

Переходные сопротивления контактов рубильников и автоматических выключателей относительно малы, зависят от номинального тока и приводятся в справочниках.

Схема замещения, составленная для расчета токов КЗ, представляет собой цепочку последовательно соединенных активных и индуктивных сопротивлений, цеховые электрические сети обычно имеют одностороннее питание:

$$\left.\begin{aligned} x_\Sigma &= \sum_1^k x_i; \\ r_\Sigma &= \sum_1^k r_i. \end{aligned}\right\} \qquad (3.40)$$

Если питание осуществляется по двум параллельным ветвям, то суммарное активное и реактивное сопротивления рассчитывают по формуле параллельного сложения для двух элементов. В общем виде, если $r_1/x_1 \neq r_2/x_2$, т. е. сопротивления ветвей различны, приведенное

сопротивление определяется формулами

$$x_\Sigma = \frac{x_1 (r_2^2 + x_2^2) + x_2 (r_1^2 + x_1^2)}{(r_1 + r_2)^2 + (x_1 + x_2)^2}; \tag{3.41}$$

$$r_\Sigma = \frac{r_1 (r_2^2 + x_2^2) + r_2 (r_1^2 + x_1^2)}{(r_1 + r_2)^2 + (x_1 + x_2)^2}. \tag{3.42}$$

Если часть сопротивлений цепи КЗ задана в относительных единицах, то для выражения их в миллиомах пользуются формулой

$$x = x_* \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} 10^6, \tag{3.43}$$

где x_* – относительное сопротивление элемента; $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение элемента; $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность элемента.

При расчетах тока КЗ в сетях напряжением до 1000 В достаточно оценить его наибольшее значение, так как именно его используют для проверки аппаратов и токоведущих устройств. Наибольший ток КЗ имеет место обычно при трехфазном замыкании.

Ток трехфазного КЗ определяют по формуле

$$I_к = \frac{U_{\text{с. ном}}}{\sqrt{3}\sqrt{r_\Sigma^2 + x_\Sigma^2}} 10^3. \tag{3.44}$$

Ударный ток КЗ определяют по формуле

$$i_у = k_у \sqrt{2}\, I_к, \tag{3.45}$$

где $k_у$ – ударный коэффициент, определяемый по кривым в зависимости от отношения x_Σ/r_Σ или постоянной времени затухания апериодической составляющей $T_а = x_\Sigma/(314 r_\Sigma)$.

Действующее значение полного тока КЗ за первый период определяют по формуле

$$I_у = I_{к.о} \sqrt{1 + 2(k_у - 1)^2}. \tag{3.46}$$

При $k_у \leqslant 1{,}3$ более точной является формула

$$I_у = I_{к.о} \sqrt{1 + 50 T_а}. \tag{3.47}$$

Если к месту КЗ подключены асинхронные двигатели, то, как указывалось выше, нужно учитывать их влияние. Действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ за первый период от асинхронного двигателя можно определить по формуле

$$I_{к.д} = \frac{0{,}9}{x''_{*д}} I_{\text{ном. д}}, \tag{3.48}$$

где 0,9 – расчетная относительная ЭДС асинхронного двигателя (начальное значение сверхпереходной ЭДС двигателя); $x''_{*д}$ – относительное сверхпереходное индуктивное сопротивление асинхронного двигателя; $I_{\text{ном. д}}$ – номинальный ток одновременно работающих электродвигателей.

В среднем можно принимать $x''_{*д} = 0{,}2$, тогда

$$I_{к.д} = \frac{0{,}9}{0{,}2} I_{\text{ном. д}} = 4{,}5 I_{\text{ном. д}}. \tag{3.49}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ от асинхронных двигателей не учитывается даже при определении ударного тока КЗ вследствие быстрого ее затухания.

Суммарное значение ударного тока КЗ с учетом электродвигателей определяют по формуле

$$i_{\text{у}} = \sqrt{2}\,(k_{\text{у}} I_{\text{к}} + 4{,}5 I_{\text{ном. д}}) = 1{,}41 k_{\text{у}} I_{\text{к}} + 6{,}5 I_{\text{ном. д}}. \qquad (3.50)$$

Прохождение тока КЗ вызывает нагрев проводников, а следовательно, изменение их сопротивлений. В установках напряжением до 1000 В необходимо учитывать изменение активного сопротивления проводников в соответствии с формулой

$$r' = r\left[1 + \frac{mt}{1 + 0{,}004\theta_0}\left(\frac{I_{\text{к}}}{s}\right)^2\right], \qquad (3.51)$$

где r – сопротивление проводника при нормальной температуре (до КЗ); s – поперечное сечение проводника; $I_{\text{к}}$ – ток КЗ по предварительному расчету без учета нагрева; m – коэффициент, равный для меди 22 и для алюминия 5; t – время действия тока КЗ; θ_0 – температура проводника до начала КЗ (принимают равной 50 °С).

Если суммарное индуктивное сопротивление короткозамкнутой цепи $x_{\Sigma} < 0{,}32 r_{\Sigma}$, то его влиянием на ток КЗ можно пренебречь, полагая $x_{\Sigma} = 0$. Иногда, например в сетях с глухозаземленной нейтралью, токи однофазного КЗ оказываются меньше значений, достаточных для срабатывания аппаратов защиты. Поэтому в подобных сетях необходимо определять минимальное значение токов КЗ, которое соответствует току замыкания фазы на заземленный корпус или нулевой провод. При этом необходимо, чтобы наименьший ток КЗ не менее чем в 3 раза превышал номинальный ток соответствующей плавкой вставки.

Пример 3.3. Для компрессорной подстанции, схема которой приведена на рис. 3.22, рассчитать токи КЗ в точках *К1*, *К2*, *К3*.

Данные элементов схемы следующие.

Силовой трансформатор *Т*:

$$S_{\text{т, ном}} = 1000 \text{ кВ·А}; \; u_{\text{к}}\% = 5{,}5\%;$$

$$\Delta P_{\text{м}} = 15 \text{ кВт}.$$

Асинхронные двигатели *Д1*, *Д2*, *Д3*:

$$P_{\text{ном. д}} = 200 \text{ кВт}; \; k_{\text{п. д}} = 94\%;$$

$$U_{\text{ном}} = 380 \text{ В}; \; \cos\varphi = 0{,}91.$$

Все двигатели работают одновременно. Кабель к осветительному щитку СБГ 3 × 25; $l = 200$ м.

Автоматический выключатель типа А3134; $I_{\text{ном}} = 600$ А.

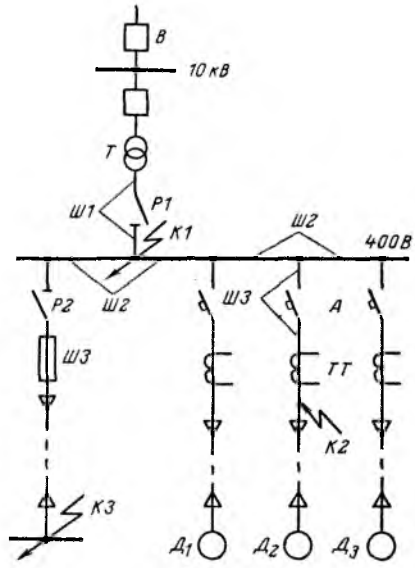


Рис. 3.22. Расчетная схема и схема замещения к примеру 3.3

Трансформаторы тока (ТТ) типа ТКФ-3 600/5 А установлены в двух фазах. Рубильники: *Р1* на 600 А; *Р2* на 400 А.

Шины *Ш1* – алюминиевые сечением 10×80 мм^2; $l = 8$ м; расстояние между фазами $a = 240$ мм; шины *Ш2* (участки сборных шин между ответвлениями) – алюминиевые сечением 10×80 мм^2; $l = 1$ м, $a = 240$ мм; шины *Ш3* – алюминиевые сечением 4×40 мм^2, $l = 2{,}5$ м, $a = 240$ мм; на всех участках шины расположены в одной плоскости.

Р е ш е н и е.

Короткое замыкание в точке К1.

Активное сопротивление трансформатора определяют по (3.37):

$$r_{*\mathrm{T}} = \frac{\Delta P_{\mathrm{к}}}{S_{\text{ном. т}}} = \frac{15}{1000} = 0{,}015.$$

Индуктивное сопротивление трансформатора находят по (3.38):

$$x_{*\mathrm{T}} = \sqrt{\left(\frac{U_{\mathrm{к}}\,\%}{100}\right)^2 - r_{*\mathrm{T}}^2} = \sqrt{0{,}055^2 - 0{,}015^2} = 0{,}0527.$$

Сопротивления трансформатора определяют по (3.43):

$$x_{\mathrm{T}} = \frac{0{,}0527 \cdot 400^2}{1000} = 8{,}44 \text{ мОм};$$

$$r_{\mathrm{T}} = \frac{0{,}015 \cdot 400^2}{1000} = 2{,}4 \text{ мОм}.$$

Сопротивление шин *Ш1* находят по табл. П1.7 [2] при

$$a_{\mathrm{ср}} = 1{,}26a = 1{,}26 \times 240 = 300 \text{ мм};$$

$$r_{Ш1} = 8r_0 = 8 \cdot 0{,}044 = 0{,}352 \text{ мОм};$$

$$x_{Ш1} = 8x_0 = 8 \cdot 0{,}17 = 1{,}36 \text{ мОм}.$$

Переходное сопротивление контактов рубильника *Р1* определяют по [2]: $r_{P1} = 0{,}15$ мОм.

Схема замещения цепи для КЗ в точке *К1* состоит из ряда последовательно включенных сопротивлений, суммарное сопротивление цепи КЗ составляет

$$r_{\Sigma} = r_{\mathrm{T}} + r_{Ш1} + r_{P1} = 2{,}4 + 0{,}352 + 0{,}15 = 2{,}9 \text{ мОм};$$

$$x_{\Sigma} = x_{\mathrm{T}} + x_{Ш1} = 8{,}44 + 1{,}36 = 9{,}8 \text{ мОм};$$

$$r = \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2} = 2{,}9^2 + 9{,}8^2 = 10{,}2 \text{ мОм}.$$

Ток короткого замыкания

$$I_{\mathrm{к}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10{,}2} = 22{,}7 \text{ кА}.$$

Если не учитывать сопротивления шин и контактов рубильника на стороне низшего напряжения, т. е. учесть сопротивление только трансформатора, то ток КЗ будет, очевидно, наибольшим:

$$I_{\mathrm{к}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{2{,}4^2 + 8{,}44^2}} = 26{,}2 \text{ кА},$$

т. е. больше на 15 %. Таким образом, в данном случае влияние сопротивления шин и рубильника на ток КЗ велико.

Определим ударный ток КЗ от системы.

По кривой на рис. 3.20 при $x_\Sigma/r_\Sigma = 9{,}80/2{,}90 = 3{,}38$, находим $k_у = 1{,}41$. Тогда

$$i_{у,\,с} = 1{,}41 \cdot 1{,}41 \cdot 22{,}7 = 45{,}4 \text{ кА};$$

$$I_у = I_{к,\,о}\sqrt{1 + 2\,(k_у - 1)^2} = 22{,}7\sqrt{1 + 2\,(1{,}41 - 1)^2} = 22{,}7 \cdot 1{,}175 = 26{,}7 \text{ кА}.$$

Определим ударный ток КЗ с учетом электродвигателей. Сопротивления элементов цепи от двигателей до точки *К1* не учитываются. Номинальный ток двигателей

$$I_{ном.\,д} = \frac{3 \cdot 200}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0{,}94 \cdot 0{,}91} = 1{,}06 \text{ кА}.$$

По формуле $i_у = k_у \cdot 1{,}41 I_к + 6{,}5 I_{ном.\,д}$ вычисляем

$$i_у = 45{,}4 + 6{,}5 \cdot 1{,}06 = 52{,}3 \text{ кА},$$

т. е. с учетом подпитки от двигателей ударный ток КЗ больше на 15 %.

Короткое замыкание в точке К2. Ток КЗ в этой точке определяем для проверки трансформаторов тока *ТТ* на электродинамическую и термическую стойкость при КЗ.

Сопротивление шин *Ш2* находим по табл. П1-7 [2] при $a_{ср} = 300$ мм:

$$r_{Ш2} = 1 \cdot 0{,}044 = 0{,}044 \text{ мОм};$$

$$x_{Ш2} = 1 \cdot 0{,}17 = 0{,}17 \text{ мОм}.$$

Сопротивление шин *Ш3* определяют по табл. П1-7 [2] при $a_{ср} = 300$ мм:

$$r_{Ш3} = 2{,}5 \cdot 0{,}222 = 0{,}555 \text{ мОм};$$

$$x_{Ш3} = 2{,}5 \cdot 0{,}214 = 0{,}535 \text{ мОм}.$$

По табл. П1-6 [2] находим индуктивные сопротивления катушек автоматического выключателя А: $r_A = 0{,}12$ мОм; $x_A = 0{,}094$ мОм; переходное сопротивление его контактов $r_{к,\,A} = 0{,}25$ мОм.

Суммарные сопротивления цепи КЗ составляют

$$r_\Sigma = r_T + r_{Ш1} + r_{P1} + 2r_{Ш2} + r_{Ш3} + r_A + r_{к,\,A} =$$

$$= 2{,}4 + 0{,}352 + 0{,}15 + 2 \cdot 0{,}044 + 0{,}555 + 0{,}12 + 0{,}25 = 3{,}91 \text{ мОм};$$

$$x_\Sigma = x_C + x_T + x_{Ш1} + 2x_{Ш2} + x_{Ш3} + x_A =$$

$$= 0{,}457 + 8{,}44 + 1{,}36 + 2 \cdot 0{,}170 + 0{,}535 + 0{,}094 = 11{,}23 \text{ мОм}.$$

Ток КЗ равен

$$I_к = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{3{,}91^2 + 11{,}23^2}} = 19{,}4 \text{ кА}.$$

По кривой на рис. П1-9 [2] при $x_\Sigma/r_\Sigma = 11{,}23/3{,}91 = 2{,}87$ находим $k_у = 1{,}34$.

При определении ударного тока, проходящего через трансформатор тока, учитываем сопротивление двигателей *Д1* и *Д3* (сопротивления цепи от двигателей до места КЗ не учитываем):

$$i_у = 1{,}34 \cdot 1{,}41 \cdot 19{,}4 + 6{,}5\frac{2}{3}\,1{,}06 = 41{,}2 \text{ кА}.$$

Действующее значение полного тока КЗ за первый период находим по (3.46):

$$I_у = 19{,}4\sqrt{1 + 2\,(1{,}34 - 1)^2} = 21{,}7 \text{ кА}.$$

Короткое замыкание в точке К3. Сопротивление кабеля находим по табл. П1-3 [2]:

$$r_{к,\,л} = r_{0к,\,л} l = 1{,}33 \cdot 200 = 266 \text{ мОм};$$

$$x_{к,\,л} = x_{0к,\,л} l = 0{,}07 \cdot 200 = 14 \text{ мОм}.$$

Переходное сопротивление контактов рубильника *Р2* находим по табл. П1-8 [2]: $r_{Р2} = 0{,}2$ мОм.

Вычисляем

$$r_{\Sigma} = r_{Т} + r_{Ш1} + r_{Р1} + r_{Ш2} + r_{Ш3} + r_{Р2} + r_{к,\,л} =$$

$$= 2{,}4 + 0{,}352 + 0{,}15 + 0{,}044 + 0{,}555 + 0{,}2 + 266 = 296{,}7 \text{ мОм};$$

$$x_{\Sigma} = x_{С} + x_{Т} + x_{Ш1} + x_{Ш2} + x_{Ш3} + x_{к,\,л} =$$

$$= 0{,}457 + 8{,}44 + 1{,}36 + 0{,}17 + 0{,}535 + 14 = 24{,}96 \text{ мОм};$$

$$I_{к} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{269{,}7^2 + 24{,}96^2}} = 0{,}85 \text{ кА}.$$

При $x_{\Sigma}/r_{\Sigma} = 24{,}96/269{,}7 = 0{,}925$ по кривой на рис. П1-9 [2] находим $k_{у} = 1{,}03$, следовательно, $i_{у} = 1{,}03 \cdot 1{,}41 \cdot 0{,}85 = 1{,}23$ кА;

$$I_{у} = 0{,}85 \sqrt{1 + 2\,(1{,}03 - 1)^2} = 0{,}86 \text{ кА}.$$

Ток К3 от двигателей не учитываем вследствие большой удаленности их от места К3. Если в данном случае учесть только сопротивление трансформатора и кабеля, то получим

$$I_{к} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2{,}4 + 266)^2 + (8{,}44 + 14)^2}} = 0{,}86 \text{ кА}.$$

Как видно, в этом случае можно не учитывать остальные сопротивления.

3.10. Расчет токов короткого замыкания в установках постоянного тока

На промышленных предприятиях устройства постоянного тока существуют в виде сетей электроснабжения внутризаводского электрического транспорта и сетей электролизных установок. Системы постоянного тока для цепей сигнализации и диспетчеризации в расчет не принимаются из-за малой мощности.

Процессы при К3 в сетях постоянного тока различного назначения на промышленных предприятиях одинаковые. Поэтому ограничимся рассмотрением явлений при К3 и расчетом токов К3 в сетях внутризаводского электрического транспорта. Токи К3 в тяговых устройствах возникают, так же как и в установках переменного тока, вследствие пробоя изоляции и соединения изолированного полюса с заземлением. Местами повреждения могут являться оборудование электроподвижного состава, контактная сеть (через изоляторы при их повреждении или перекрытии от возникающих перенапряжений), электрооборудование тяговых подстанций и выпрямительных устройств, постов секционирования и питающих линий постоянного тока.

Кроме причин появления К3, связанных с состоянием изоляции оборудования, сетей и устройств, могут иметь место и случайные причины. К ним относятся наброс, случайные соприкосновения частей контактной

сети, находящихся под напряжением, с заземленными частями подвижного состава, выходящими за пределы установленного габарита. При этом могут происходить разрушения отдельных элементов электрооборудования от чрезмерного нагрева и расплавления током КЗ. В некоторых случаях кроме вредного термического эффекта может иметь место и разрушающее электродинамическое воздействие тока КЗ.

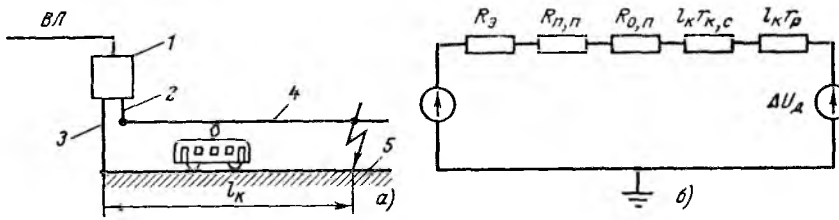


Рис. 3.23. Принципиальная схема питания внутризаводского электрического транспорта (*а*) и схема замещения для расчета тока КЗ (*б*):

1 – преобразовательная подстанция; *2* – питающий провод; *3* – отсасывающий провод; *4* – контактный провод; *5* – рельсы

Определение тока короткого замыкания. Ток КЗ, действующий в цепи между источником и местом, где возникло КЗ, определяется напряжением, действующим в короткозамкнутой цепи, и ее сопротивлением, а именно

$$I_к = \frac{U_к}{R_к}. \tag{3.52}$$

Например, напряжение на шинах подстанции снижается с увеличением ее нагрузки, что вызывает снижение тока КЗ. Для учета этого в схему замещения цепи КЗ вводится эквивалентное сопротивление, заменяющее собой сопротивления питающих линий переменного тока и преобразовательных агрегатов подстанции (рис. 3.23). Выразим его суммой

$$R_к = R_п + R_л, \tag{3.53}$$

где $R_п$ – эквивалентное сопротивление преобразовательных агрегатов подстанции; $R_л$ – эквивалентное сопротивление линий, питающих данную подстанцию.

Если считать, что характеристика преобразовательных агрегатов (зависимость выпрямленного напряжения от нагрузки) прямолинейна, то сопротивление можно подсчитать по формуле

$$R_п = \frac{k_п U_{ном}}{I_{ном} N_1}, \tag{3.54}$$

где $k_п$ – отношение потерь напряжения $\Delta U_{ном}$ в преобразовательном агрегате при его номинальной нагрузке $I_{ном}$ к номинальному выпрямленному напряжению $U_{ном}$; N_1 – число преобразовательных агрегатов, находящихся в работе.

При повышении нагрузки увеличиваются потери напряжения в линиях переменного тока, питающих данную преобразовательную подстанцию, вследствие чего снижается напряжение на шинах переменного тока. Если обозначить через $k_л$ отношение потерь напряжения в линиях переменного

тока при номинальной нагрузке к номинальному напряжению, то потери напряжения в линии электропередачи, приведенные к выпрямленному напряжению подстанции, будут равны $k_{л}U_{ном}$. Заметим, что обычно $k_{л} < k_{п}$. При работе подстанции часть питающих ее линий переменного тока может быть отключена. В этом случае при увеличении нагрузки потери напряжения в линиях для данного режима будут больше, чем для нормального. Потери напряжения на стороне выпрямленного тока могут быть выражены произведением $dk_{л}U_{ном}$, где d – отношение сопротивления оставшегося числа линий к сопротивлению линий, нормально находящихся в работе.

Учитывая сказанное, эквивалентное сопротивление линий, питающих подстанцию, можно подсчитать по формуле

$$R_{л} = \frac{dk_{л}U_{ном}}{I_{ном}N_2}, \tag{3.55}$$

где N_2 – число рабочих агрегатов подстанции.

Подставив полученные из (3.54) и (3.55) значения $R_{п}$ и $R_{л}$ в (3.53), получим

$$R_{э} = \frac{U_{ном}}{I_{ном}}\left(\frac{k_{п}}{N_1} + \frac{dk_{л}}{N_2}\right). \tag{3.56}$$

Напряжение ХХ подстанции $U_{х}$ можно выразить через номинальное напряжение $U_{ном}$ при небольшом допустимом снижении напряжения в питающей сети переменного тока соотношением

$$U_{к} = U_{ном}(1 + k_{п} + k_{л})(1 - p), \tag{3.57}$$

где p – коэффициент, учитывающий наибольшее допустимое в нормальных условиях работы снижение напряжения в питающей сети переменного тока относительно номинального значения.

В месте КЗ возникает дуга, сопротивление которой обусловливает потери напряжения $\Delta U_{д}$. Если из напряжения ХХ $U_{к}$ вычесть падение напряжения на шинах выпрямленного тока от тяговых нагрузок, то получим напряжение, действующее в цепи КЗ:

$$U_{к} = U_{ном}(1 + k_{п} + k_{л})(1 - p) - \Delta U_{д} - I_{т}R_{э}, \tag{3.58}$$

где $I_{т}$ – ток тяговой нагрузки.

Падение напряжения в дуге изменяется в широких пределах. Обычно в расчетах принимают $\Delta U_{д}$ равным 100 – 200 В.

Полное сопротивление цепи КЗ (рис. 3.23) складывается из сопротивлений питающих и отсасывающих проводов, проводов контактной сети, рельсов и эквивалентного сопротивления питающих линий электропередачи и преобразовательных агрегатов:

$$R_{к} = (r_{к.с} + r_{р})l + R_{п.п} + R_{о.п} + R_{э}, \tag{3.59}$$

где $r_{к.с}$ – сопротивление контактной сети, Ом/км; $r_{р}$ – сопротивление рельсов, Ом/км; $R_{п.п}$ – сопротивление питающего провода, Ом; $R_{о.п}$ – сопротивление отсасывающего провода, Ом.

Ток КЗ определяется по формуле, получаемой в результате подстановки (3.58) и (3.59) в (3.52):

$$I_к = \frac{U_к}{R_к} = \frac{U_{ном}(1 + k_п + k_л)(1 - p) - \Delta U_д - I_т R_э}{(r_{к,с} + r_р) l_к + R_{п,п} + R_{о,п} + R_э}. \qquad (3.60)$$

Железнодорожные рельсы обычно характеризуются массой на единицу длины G, кг/м. Пользуясь этим параметром, сопротивление $r_р$, Ом/км, можно вычислить по формуле

$$r_р = \frac{0{,}9}{G n_{пут}}, \qquad (3.61)$$

где $n_{пут}$ – число параллельных путей; 0,9 – коэффициент, учитывающий также дополнительное сопротивление сборных рельсовых стыков; при сварных стыках можно снижать этот коэффициент до значения 0,75.

Пример 3.4. Определить установившееся значение тока КЗ для однопутного участка, когда замыкание, возникающее при перекрытии изолятора, происходит на расстоянии 2 км от подстанции. Номинальное напряжение на шинах выпрямленного тока $U_{ном} = 3300$ В; номинальный ток преобразовательного вентиля $I_{ном} = 350$ А. Минимальное число преобразовательных агрегатов, находящихся в работе, $N_1 = 3$. Количество преобразовательных агрегатов на подстанции, не считая резервных, $N_2 = 5$.

Контактная подвеска состоит из двух медных контактных проводов сечением по 100 мм^2, имеющих износ 15%; несущий трос М-120. Рельсы типа Р-43. Материал проводов питающей линии постоянного тока – медь сечением 120 мм^2 (М-120), число проводов 2.

Отсасывающая линия состоит из четырех проводов М-120; длина питающей и отсасывающей линий 0,15 км. Рабочий ток рассматриваемой подстанции $I_т = 950$ А. При расчете следует принять $\Delta U_д = 150$ В; $p = 0{,}5$; $d = 1$; $k_п = 0{,}06$; $k_л = 0{,}04$.

Р е ш е н и е.

По (3.56) определяем эквивалентное сопротивление

$$R_э = \frac{3300}{350}\left(\frac{0{,}06}{3} + \frac{1 \cdot 0{,}04}{5}\right) = 0{,}26 \text{ Ом}.$$

Сопротивление 1 км контактной сети составит

$$r_{к,с} = \frac{\dfrac{0{,}179}{2 \cdot 0{,}85} 0{,}158}{\dfrac{0{,}179}{2 \cdot 0{,}85} + 0{,}158} = 0{,}063 \text{ Ом/км}.$$

Сопротивление 1 км рельсовой сети находим по (3.61), полагая массу 1 м рельса Р-43 равной 43 кг/м:

$$r_р = \frac{0{,}9}{43 \cdot 1} = 0{,}021 \text{ Ом/км}.$$

Сопротивление проводов линии, питающей контактную сеть,

$$R_{п,п} = \frac{0{,}158}{2} 0{,}15 = 0{,}012 \text{ Ом}.$$

Для проводов отсасывающей линии

$$R_{\text{о. п}} = \frac{0{,}158}{4} 0{,}15 = 0{,}006 \text{ Ом}.$$

Подставив все найденные значения в (3.60), определим ток КЗ:

$$I_{\text{к}} = \frac{3300\,(1 + 0{,}06 + 0{,}04)\cdot(1 - 0{,}05) - 150 - 950\cdot 0{,}264}{(0{,}063 + 0{,}021)\cdot 2 + 0{,}012 + 0{,}06 + 0{,}264} = 6780 \text{ А}.$$

3.11. Расчет сетей передвижных установок

Расчет токов КЗ в сетях передвижных установок электрического внутризаводского транспорта рассмотрен в § 3.10. Здесь разберем общие принципы проектирования внутризаводских установок. Сети передвижных установок называют также троллейными линиями. Сечение контактных проводов и питающих их линий выбирают по:

1) нагреву расчетным (среднеквадратичным) током;

2) потерям напряжения от точки питания до расчетной точки при максимальном токе.

При выполнении контактных проводов из стали по второму условию может получиться большое сечение. В этих случаях применяют подпитку стальных контактных линий.

Расчет систем подпитки рассмотрим, используя рис. 3.24, *а*, где показано разделение троллейной линии на n шагов с присоединением к каждому шагу шунтирующего кабельного шлейфа. Длина шага подпитки $l_{\text{ш}}$ выбирается ориентировочно. При этом учитывают, что количество шагов n выгодно принимать по возможности меньшим. Одновременно с этим исходят из соображений, основывающихся на практическом опыте сооружения и эксплуатации троллейных линий. В соответствии с этим опытом можно считать целесообразным $l_{\text{ш}} \approx \approx 15 \div 20$ м.

Сечение жил подпиточного кабеля выбирают таким, чтобы соблюдалось условие $\Delta U_{\text{т. л}} \leqslant \Delta U_{\text{доп}}$, где $\Delta U_{\text{т. л}}$ – потеря напряжения в троллейной линии до точки, в которой эта величина принимает наибольшее значение при данной расчетной нагрузке $I_{\text{р}}$, потребляемой в рассматриваемой точке, а $\Delta U_{\text{доп}}$ – допустимое значение потерь напряжения, определяемое в соответствии с нормами по ГОСТ 13109-67*.

Когда сопротивление требуемого для подпитки кабеля получается не меньшим, чем собственное сопротивление троллеев, наибольшая потеря напряжения получается в конце линии. Тогда

$$U_{\text{т. л}} = \sqrt{3}\, I_{\text{р}} (R_{\text{ш}} \cos\varphi + X_{\text{ш}} \sin\varphi)\, n, \tag{3.62}$$

где $R_{\text{ш}}$ и $X_{\text{ш}}$ – составляющие полного сопротивления одного шага контактной линии при наличии подпитки; φ – фазный угол расчетной нагрузки.

Точное определение $R_{\text{ш}}$ и $X_{\text{ш}}$ – трудоемко и не имеет смысла, поскольку весь расчет имеет приближенный характер. Поэтому целесообразно принять допущение о пропорциональности активных и реактивных составляющих полных сопротивлений собственно троллейной линии и подпиточного кабеля. При этом упрощении получим

$$\left.\begin{aligned} R_{\text{ш}} &\approx l_{\text{ш}} \frac{1{,}1 r_{\text{т. л}} r_{\text{к}}}{r_{\text{т. л}} + 1{,}1 r_{\text{к}}}; \\ X_{\text{ш}} &\approx l_{\text{ш}} \frac{1{,}1 x_{\text{т. л}} x_{\text{к}}}{x_{\text{т. л}} + 1{,}1 x_{\text{к}}}, \end{aligned}\right\} \tag{3.63}$$

где $r_{т,л}$, $r_к$, $x_{т,л}$, $x_к$ – активные и реактивные сопротивления на единицу длины собственно троллейной линии и подпиточного кабеля.

Коэффициент 1,1 принят потому, что длина кабеля должна быть несколько больше длины шага подпитки $l_ш$, как это видно из упрощенной схемы на рис. 3.24, *б*. В зависимости от конкретного значения принимаемой длины $l_ш$ и удаленности прокладки кабеля от трассы троллейной линии коэффициент удлинения кабеля можно корректировать в каждом расчете.

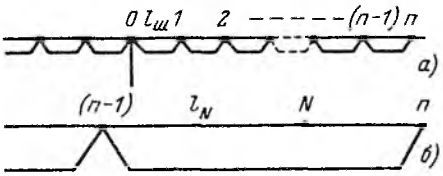


Рис. 3.24. Схема подпитки контактной линии

Для пользования (3.63) необходимо предварительно выбрать параметры подпиточного кабеля. Приближенно эту задачу можно решить из следующего упрощенного соотношения:

$$\frac{\Delta U_{т,л}}{\Delta U_{доп}} \approx \frac{z'_{т,л}}{\dfrac{1{,}1 z_{т,л} z_к}{z_{т,л} + 1{,}1 z_к}},$$

откуда после несложных преобразований найдем

$$z_к \approx \frac{z_{т,л}}{1{,}1\left(\dfrac{\Delta U'_{т,л}}{\Delta U_{доп}} - \dfrac{z'_{т,л}}{z_{т,л}}\right)},$$

где $\Delta U'_{т,л}$ – потеря напряжения в троллейной линии без подпитки; $z_{т,л}$ – полное сопротивление на единицу длины троллейной линии без подпитки; $z_{т,л}$ – полное сопротивление на единицу длины троллейной линии при наличии подпитки.

Для определения $z_{т,л}$ надо предварительно найти ток в троллеях $I_{р,т}$, составляющий долю расчетной нагрузки, приходящуюся на собственно троллейную линию при наличии кабеля подпитки. Ориентировочно эту долю можно подсчитать, исходя из приближенного соотношения

$$\frac{\Delta U'_{т,л}}{\Delta U_{доп}} \approx \frac{I_р z'_{т,л}}{I_{р,т} z_{т,л}},$$

откуда получим

$$I_{р,т} = \frac{\Delta U_{доп}}{\Delta U'_{т,л}} \frac{z'_{т,л}}{z_{т,л}}.$$

Как видим, искомая величина $I_{р,т}$ зависит от значения $z_{т,л}$, являющегося в свою очередь функцией величины $I_{р,т}$. Поэтому решение задачи можно выполнить лишь путем попыток, задаваясь интуитивно значениями $I_{р,т}$, отыскивая с помощью таблиц соответствующие значения $r_{т,л}$ и $x_{т,л}$ и подсчитывая по формуле

$$z'_{т,л} = \sqrt{r^2_{т,л} + x^2_{т,л}}.$$

Расчет подпитки троллейных линий оказывается несколько более сложным, если сопротивление кабеля, требуемого для подпитки, получается меньше собственного сопротивления троллеев. В подобных случаях наибольшая потеря напряжения имеет место не в конце линии, а в некоторой промежуточной точке N последнего шага подпитки на расстоянии l_N от предпоследней точки присоединения подпиточного кабеля, как показано на рис. 3.19, *б*.

Местоположение точки N определяется тем, что сопротивление контура последнего шага подпитки, если считать точку $n = 1$ началом отсчета, должно в точке N делиться ровно пополам, в соответствии с чем и ток $I_{р,т}$, проходящий

по троллеям при нахождении нагрузки в точке N, получается равным $0{,}5I_р$. При этом потеря напряжения до нагрузки будет наибольшей возможной для данного тока $I_р$.

На основании изложенного расстояние l_N между точками $n = 1$ и N можно определить из условия равенства сопротивлений двух ветвей контура последнего шага подпитки между точками $n = 1$ и N.

Если для упрощения задачи, поскольку все решение производится приближенно, будем считать допустимым применение алгебраического суммирования полных сопротивлений троллейных и кабельных частей расчетного контура, то получим следующее упрощенное равенство:

$$z_{т.л.N} - l_N \approx 1{,}1 z_к l_ш + z_{т.л.N}(l_ш - l_N),$$

откуда после преобразования найдем

$$l_N = \frac{l_ш}{2}\left(1 + \frac{1{,}1 z_к}{z_{т.л.N}}\right),$$

где $z_{т.л.N}$ – полное сопротивление на единицу длины собственно троллейной линии при токе, равном $0{,}5I_р$.

После этого без труда составляется формула для определения потери напряжения $\Delta U_{т.л.N}$ до точки N, т. е. наибольшей потери напряжения при данной расчетной нагрузке $I_р$:

$$\Delta U_{т.л.N} = \sqrt{3} I_р \left[(R_ш \cos\varphi + X_ш \sin\varphi)(n+1) + \frac{l_N}{2}(r_{т.л.N}\cos\varphi + x_{т.л.N}\sin\varphi)\right];$$

здесь $r_{т.л.N}$ и $x_{т.л.N}$ – активное и реактивное сопротивления на единицу длины собственно троллейной линии при токе, равном $0{,}5I_р$. Что касается $R_ш$ и $X_ш$, то эти величины определяют так же, как и при расчете по (3.62).

3.12. Расчет цеховых сетей с повышенной частотой

Частоты более высокие, чем номинальная 50 Гц, до 10 000 Гц включительно называют повышенными, а частоты более 10 000 Гц – высокими. При увеличении частоты уменьшается магнитная индукция, а следовательно, уменьшаются размеры и масса магнитопровода электрических машин и трансформаторов. Однако электрические сети повышенной частоты получаются более тяжелыми, чем сети при нормальной промышленной частоте, так как имеют проводники большего сечения. В целом вся установка повышенной частоты (электрические машины, трансформаторы и сети) будет легче и меньше по размерам аналогичной установки при нормальной промышленной частоте.

На рис. 3.25 приведена типичная схема установки повышенной частоты. В нее входят приводной двигатель *1*, его магнитный пускатель *2*, автоматический выключатель *3*, а также находящийся на одном валу с приводным двигателем генератор повышенной частоты *4* с блоком автоматического регулирования напряжения (БРН) *5*. Для измерения напряжения генератора повышенной частоты служит вольтметр *6* с переключателем *7*. Ток измеряется амперметром *8*, включенным через трансформатор тока *9*. Частота измеряется частотомером *10*, включенным через добавочное устройство *11* и автоматический выключатель *12*. На выходе генератора установлен автоматический выключатель *13*, к кото-

рому подключается сеть повышенной частоты *14*, питающая приемники электроэнергии через распределительный щит *15*.

Выбор аппаратов управления, защиты и измерения для сетей повышенной частоты согласно ПУЭ производится по тем же условиям, что и для сетей промышленной частоты 50 Гц. Технические данные указанных аппаратов представлены в справочной литературе.

При работе на повышенных частотах сильнее сказываются явления поверхностного эффекта и эффекта близости, поэтому ток по сечению провода в этих случаях распределяется неравномерно. Значение глубины проникновения тока Δ для немагнитных материалов можно определить по формуле

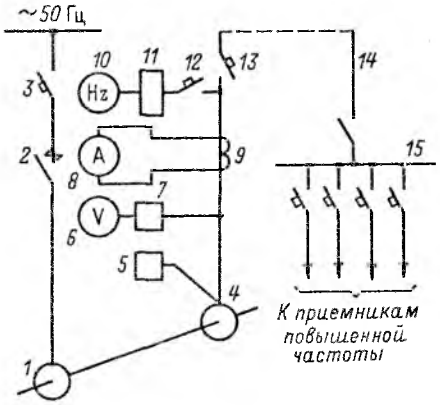


Рис. 3.25. Схема установки промышленной частоты

$$\Delta = 5030\sqrt{\frac{\rho}{f}},$$

где ρ – удельное сопротивление проводника, Ом · см; f – частота тока, Гц.

При выборе сечений проводов, жил кабелей и шин необходимо руководствоваться положениями ПУЭ (по длительному току нагрузки, по потере напряжения). Для того чтобы жилы кабелей и провода при прохождении по ним тока повышенной частоты не нагревались выше допустимой температуры, необходимо снизить их токовую нагрузку при повышенной частоте по сравнению с частотой 50 Гц. Допустимые длительные токовые нагрузки в амперах на провода и кабели с медными и алюминиевыми жилами при прохождении по ним однофазного тока частотой 200 – 8000 Гц представлены в справочной литературе.

При прокладке проводов в стальных трубах значение токовой нагрузки необходимо снижать дополнительно на 10% при частотах 200–400 Гц, а при более высоких частотах прокладка проводов в металлических трубах не рекомендуется.

При открытой совместной прокладке проводов без металлической оболочки, несущих токи различных частот, для уменьшения наводимой ЭДС расстояние между ними должно быть не менее 80–100 мм. При этом необходимо, чтобы по соседним проводам протекали токи близких по значению частот, например 1000 и 2400 Гц, а не 50 и 1000 Гц. При таком расположении соседних проводов наводимая в них ЭДС будет минимальной. Кабели сечением 150 мм^2 и более применять не рекомендуется, так как они имеют повышенные добавочные потери. При необходимости прокладки двух и более кабелей к одному приемнику электроэнергии целесообразно включать их по схеме спаренных фаз, так как при этом уменьшаются их индуктивное сопротивление и активные потери.

Вблизи открытых шинопроводов не должны находиться металлические конструкции на расстоянии менее 200 мм.

Проверка проводников, работающих на повышенной частоте, по допустимым потерям напряжения осуществляется, как и для сетей промышленной частоты, по ПУЭ или в соответствии со специальными требованиями к установкам повышенной частоты в отношении размахов уровня напряжения на их зажимах.

Потери напряжения в сети однофазного тока определяют по формуле

$$\Delta U = klI,$$

где I – ток линии; l – длина линии; k – относительные потери напряжения на 1 км длины линии, определяемые по формуле

$$k = \frac{2\,(r\cos\varphi + x\sin\varphi)}{U_{\text{ном}}}\,100\,\%,$$

где r – активное сопротивление проводника переменному току при данной частоте; x – индуктивное сопротивление; $\cos\varphi$ – коэффициент мощности нагрузки; $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение.

Значения коэффициентов k для наиболее распространенных напряжений 115, 230 и 250 В однофазного переменного тока повышенной частоты (400, 800, 1000, 2400 Гц) приведены в [7].

Для определения потерь напряжения в шинопроводах из прямоугольных и трубчатых шин, а также в шинопроводах из двух концентрических труб в [7] приведены их активные и индуктивные сопротивления для различных сечений и частот однофазного тока.

Выбор и проверка сечений проводников, жил кабелей и шин для сетей трехфазного тока производятся по аналогичной методике. Сведения о допустимых токовых нагрузках и значениях коэффициента k даны в справочной литературе.

Пример. Рассчитать трехфазную сеть, питающую приемники электроэнергии мощностью 40 кВт, частотой 400 Гц и напряжением 380 В; $\cos\varphi = 0{,}7$. Напряжение генераторов 400 В, приемники находятся от источника питания на расстоянии 250 м.

Р е ш е н и е. Ток приемников электроэнергии

$$I = \frac{P\cdot 10^3}{\sqrt{3}\,U_{\text{ном}}\cos\varphi} = \frac{40\cdot 10^3}{\sqrt{3}\cdot 380\cdot 0{,}7} = 87\ \text{А}.$$

Для этой сети принимаем одножильные изолированные провода марки АПВ. По таблицам ПУЭ выбираем способ прокладки проводов в стальных трубах для возможности их защиты от механических воздействий при открытой и скрытой прокладке на доступной высоте (ниже 2 м). Производим выбор проводов на нагрев. По [7] для частоты 400 Гц и тока 87 А выбираем провод сечением 35 мм^2, для которого допустимый ток 93 А.

После этого проверяем выбранное сечение проводов по потерям напряжения. По таблицам для $\cos\varphi = 0{,}7$ и сечения 35 мм^2 потери напряжения на 1 А·км равны 0,528 %, тогда потери напряжения в сети определяются как

$$\Delta U_1 = 0{,}528\cdot 87\cdot 0{,}25 = 11{,}5\,\%.$$

Допустимые потери напряжения в сети при допустимом отклонении напряжения на зажимах приемников на 5 % ниже номинального равны

$$\Delta U_2 = \frac{400 - 361}{400} 100\,\% = 9{,}7\,\%.$$

Так как $\Delta U_1 > \Delta U_2$, выбранное сечение проводов не проходит по потерям напряжения. Выбираем новое сечение, для чего сначала определяем допустимые потери напряжения на 1 А · км заданной нагрузки из формулы

$$k_2 = \frac{\Delta U_2}{Il} = \frac{9{,}7}{87 \cdot 0{,}25} = 0{,}45\,\%.$$

По [7] для $\cos\varphi = 0{,}7$ и полученного значения k_2 находим сечение провода 50 мм², для которого $k = 0{,}433\,\%$.

Определяем действительные потери напряжения в сети

$$\Delta U_1 = 0{,}433 \cdot 87 \cdot 0{,}25 = 9{,}4\,\%, \quad < 9{,}7\,\%,$$

т. е. потери напряжения меньше допустимых.

Для выбранного сечения проводов 50 мм² по [7] допустимый ток при частоте 400 Гц равен 123 А, т. е. превышает ток нагрузки, равный 87 А.

Окончательно принимаем сечение проводов 50 мм². Из этого примера видно, что провода сечением 35 мм², выбранные по допустимому нагреву, не проходят по потере напряжения, вследствие чего принято сечение 50 мм², имеющее запас по допустимой токовой нагрузке и по механической прочности.

Глава четвертая

ОСНОВЫ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЦИФРОВЫХ ЭВМ

4.1. Общие положения

Технико-экономические расчеты выполняются для выбора:

1) наиболее рациональной схемы электроснабжения цехов и предприятия в целом;

2) экономически обоснованного числа, мощности и режима работы трансформаторов главной понизительной и цеховых подстанций;

3) рациональных напряжений в системе внешнего и внутреннего электроснабжения предприятия;

4) экономически целесообразных средств компенсации реактивной мощности и мест размещения компенсирующих устройств;

5) электрических аппаратов, изоляторов и токоведущих устройств;

6) сечений проводов, шин и жил кабелей в зависимости от ряда технических и экономических факторов;

7) целесообразной мощности собственных электростанций и генераторных установок в случае их необходимости;

8) трасс и способов прокладки электросетей с учетом коммуникаций энергохозяйства в целом.

Основной целью технико-экономических расчетов является определение оптимального варианта схемы, параметров сети и ее элементов. В соответствии с [8] критерием оптимальности варианта служит уровень приведенных годовых затрат.

Следует отметить, что для систем промышленного электроснабжения характерна многовариантность решения задач, которая определяется взаимозаменяемостью возможных технических решений. В связи с этим проведение технико-экономических расчетов требует выполнения значительного количества трудоемких вычислений, для автоматизации которых используются цифровые электронно-вычислительные машины (ЭВМ).

4.2. Методика технико-экономических расчетов

В настоящее время основным документом, в котором обобщены и методически оформлены руководящие указания по экономическим расчетам в области промышленной энергетики, является «Методика технико-экономических расчетов в энергетике».

При технико-экономических расчетах систем промышленного электроснабжения должны соблюдаться следующие условия сопоставимости вариантов:

1) технические, при которых могут сравниваться только взаимозаменяемые варианты при оптимальных режимах работы и оптимальных параметрах, характеризующих каждый из рассматриваемых вариантов;

2) экономические, при которых расчет сравниваемых вариантов ведется применительно к одинаковому уровню цен и одинаковой достижимости принятых уровней развития техники, с учетом одних и тех же экономических показателей, характеризующих каждый из рассматриваемых вариантов.

После приведения к сопоставимому виду для каждого варианта определяют приведенные затраты.

При разной надежности сравниваемых вариантов необходимо дополнительно учитывать математическое ожидание народнохозяйственного убытка от снижения надежности.

Каждый из рассматриваемых вариантов должен соответствовать требованиям, предъявляемым к системам промышленного электроснабжения соответствующими директивными материалами, отраслевыми инструкциями и ПУЭ.

При технико-экономических расчетах можно использовать укрупненные показатели стоимости (УПС) элементов системы электроснабжения (1 км линии, одного трансформатора, одной камеры РУ и т. д.), а также УПС сооружения подстанций в целом. В УПС не включен ряд статей расхода, и поэтому они, как правило, не принимаются для определения реальной стоимости сооружения объекта. На основании этого целесообразно использовать УПС при сравнительных расчетах вариантов, а также расчетах неэнергоемких предприятий, для которых стоимость электрической части мала в общей стоимости сооружения промышленного объекта.

Следует иметь в виду, что при сравнении вариантов данные для технико-экономических расчетов следует брать из одного или из равнозначных справочных материалов.

Вновь проектируемые системы электроснабжения. При единовременных капитальных вложениях K (для сроков строительства в пределах до 1 года) и постоянных ежегодных эксплуатационных расходах $C_э$ (издержках производства), связанных с эксплуатацией систем электроснабжения, приведенные годовые затраты определяют по формуле

$$З = k_{н.э} K + C_э, \tag{4.1}$$

где $k_{н.э}$ – нормативный коэффициент экономической эффективности.

Если сравниваемые варианты отличаются объемом производимой продукции, рекомендуется определять удельные приведенные затраты в соответствии с выражением

$$З = З/П_н, \tag{4.2}$$

где $П_н$ – объем продукции за год нормальной эксплуатации.

При постоянных годовых эксплуатационных расходах и сроках строительства свыше 1 года используют (4.1) и (4.2), но в качестве капитальных вложений принимают их приведенные значения $K_{пр}$, определяемые по формуле сложных процентов

$$K_{пр} = \sum_{t=1}^{T_с} K_t (1 + k_{н.п})^{T_с - t}, \tag{4.3}$$

где $T_с$ – период строительства в годах; K_t – капитальные вложения за t-й год строительства; t – текущие значения лет строительства; $k_{н.п}$ – нормативный коэффициент разновременных затрат, учитывающих потери от замораживания капитальных вложений в незавершенное строительство, равный 0,1.

Формулу (4.3) более подробно можно представить следующим образом:

$$K_{пр} = K_1 (1 + k_{н.п})^{T_с - 1} + K_2 (1 + k_{н.п})^{T_с - 2} + \ldots + K_{T_с - 1} (1 + k_{н.п}) + K_{T_с}. \tag{4.4}$$

С учетом (4.3) выражение (4.1) записывают в виде

$$З = k_{н.э} \sum_{t=1}^{T_с} K_t (1 + k_{н.п})^{T_с - t} + C_э. \tag{4.5}$$

Если капитальные вложения и ежегодные эксплуатационные расходы изменяются по годам расчетного периода T, за пределами которого рассматриваемые промышленные объекты не требуют капитальных вложений, а ежегодные эксплуатационные расходы остаются практически постоянными для каждого из сравниваемых вариантов, (4.1) принимает вид

$$З_T = k_{н.э} \sum_{t=1}^{T} (K_t + C_{э.t})(1 + k_{н.п})^{\tau - t} + C_{э.н.э} (1 + k_{н.п})^{\tau - T}, \tag{4.6}$$

где K_t, $C_{э.t}$ – капитальные вложения и эксплуатационные расходы в t-й год расчетного периода; $C_{э.н.э}$ – ежегодные эксплуатационные расходы при нормальной эксплуатации после завершения строительства; τ – любой год, к которому могут быть приведены все затраты на строительство.

Абсолютные приведенные затраты $З_T$, вычисленные по (4.6), при изменении года приведения умножают на одинаковый для всех рассматриваемых

мых вариантов множитель. Поэтому выбор года приведения не влияет на соотношение затрат, а также на выбор варианта.

Формула (4.6) имеет место при сооружении системы промышленного электроснабжения отдельными очередями.

При $\tau = T$ формулу (4.6) преобразуют следующим образом:

$$З_T = k_{н,э} \sum_{t=1}^{T} (K_t + C_{э,t})(1 + k_{н,п})^{T-t} + C_{э,н,э}. \qquad (4.7)$$

Аналогично (4.4) выражение (4.7) может быть записано по годам расчетного периода:

$$З_T = [k_{н,э}(K_1 + C_{э1})(1 + k_{н,п})^{T-1} + k_{н,э}(K_2 + C_{э2})(1 + k_{н,п})^{T-2} + \ldots$$
$$\ldots + k_{н,э}(K_{T-1} + C_{э(T-1)})(1 + k_{н,п}) + k_{н,э}(K_T + C_{э,T})] + C_{э,н,э}. \qquad (4.8)$$

При приведении затрат к первому году ($\tau = 0$) формула (4.8) принимает следующий вид:

$$З_T = k_{н,э}(K_1 + C_{э1})\frac{1}{1 + k_{н,п}} + k_{н,э}(K_2 + C_{э2})\frac{1}{(1 + k_{н,п})^2} + \ldots$$
$$\ldots + k_{н,э}(K_{T-1} + C_{э(T-1)})\frac{1}{(1 + k_{н,п})^{T-1}} + k_{н,э}(K_T +$$
$$+ C_{э,T})\frac{1}{(1 + k_{н,п})^T} + C_{э,н,э}\frac{1}{(1 + k_{н,п})^T}. \qquad (4.9)$$

Эксплуатационные расходы для каждого года расчетного периода определяют по (4.12).

4.3. Основные технико-экономические показатели

При проектировании промышленного объекта выбирают наиболее целесообразный вариант выполнения этого объекта на основе всестороннего анализа технических и экономических показателей. К техническим показателям относят надежность, удобство эксплуатации, долговременность сооружения, объем текущих и капитальных ремонтов, степень автоматизации и т. д.

Основными экономическими показателями являются капитальные вложения (затраты) и ежегодные эксплуатационные (текущие) расходы. Только сопоставление и анализ всех технико-экономических показателей, характеризующих возможные варианты, позволяет произвести выбор наилучшего решения.

В соответствии с существующей методикой технико-экономических расчетов в качестве основного метода оценки экономичности рекомендуют метод срока окупаемости, соизмеряющий капитальные вложения с эксплуатационными расходами (издержками производства).

Экономические (стоимостные) показатели в большинстве случаев являются решающими при технико-экономических расчетах. Однако, если рассматриваемые варианты равноценны в отношении стоимостных показателей, предпочтение отдают варианту с лучшими техническими показателями. При этом необходимо иметь в виду, что выводы из экономи-

ческих сопоставлений необходимо производить с учетом вероятной погрешности результатов расчетов, которая определяется неточностью исходных данных, использованием укрупненных показателей и т. д.

При экономических расчетах для сравнения двух вариантов используют метод срока окупаемости $T_{ок}$, лет:

$$T_{ок} = \frac{K_2 - K_1}{C_{э1} - C_{э2}}, \qquad (4.10)$$

где K_1, K_2 – капитальные вложения в вариантах; $C_{э1}$, $C_{э2}$ – ежегодные эксплуатационные расходы, тыс. руб/год, в тех же вариантах.

При рассмотрении трех и большего числа вариантов используют формулу приведенных затрат (4.1).

При проектировании или реконструкции системы промышленного электроснабжения может оказаться, что технические решения должны обосновываться с технико-экономической стороны на основании рассмотрения двух и более вариантов.

а) Решение, принимаемое на основании рассмотрения двух вариантов. В этом случае используют метод срока окупаемости, математическая интерпретация которого дана формулой (4.10). Указанная методика дает ответ на вопрос, что выгоднее в данных конкретных условиях: вариант с большими капиталовложениями, но меньшими ежегодными эксплуатационными расходами $K_1 > K_2$; $C_{э1} < C_{э2}$ или вариант с меньшими капиталовложениями, но большими ежегодными эксплуатационными расходами. Величина $T_{ок}$ определяет период, в течение которого возмещаются дополнительные капиталовложения по более капиталоемкому варианту за счет экономии, получаемой на ежегодных эксплуатационных расходах [9].

Величину, обратную сроку окупаемости, $1/T_{ок}$ называют коэффициентом сравнительной экономической эффективности $k_э$. Он показывает, какова относительная ежегодная экономия эксплуатационных расходов в расчете на каждый рубль дополнительных капиталовложений по более дорогому варианту. Эффективность использования дополнительных капиталовложений тем выше, чем больше $k_э$.

Экономически целесообразный срок окупаемости называют нормативным сроком окупаемости $T_н$, отношение $1/T_н = k_{н.э}$ – нормативным коэффициентом экономической эффективности. Для расчетов в энергетике этот коэффициент принят равным 0,15.

Вычисленное по (4.10) значение срока окупаемости $T_{ок}$ сравнивается с нормативным $T_н$. При $T_{ок} = T_н$ сравниваемые варианты считаются равноэкономичными; при $T_{ок} < T_н$ экономичным будет вариант с бóльшими капитальными вложениями и меньшими годовыми эксплуатационными расходами; при $T_{ок} > T_н$ экономичнее будет вариант с меньшими капитальными вложениями и бóльшими годовыми эксплуатационными расходами.

При сравнении двух вариантов не всегда возникает необходимость в использовании метода срока окупаемости. Так, например, если один вариант имеет меньшие ежегодные эксплуатационные расходы и требует меньших капиталовложений ($C_{э1} < C_{э2}$; $K_1 < K_2$), то он является экономически более выгодным. Сюда относятся также и случаи, когда сравниваемые варианты имеют одинаковые ежегодные эксплуатационные рас-

ходы, но разные капиталовложения или наоборот, т. е. $K_1 = K_2$, $C_{э1} \gtrless C_{э2}$; $C_{э1} = C_{э2}$, $K_1 \gtrless K_2$.

Метод срока окупаемости имеет следующие недостатки:

1) значительный объем расчетов при попарном сопоставлении большого числа вариантов, что влечет за собой очень большой объем расчетных работ;

2) искаженное представление об относительной экономической эффективности рассматриваемых вариантов при незначительной разнице в капиталовложениях и соответственно в ежегодных эксплуатационных расходах. Так, например [10], при $K_1 = 20$ тыс. руб., $K_2 = 19{,}5$ тыс. руб., $C_{э1} = 2{,}0$ тыс. руб., $C_{э2} = 2{,}01$ тыс. руб.

$$T_{ок} = \frac{K_1 - K_2}{C_{э2} - C_{э1}} = \frac{20 - 19{,}5}{2{,}01 - 2} = 50 \text{ лет}.$$

При формальном рассмотрении результата можно сказать, что первый вариант экономически значительно хуже второго. Однако из сопоставления исходных данных видно, что сравниваемые варианты практически равноценны, так как разница между ними находится в пределах погрешностей расчетов.

Расчет по (4.1) дает следующее:

$$З_1 = 2{,}0 + 0{,}12 \cdot 20 = 4{,}4 \text{ тыс. руб.};$$

$$З_2 = 2{,}01 + 0{,}12 \cdot 19{,}5 = 4{,}35 \text{ тыс. руб.},$$

что говорит о практической равноэкономичности вариантов.

При технико-экономических расчетах следует учитывать все составляющие затрат в составе капитальных вложений: затраты на строительство новых объектов, расширение и реконструкцию уже действующих, приобретение оборудования, передачу части оборудования на другой объект и т. д. Ежегодные эксплуатационные расходы в системах электроснабжения промышленных предприятий определяют в основном следующими затратами:

1) на потери электроэнергии $C_п$;

2) на содержание обслуживающего персонала и текущий ремонт $C_{о.п}$;

3) на амортизацию $C_а$ (амортизационные отчисления);

4) на топливо, материалы, сырье и т. п. $C_м$ (вспомогательные расходы).

Амортизационные годовые отчисления складываются из отчислений на реновацию и капитальный ремонт:

$$C_а = C_р + C_{к.р}. \tag{4.11}$$

Реновация представляет собой полное восстановление основных фондов (первичной стоимости объекта) за естественный срок службы.

В СССР для возобновления снашивающихся основных фондов (оборудования, зданий, сооружений) создан специальный амортизационный фонд. Действующие плановые государственные нормы амортизации обеспечивают накопление денежных средств, необходимых для финансирования капитального ремонта, и возмещение изношенных основных фондов предприятий.

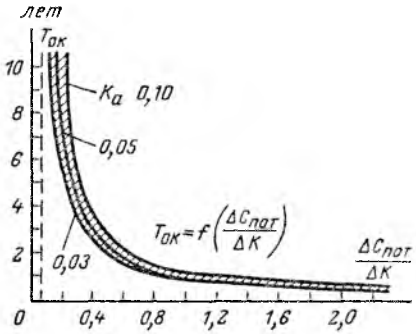


Рис. 4.1. Зависимость срока окупаемости от отношения разницы в стоимости потерь электроэнергии к разнице в капитальных затратах двух рассматриваемых вариантов

Расходы на содержание обслуживающего персонала и текущий ремонт, а также вспомогательные расходы разных вариантов чаще всего одинаковы или настолько близки, что их можно не включать при сопоставлении вариантов.

Таким образом, сравниваемые ежегодные эксплуатационные расходы $C_э$ рассматриваемых вариантов определяют выражением

$$C_э = C_п + C_а. \tag{4.12}$$

С учетом (4.12) выражение (4.10) можно преобразовать следующим образом:

$$T_{ок} = \frac{K_1 - K_2}{C_{э2} - C_{э1}} = \frac{K_1 - K_2}{C_{п2} + C_{а2} - C_{п1} - C_{а1}},$$

или

$$T_{ок} = \frac{K_1 - K_2}{C_{п2} - C_{п1} - (C_{а1} - C_{а2})}. \tag{4.13}$$

Если учесть, что $C_а = k_а K$, где $C_а$ – годовые амортизационные отчисления; K – капиталовложения; $k_а$ – коэффициент амортизационных отчислений, то (4.13) при одинаковом значении $k_а$ может быть преобразовано:

$$T_{ок} = \frac{K_1 - K_2}{-C_{п1} + C_{п2} - k_а (K_1 - K_2)} = \frac{\Delta K}{\Delta C_п - k_а \Delta K},$$

или

$$T_{ок} = \frac{1}{\Delta C_п / \Delta K - k_а}. \tag{4.14}$$

Зависимость (4.14) может быть выражена графически (рис. 4.1). Кривые построены для коэффициентов амортизационных отчислений, имеющих место в энергетических установках и лежащих в пределах от 0,03 (для кабельных линий) до 0,1 (для оборудования подстанций). Кривые на рис. 4.1 показывают, что увеличение срока окупаемости сверх 7–8 лет дает малое относительное снижение эксплуатационных расходов на каждый рубль дополнительных капиталовложений, чем оправдывается целесообразность действующего значения нормативного срока окупаемости в энергетике, равного 7 годам.

б) Решение, принимаемое на основании рассмотрения трех вариантов и более. При рассмотрении трех вариантов и более вместо формулы (4.10) срока окупаемости в его исходной форме целесообразнее использовать (4.1).

В § 4.2 приведены основные формулы для расчета приведенных годовых затрат в зависимости от условий ввода промышленного объекта в эксплуатацию (срока ввода, характера изменения капиталовложений и эксплуатационных расходов по годам рассматриваемого периода и т. п.).

При выборе оптимального варианта фактически следует рассматривать некоторую зону оптимальных решений, в пределах которой находятся равноэкономичные варианты. Наличие такой зоны связано прежде всего с неточностью и неполнотой задания исходной информации, погрешностью метода расчета, а также характером зависимости приведенных затрат *вблизи оптимума*.

Следует учитывать также при технико-экономических расчетах в энергетике, что наряду с детерминированной используют вероятностную исходную информацию (ожидаемые электрические нагрузки, характеристики оборудования и т. д.). Поэтому целесообразнее говорить о минимуме математического ожидания приведенных годовых затрат как о критерии оптимальности сравниваемых вариантов.

В соответствии с методикой технико-экономических расчетов ежегодные расходы по эксплуатации жилищных зданий и культурно-бытовых помещений в состав выражения (4.12) не включают.

Действующие нормы амортизационных отчислений определены без учета того, что эти отчисления до момента расходования их по прямому *назначению используют на других участках народного хозяйства. С* учетом последнего, а также требования, чтобы сумма отчислений на реновацию за весь срок службы объекта и доход от нее, который может быть получен в результате использования этих средств на других участках народного хозяйства, равнялись первоначальным капитальным вложениям в данный объект, т. е. обеспечивали простое воспроизводство его, амортизационные отчисления на реновацию определяют по формуле

$$C_{\text{р}} = k_{\text{а, р}} K_{\text{ос}} = \frac{k_{\text{н, э}} K_{\text{ос}}}{(1 + k_{\text{н, э}})^{100/B} - 1}, \qquad (4.15)$$

где $K_{\text{ос}}$ – капитальные вложения в основные производственные фонды, которые для технико-экономических расчетов определяют как разность между объемом финансирования на данный год и значением реализуемых в том же году возвратных сумм, включающих стоимость сооружений и оборудования, которые передаются другим ведомствам в постоянное пользование и реализуются по ценам с учетом физического и морального износа; $k_{\text{а, р}}$ – приведенный коэффициент амортизационных отчислений на реновацию; B – действующая норма амортизационных отчислений на реновацию, %; $100/B$ – срок службы оборудования.

Для тех видов основных фондов, по которым отсутствуют утвержденные нормы амортизационных отчислений, в (4.15) вместо величины $100/B$ следует подставлять срок службы $t_{\text{сл}}$ данного оборудования или установки. Для объектов со сроком службы 30 лет и более отчисления на реновацию можно не учитывать. Сумму амортизационных отчислений на капитальный ремонт определяют в соответствии с утвержденными нормами.

В экономических расчетах по энергетике следует пользоваться нормами *амортизационных отчислений на отдельные виды оборудования* (табл. 4.1), составленными с учетом сроков службы и интенсивности их использования.

Таблица 4.1. **Нормы амортизационных отчислений на основное электрооборудование и электрические линии**

Сооружения	Норма амортизационных отчислений $k_а$, %
ВЛ на металлических или железобетонных опорах на напряжение:	
до 20 кВ	3,5
35—160 кВ	2,8
220 кВ и выше	2,4
ВЛ на опорах из пропитанной древесины на напряжение:	
до 20 кВ	6,6
35—160 кВ	5,3
ВЛ на деревянных опорах с железобетонными пасынками на напряжение:	
до 20 кВ	5,3
35—160 кВ	4,2
Кабельные линии, проложенные в земле и под водой, на напряжение:	
до 10 кВ	3
35 кВ	4,1
110 кВ	2,2
Кабельные линии, проложенные в помещении или на открытом воздухе, на напряжение:	
до 10 кВ	2,4
35 кВ	3,3
Распредустройства и подстанции	6,3
Токопроводы на напряжения 6—10 кВ	3
Батареи статических конденсаторов	7,5
Электродвигатели мощностью:	
до 100 кВт	10,2
выше 100 кВт	7,4

В (4.15) используют приведенную норму амортизационных отчислений на реновацию. Это связано с тем, что до момента расходования их на приобретение нового оборудования взамен изношенного они используются на других участках народного хозяйства и дают доход. Исходя из этого, можно было бы определить также приведенную норму амортизационных отчислений на капитальный ремонт. Однако с целью упрощения расчетов используют обычно действующую норму этих отчислений.

В системах электроснабжения промышленных предприятий, как правило, все объекты сооружаются менее чем за 1 год, и поэтому при расчетах используют (4.1) или (4.2). При технико-экономических расчетах систем электроснабжения с учетом их развития можно использовать (4.5) и (4.6). Если сравниваемые варианты различны по надежности, а также не обеспечивают одинакового качества напряжения у потребителей, то в формулы приведенных затрат следует включить вероятный ежегодный убыток от перерывов электроснабжения потребителей $У_п$ и математическое ожидание убытка от снижения качества напряжения $У_к$, т. е.

$$З = k_{н.э}K + С_э + У_п + У_к. \qquad (4.16)$$

Значения $У_п$ и $У_к$ могут быть определены на основании следующих выражений:

$$У_п = Э_н y_с; \tag{4.17}$$

$$У_к = (k_1 \delta U_{ср} + k_2 \delta U_{ск})\, Э, \tag{4.18}$$

где $Э_н$ – количество недоотпущенной электроэнергии; $y_с$ – средний удельный убыток; k_1, k_2 – коэффициенты, зависящие от типа потребителей; $\delta U_{ср}$, $\delta U_{ск}$ – соответственно среднее и среднеквадратичное отклонения напряжения на шинах потребителя за год; Э – количество электроэнергии, потребляемой за год.

Формулы (4.17) и (4.18) приведены в качестве примера и не носят директивного характера. Экономическая оценка последствий перерыва электроснабжения по объему недополученной предприятием электроэнергии может быть использована лишь в отдельных случаях [11].

Народнохозяйственный убыток определяется следующими убытками предприятия:

1) недовыработкой продукции агрегата, цеха, предприятия, комбината, вызывающей повышенный расход различных ресурсов на ее компенсацию за счет сверхурочных работ, интенсификации технологических процессов с повышенными расходами материала, энергии и пр.;

2) браком продукции (частично или полностью);

Таблица 4.2. **Основные показатели, характеризующие надежность электрооборудования и линий**

Элемент	Параметр потока отказов ω, 1/год	Время восстановления $T_в$, ч	Частота плановых ремонтов μ, 1/год	Продолжительность планового ремонта $T_п$, ч
Трансформатор с высшим напряжением, кВ:				
220	0,02	250	1	40
110	0,015	200	1	30
35 – 20	0,02	150	1	30
6 – 10 (кабельная сеть)	0,005	100	0,5	10
6 – 10 (воздушная сеть)	0,05	100	0,5	10
Воздушные линии с АПВ напряжением, кВ:				
на металлических или железобетонных опорах:				
220	0,7	16	6	8
110	1	14	5	8
35	2	12	5	8
на деревянных опорах:				
110	0,5	10	7	8
35	1,2	8	6	8
10	2	5	4	8
Кабели напряжением, кВ:				
6 – 10 (в грунте)	3	40	1	8
6 – 10 (в блоках)	0,5	5	1	8

3) порчей оборудования (частично или полностью);

4) расстройством технологического процесса;

5) оплатой простоя рабочим за время перерывов в электроснабжении;

6) оплатой пенсий лицам, лишившимся трудоспособности при несчастных случаях, вызванных перерывами в электроснабжении, оплатой листков временной нетрудоспособности и т. д.

При определении убытка можно использовать приведенные в технической литературе данные по повреждениям. Убыток от подачи электроэнергии низкого качества (отклонения от номинальных напряжений и частоты) рассматривается в специальной литературе.

Учет надежности (табл. 4.2) в технико-экономических расчетах дает возможность более обоснованно выбрать основные параметры системы промышленного электроснабжения.

4.4. Использование математических методов в технико-экономических расчетах

В настоящее время в технико-экономических расчетах применяют различные математические методы. Это объясняется тем, что современное проектирование систем электроснабжения промышленных предприятий связано с многочисленными и разнообразными расчетами. При этом одна часть экономических расчетов, проводимых на промышленных предприятиях и в проектных организациях, не требует сложного математического аппарата (например, проверка сечений участков линий, расчет потерь электроэнергии в трансформаторах и т. д.), другая часть экономических расчетов (выбор рациональных напряжений для систем электроснабжения промышленных предприятий, экономически целесообразных сечений линий и т. д.) связана с использованием методов классического анализа (аппроксимации, интерполяции).

Технико-экономические расчеты по оптимизации проектируемых объектов, возможной реконструкции систем электроснабжения промышленных предприятий с целью увеличения пропускной способности линий требуют более сложных математических методов, таких как линейное, нелинейное, динамическое программирование и др. Использование математических методов для решения технико-экономических задач позволяет широко применять цифровые ЭВМ при проектировании и эксплуатации систем промышленного электроснабжения.

При решении технико-экономических задач годовые приведенные затраты $З$, являющиеся функцией действительного переменного x (в качестве x могут быть взяты сечение провода s, напряжение U, мощность S и другие величины), известны лишь эмпирически, т. е. только значения $З_1$; $З_2$; $З_3$; ...; $З_n$, которые функция $З = f(x)$ принимает при некоторых рассматриваемых значениях аргумента x_1; x_2; x_3; ...; x_n, полученных из расчетов или в результате эксперимента.

По значениям, полученным в результате технико-экономических расчетов, составляют таблицы и строят соответствующие графики зависимостей. Так, имея, например, различные сечения жил кабельной линии при постоянных пропускаемой по ней мощности, длине, напряжении и тарифе на электроэнергию, можно получить зависимость, представленную на рис. 4.2.

Известно, что когда функциональную зависимость задают в виде таблицы или графика, ее можно с достаточной точностью представить в виде функции, удобной для последующей математической обработки.

Полученная на рис. 4.2 зависимость может быть описана математически, найдена точка экстремума, характеризующая сечение проводов линий, при котором годовые приведенные затраты будут минимальными. Такое решение может рассматриваться как экономически целесообразное. Точку экстремума, соответствующую минимуму затрат, можно найти различными способами.

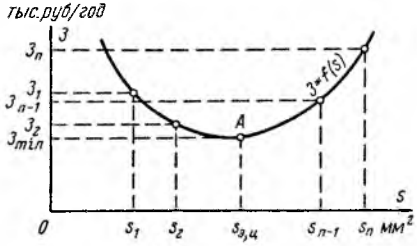


Рис. 4.2. Зависимость годовых приведенных затрат на линии от сечения проводов

Для выявления характера зависимостей, получаемых при экономических расчетах по детальным или укрупненным технико-экономическим показателям, используют различные численные методы. Ниже рассмотрены некоторые методы приближения функций для выбора рациональных напряжений питающих и распределительных сетей, экономически целесообразных сечений проводов, шин и жил кабелей в зависимости от ряда технических и экономических факторов.

а) Методы приближения функций. Известно, что функция может быть задана многими способами, основными из которых являются следующие:

в явном виде с помощью аналитической формулы, содержащей конечное число основных операций (арифметических, алгебраических и т. п.);

в неявном виде с помощью аналитической формулы вида $F(x, y) = 0$, содержащей конечное число операций;

с помощью системы целых многочленов, каждый из которых близок к функции на определенном промежутке изменения независимого переменного; этот способ задания называют способом аппроксимирующих многочленов;

с помощью таблицы значений функции.

Каждый из перечисленных способов задания функции допускает определенный метод вычисления этой функции. Для ряда технико-экономических задач характерно табличное задание функции. Такую функцию с определенной точностью можно заменить другой приближенной функцией, наиболее удобной для математической обработки.

Следует отметить, что точное математическое решение многих задач связано с принципиальными трудностями. При использовании какого-либо приближенного метода решения задачи фактически решается другая, «аппроксимирующая» задача. В связи с этим вопросы приближения функции имеют исключительно важное значение для практических целей.

В ряде задач требования к точности приближенных решений оказываются высокими. Поэтому особое значение имеют такие приближенные методы, которые дают принципиальную возможность находить решения задач со сколь угодно большой точностью путем перехода от одного приближения к последующему по единой схеме, предписываемой данным методом.

Известно несколько способов приближения функций, к основным из которых относятся интерполирование, квадратическое приближение, среднее степенное приближение, равномерное (наилучшее) приближение.

Принцип, лежащий в основе теории интерполирования, заключается в том, что искомый полином $P_n(x)$ в ряде указанных точек должен принимать те же значения, что и данная функция $f(x)$, т. е. разность между искомым полиномом и данной функцией в этих точках должна обращаться в нуль:

$$P_n(x) - f(x) = 0. \qquad (4.19)$$

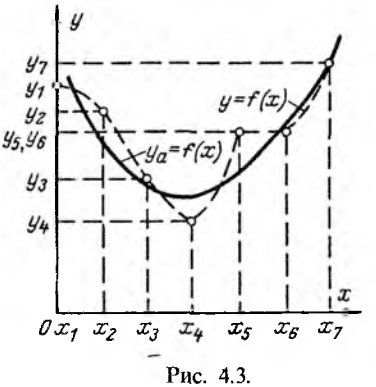


Рис. 4.3.

При равномерном приближении максимум (в основном промежутке) абсолютного значения разности между $P_n(x)$ и $f(x)$ должен иметь значение, сколь угодно мало отличающееся от нуля: $\max |P_n(x) - f(x)| \neq 0$.

При степенном приближении функций интеграл вида $\int |P_n(x) - f(x)|^s dx$ ($s > 0$), распространенный на основной промежуток, должен иметь, так же как и при равномерном приближении, значения, сколь угодно мало отличающиеся от нуля. Особенно важен случай, когда $s = 2$ (квадратическое приближение). Средние степенные приближения являются обобщением квадратических и в известном смысле предельный их случай – наилучшие приближения Чебышева.

В практике проектирования и эксплуатации систем промышленного электроснабжения получили применение такие методы приближения функции, как аппроксимирование и интерполирование.

Значения, полученные в результате экономических расчетов, обычно располагают в координатной системе (рис. 4.3) так, что провести по этим точкам достаточно плавную кривую $y_a = f(x)$ невозможно. Это затрудняет описание рассматриваемых зависимостей математически и иногда исключает аналитическое решение задачи. Для выявления характера подобных экономических зависимостей используют указанные выше математические методы. Это вполне допустимо, потому что полученные в виде точек с координатами x_1, y_1; x_2, y_2; x_3, y_3; x_4, y_4; x_5, y_5; x_6, y_6; x_7, y_7 данные экономических расчетов отклоняются от плавной кривой зависимости по причинам, которые в экономических расчетах не следует учитывать (например, резкие отклонения стоимостей трансформаторов при переходе от одного габарита к другому, то же при изменениях типов аппаратов в схемах и т. п.). В таких случаях аппроксимация дает более правильный для экономических расчетов характер зависимости.

Существует много методов интерполяции и аппроксимации. Рассмотрев наиболее употребительные из них и учитывая, что изменение аргумента по оси x имеет разные интервалы (например, сечения проводов и жил кабелей 10, 16, 25, 35, 50, 70, 95, 120 мм^2 и т. д.), рекомендуется в зависимости от конкретных условий использовать аппроксимацию или интерполяцию.

б) Методы интерполяции в технико-экономических расчетах. Интерполирование функции $y = f(x)$ на определенном отрезке состоит в приближенной замене функции $f(x)$ на данном отрезке одной из функций $P_n(x)$, причем функция $P_n(x)$ такова, что в точках $x_0, x_1, x_2, \ldots, x_n$ она принимает те же значения, что и $f(x)$. Указанные точки $x_0, x_1, x_2 \ldots, x_n$ называют узлами интерполяции, а $P_n(x)$ – интерполирующей функцией.

Если класс $P_n(x)$ представлен классом степенных многочленов, интерполяцию называют параболической. Параболическая интерполяция весьма удобна: многочлены просты по форме, легко вычисляются, их удобно дифференцировать и интегрировать. Поэтому параболическая интерполяция является наиболее распространенной.

При точечной интерполяции (рекомендуется для экономических расчетов, когда аргумент имеет не более трех-четырех точек) определяют многочлены, значения которых точно совпадают со значениями функции в узлах интерполяции. Степень многочлена (полинома) должна быть на единицу меньше числа точек интерполяции.

Пусть функция $f(x)$ задана таблично, т. е. в узлах интерполяции x_0, $x_1, x_2, \ldots, x_n$ заданы значения функции $y_0, y_1, y_2, \ldots, y_n$. Требуется найти точку экстремума этой эмпирической функции. Предполагаем, что график функции $f(x)$ является плавной кривой, т. е. касательная к кривой $f(x)$ всюду между узлами интерполяции наклонена к оси $0x$ под углом, меньшим или большим, но не близким к $\pi/2$.

Тогда по значениям функции в узлах интерполяции можно определить отрезок на оси $0x$, содержащий точку экстремума. Если функция $y = f(x)$ задана значениями

$$x_0, x_1, x_2, x_3, \ldots, x_n;$$

$$y_0, y_1, y_2, y_3, \ldots, y_n,$$

то интерполяционный полином Лагранжа для этой функции можно записать следующим образом:

$$P_n(x) = \frac{(x - x_1)\ldots(x - x_n)}{(x_0 - x_1)(x_0 - x_2)\ldots(x_0 - x_n)} y_0 + \\ + \frac{(x - x_0)(x - x_2)\ldots(x - x_n)}{(x_1 - x_0)(x_1 - x_2)\ldots(x_1 - x_n)} y_1 + \ldots \\ \ldots + \frac{(x - x_0)(x - x_1)\ldots(x - x_{n-1})}{(x_n - x_0)(x_n - x_1)\ldots(x_n - x_{n-1})} y_n. \qquad (4.20)$$

В этих формулах x – текущее значение аргумента. Для нахождения P, например при $x_0 < x_a < x_1$, необходимо в формулу интерполяционного полинома Лагранжа вместо x подставить x_a.

Для повышения точности интерполирования стремятся, чтобы интерполирующая функция имела достаточное число параметров (параметрами полинома являются его коэффициенты, т. е. если для приближения используют алгебраический полином степени n, то такими параметрами будут $n + 1$ коэффициент полинома), за счет изменения которых можно было бы заставить ее отвечать некоторому числу заданных значений исходной функции. С другой стороны, для простоты вычислений стремятся уменьшить степень полинома $P_n(x)$.

Для одной и той же интерполируемой функции по одним и тем же данным можно составить несколько различных интерполирующих функций, которые будут совпадать между собой и с исходной функцией только в заданных узлах интерполирования, а для промежуточных значений аргумента все интерполирующие функции будут приближенно воспроизводить исходную функцию с различной точностью.

Интерполирование не всегда дает удовлетворительное решение задачи о приближении функции с заданной точностью на данном промежутке, так как совпадение функции $f(x)$ с полиномом $P_n(x)$ в заданных точках не гарантирует малость $[f(x) - P_n(x)]$ на отрезке между этими точками. Поэтому алгебраические полиномы обычно используют, когда функцию нужно приблизить только на сравнительно небольшом участке.

Применение интерполирования для технико-экономических расчетов промышленного электроснабжения вполне приемлемо, так как интерполируемая функция $З = f(x)$ является достаточно плавной кривой, не имеющей резких выбросов, дающих большую погрешность при интерполировании. Погрешность интерполирования можно свести к погрешности того же порядка, которая принята в исходных данных, определяющих узлы интерполирования. Для этого необходимо процесс интерполирования вести с оценкой погрешности. Методы оценки погрешности для интерполирования с помощью степенных полиномов разработаны достаточно хорошо. Процесс интерполирования весьма однообразен: при каждом вычислении все операции повторяются в строго установленном порядке – процесс имеет стройный алгоритм. Поэтому интерполирование выполняют на цифровых ЭВМ.

Доказано, что для всякой функции $f(x)$ можно найти единственный многочлен $P_n(x)$, который удовлетворяет следующим условиям:

$$\left.\begin{aligned} P_n(x_0) &= f(x_0) = y_0; \\ P_n(x_1) &= f(x_1) = y_1; \\ &\cdots\cdots\cdots \\ P_n(x_n) &= f(x_n) = y_n. \end{aligned}\right\} \qquad (4.21)$$

Однако формы записи интерполяционного многочлена $P_n(x)$ могут быть различными. Каждая форма имеет свои вычислительные особенности. Так, если использовать интерполяционный полином Ньютона, можно написать зависимость приведенных годовых затрат от сечения проводов линии $З = f(s)$ следующим образом:

$$З = З_1 + A_1(s - s_1) + B_1(s - s_1)(s - s_2) + C_1(s - s_1)(s - s_2)(s - s_3). \qquad (4.22)$$

Продифференцировав это уравнение для нахождения экстремума, приравняв первую производную нулю и произведя ряд математических преобразований для случая, когда рассматривают три сечения проводов линии s_1, s_2 и s_3, получают:

$$s_{э.н} = \frac{s_1 + s_2}{2} - \frac{\Delta' s_1}{2\alpha}, \qquad (4.23)$$

где $\alpha = \dfrac{\Delta З_2}{\Delta З_1}\dfrac{\Delta s_1}{\Delta s_2} - 1$; $\Delta s_1 = s_2 - s_1$; $\Delta З_1 = З_2 - З_1$; $\Delta s_2 = s_3 - s_2$; $\Delta З_2 = З_3 - З_2$; $\Delta' s_1 = s_3 - s_1$; $З_1$, $З_2$ и $З_3$ – приведенные затраты, соответствующие сечениям s_1, s_2 и s_3; $s_{э.ц}$ – экономически целесообразное сечение.

Когда рассматривают четыре сечения (s_1, s_2, s_3 и s_4), решение приводит к квадратичному уравнению

$$\alpha' s_{э.ц}^2 + \beta s_{э.ц} + \gamma = 0, \tag{4.24}$$

где α', β и γ – коэффициенты, определяемые в зависимости от величин s и $З$.

Для пяти сечений ($s_1 - s_5$) получают

$$\alpha_1 s_{э.ц}^3 + \beta_1 s_{э.ц}^2 + \gamma_1 s_{э.ц} + \delta = 0. \tag{4.25}$$

Решая эти уравнения, определяют экономически целесообразное сечение $s_{э.ц}$, т. е. сечение, соответствующее минимальным приведенным затратам. При рассмотрении вариантов реконструкции и модернизации систем промышленного электроснабжения в капитальных затратах учитывают суммы возврата за реализацию снятого оборудования с учетом износа его за время нахождения в эксплуатации. Все эти и другие величины могут изменяться, и это отражается на суммах K и $C_э$, но общий закон, выражаемый (4.1) для определения приведенных затрат, сохраняется.

Практически при равноотстоящих узлах использовать полином Ньютона намного удобнее, так как добавление нового узла с целью улучшения приближения не меняет расчетных данных и приходится вычислять дополнительно только один член, тогда как полином Лагранжа нужно каждый раз считать заново. Однако при неравных промежутках интерполирования полином Ньютона требует вычисления разделенных разностей различных порядков, что усложняет расчеты, в то время как интерполяционный полином Лагранжа исключает подобные вычисления. Хотя для одной и той же функции оба полинома совпадают, внешне они несхожи, так как члены в них сгруппированы различным образом.

Учитывая, что при технико-экономических расчетах систем промышленного электроснабжения имеют место неравно отстоящие узлы (например, шкала напряжений 6, 10, 20, 35, 110, 220 кВ; шкала сечений проводов и жил кабелей 10, 16, 25, 35, 50, 70, 95, 120 мм^2), наиболее целесообразно применять полином Лагранжа. При этом для облегчения вычислений используют цифровые ЭВМ. Важным свойством лагранжевых коэффициентов является то, что при линейном преобразовании переменного x (в качестве которого используют искомые напряжения, сечения и т. д.) форма лагранжевых коэффициентов не меняется.

При интерполировании функции $f(x)$ по одной из интерполяционных формул на некотором отрезке происходит замена этой функции полиномом $P_n(x)$, совпадающим с ней в $(n+1)$ данной точке отрезка. В остальных же точках этого отрезка разность

$$R(x) = f(x) - P_n(x) \tag{4.26}$$

в общем случае отлична от нуля и представляет собой истинную погрешность метода. Величину $R(x)$ называют остаточным членом интерполирования. При построении интерполяционного полинома известны не точные значения интерполируемой функции в узлах интерполяции, а приближенные. За счет этого возникает неустранимая погрешность.

В технико-экономических расчетах систем промышленного электроснабжения интерполируемая функция обычно задана таблично и аналитическое выражение ее неизвестно. Поэтому оценка погрешности интерполяционного полинома, строго говоря, является невозможной. Однако, учитывая, что природа интерполируемых функций в этом случае такова, что графики их представляют собой плавные кривые, можно приближенно определить погрешности интерполирующих полиномов на основании значений конечных разностей высших порядков.

То обстоятельство, что для экономических расчетов при числе заданных узлов меньше четырех рекомендуется точечная интерполяция, а при числе заданных узлов больше четырех – точечная аппроксимация, не является случайным. Дело в том, что при интерполировании с помощью степенных полиномов с увеличением числа заданных узлов интерполирования возрастает порядок интерполяционного полинома. Однако это не всегда приводит к улучшению приближения функции на рассматриваемом отрезке. В этом случае целесообразнее применять другой способ приближения функции, а именно способ среднеквадратического приближения.

в) Методы аппроксимации в технико-экономических расчетах. При интерполировании с помощью степенных полиномов увеличение порядка интерполяционного полинома не всегда приводит к улучшению приближения функции на заданном отрезке. Кроме того, если значения функции в узлах интерполирования определены экспериментально или получены расчетным путем, они всегда содержат ошибки эксперимента или расчета. Поэтому целесообразно выбирать такой способ построения заменяющей функции $P_n(x)$, при котором эти ошибки не оказывали бы существенного влияния на окончательный результат.

Поставим задачу отыскания аналитического выражения для $y = f(x)$ по заданным значениям аргумента (рис. 4.3). Для того чтобы задача стала определенной, в качестве аппроксимирующей функции возьмем многочлен $P_n(x)$ степени n. Выбор степени многочлена зависит от требуемой точности аппроксимации. Графически это означает, что на плоскости требуется провести параболу n-й степени, проходящую насколько возможно ближе ко всем точкам, полученным из расчета или эксперимента.

Согласно методу наименьших квадратов наилучшей кривой является та, для которой сумма квадратов отклонений минимальна. Для того чтобы пользоваться методом наименьших квадратов, предварительно выведем правило, которое сведет этот метод при расчетах к достаточно простым вычислительным приемам. Пусть задана эмпирическая функция x_i, y_i

$$x_1,\ x_2,\ x_3,\ \ldots,\ x_{n-1},\ x_n;$$

$$y_1,\ y_2,\ y_3,\ \ldots,\ y_{n-1},\ y_n.$$

Для простоты положим, что данную эмпирическую функцию можно аппроксимировать многочленом второй степени

$$y = a + bx + cx^2. \tag{4.27}$$

Найдем его коэффициенты a, b и c, т. е. такие их значения, при которых график многочлена проходит возможно ближе к каждой точке x_i, y_i, где $i = 1, 2, \ldots, n$. Обозначив через ε_i отклонения значений y_i от табличных и подставив последние в (4.27), получим

$$\left.\begin{aligned}
\varepsilon_1 &= a + bx_1 + cx_1^2 - y_1;\\
\varepsilon_2 &= a + bx_2 + cx_2^2 - y_2;\\
\varepsilon_3 &= a + bx_3 + cx_3^2 - y_3;\\
&\cdots\cdots\cdots\\
\varepsilon_n &= a + bx_n + cx_n^2 - y_n.
\end{aligned}\right\} \tag{4.28}$$

В этой системе неизвестными являются a, b и c, а значения x_1, x_2, x_3, $\ldots$, x_n – коэффициентами при них.

Наилучшими значениями чисел a, b и c будут такие, при которых сумма квадратов отклонений ε_i будет наименьшей, т. е.

$$\sum_{i=1}^{n} \varepsilon_i^2 = \varepsilon_1^2 + \varepsilon_2^2 + \varepsilon_3^2 + \ldots + \varepsilon_n^2 = \min f(a, b, c) \tag{4.29}$$

или

$$\sum_{i=1}^{n} (a + bx_i + cx_i^2 - y_i)^2 = (a + bx_1 + cx_1^2 - y_1)^2 +$$

$$+ (a + bx_2 + cx_2^2 - y_2)^2 + \ldots + (a + bx_n + cx_n^2 - y_n)^2 =$$

$$= \min f(a, b, c). \tag{4.30}$$

Для того чтобы функция $f(a, b, c)$ имела наименьшее значение, необходимо, чтобы частные производные по a, b и c (каждая в отдельности) равнялись нулю, т. е.

$$\frac{\partial f}{\partial a} = 0; \quad \frac{\partial f}{\partial b} = 0; \quad \frac{\partial f}{\partial c} = 0.$$

Взяв частные производные (4.30), получим нормальную систему уравнений относительно неизвестных a, b и c:

$$\left.\begin{aligned}
&(a + bx_1 + cx_1^2 - y_1) + (a + bx_2 +\\
&+ cx_2^2 - y_2) + \ldots + (a + bx_n + cx_n^2 - y_n) = 0;\\
&x_1(a + bx_1 + cx_1^2 - y_1) + x_2(a + bx_2 +\\
&+ cx_2^2 - y_2) + \ldots + x_n(a + bx_n + cx_n^2 - y_n) = 0;\\
&x_1^2(a + bx_1 + cx_1^2 - y_1) + x_2^2(a + bx_2 +\\
&+ cx_2^2 - y_2) + \ldots + x_n^2(a + bx_n + cx_n^2 - y_n) = 0.
\end{aligned}\right\} \tag{4.31}$$

Систему (4.31) нетрудно записать, пользуясь следующим простым правилом. Чтобы получить первое уравнение нормальной системы (4.31),

складывают почленно правые части системы (4.28) и приравнивают эту сумму нулю. Для получения второго уравнения системы (4.31) правые части каждого уравнения системы (4.28) умножают соответственно на коэффициент при неизвестном b, складывают произведения и их сумму приравнивают нулю. Таким же образом поступают и для получения третьего уравнения системы: умножают правые части каждого уравнения системы (4.28) соответственно на коэффициент при c, складывают эти произведения и приравнивают их сумму нулю.

Систему уравнений (4.31) решают обычными алгебраическими методами. Число уравнений системы (4.31) всегда равно числу неизвестных, в то время как число уравнений системы (4.28) равно числу пар значений x_i, y_i. Если желательно методом наименьших квадратов получить удовлетворительное решение, число пар заданных значений x_i, y_i должно быть больше, чем число неизвестных коэффициентов a, b, c, ..., k.

Приведенное выше правило пригодно и для аппроксимации эмпирической функции многочленом более высокой степени, чем вторая.

Если таблица значений интерполируемой функции получена экспериментальным или расчетным путем, то значения функции, полученные в результате аппроксимации, как правило, лучше исходных. Это объясняется тем, что при аппроксимации по методу наименьших квадратов имеется тенденция к сглаживанию случайных ошибок.

г) Определение точек экстремума эмпирических функций в технико-экономических расчетах. В технико-экономических расчетах систем промышленного электроснабжения часто требуется отыскать точки экстремума функций, заданных таблично. В таблице задают значения приведенных годовых затрат в зависимости от напряжения или сечения жил кабеля и т. п. В таких задачах функция ежегодных приведенных затрат всегда положительна, а график функции хорошо аппроксимируется параболой второй, третьей или максимум четвертой степени, причем кривая имеет один слабо выраженный минимум. Для отыскания точки экстремума эмпирической функции аппроксимируем ее многочленом $P_n(x)$ степени n.

Исходя из специфики технико-экономических задач промышленного электроснабжения, считаем аппроксимацию достаточно хорошей, если среднеквадратическая ошибка $\sigma = \sqrt{\dfrac{\sum_{i=1}^{n} \varepsilon_i^2}{n-1}}$ не превышает 10% среднеарифметического табличных значений эмпирической функции. В противном случае аппроксимируют функцию многочленом более высокой степени.

Отыскав методом наименьших квадратов многочлен $P_n(x)$, найдем производную $P_n'(x)$ и приравняем ее нулю. Решив уравнение $P_n'(x) = 0$, найдем искомую точку экстремума.

Пример 4.1. В результате расчета получена зависимость приведенных годовых затрат $З_i$ от сечений кабеля s_i:

s_i, мм^2	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185
$З_i$, тыс. руб/год	360	340	320	290	280	270	300	340	400	470

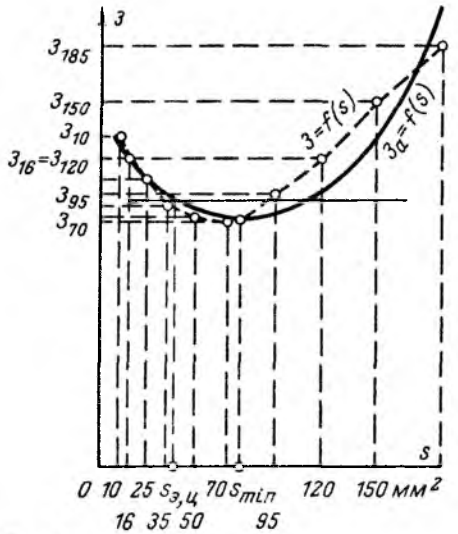


Рис. 4.4.

По расположению точек на плоскости (рис. 4.4) видим, что, вероятно, достаточно заданную функцию аппроксимировать многочленом второй степени $З = a + bs + cs^2$.

Составим систему уравнений, характеризующих отклонения:

$$\left.\begin{aligned}
\varepsilon_1 &= a + 10b + 100c - 360;\\
\varepsilon_2 &= a + 16b + 256c - 340;\\
\varepsilon_3 &= a + 25b + 625c - 320;\\
\varepsilon_4 &= a + 35b + 1225c - 290;\\
\varepsilon_5 &= a + 50b + 2500c - 280;\\
\varepsilon_6 &= a + 70b + 4900c - 270;\\
\varepsilon_7 &= a + 95b + 9025c - 300;\\
\varepsilon_8 &= a + 120b + 14\,400c - 340;\\
\varepsilon_9 &= a + 150b + 22\,500c - 400;\\
\varepsilon_{10} &= a + 185b + 34\,225c - 470.
\end{aligned}\right\}$$

Запишем нормальную систему, пользуясь уже известным правилом:

$$\begin{aligned}
10a + \quad 756b + \quad 89\,756c - \quad 3370 &= 0;\\
756a + \quad 89\,756b + \quad 12\,823\,596c - \quad 276\,340 &= 0;\\
89\,756a + 12\,823\,596b + 1\,998\,638\,036c - 35\,390\,540 &= 0.
\end{aligned}$$

Используем для решения системы метод Гаусса. Из коэффициентов при неизвестных в уравнениях системы составим матрицу. Если добавить к ней столбец, состоящий из свободных членов, то получим так называемую расширенную матрицу системы

$$\begin{pmatrix}
10 & 756 & 89\,756 & -3370\\
756 & 89\,756 & 12\,823\,596 & -276\,340\\
89\,756 & 12\,823\,596 & 1\,998\,638\,036 & -35\,390\,540
\end{pmatrix}.$$

Оставляем первую строку без изменения, а вторую и третью преобразовываем. Умножаем все элементы второй строки на $-75{,}6$ и результаты прибавляем к соответствующим элементам второй строки. Далее умножаем все элементы первой строки на $-8975{,}6$ и результаты прибавляем к соответствующим элементам третьей строки. Множители подбираются так, чтобы все элементы первого столбца, кроме первого элемента, были равны нулю:

$$\begin{pmatrix}
10 & 756 & 89\,756 & -3\,370\\
0 & 32\,602 & 6\,038\,042 & -21\,568\\
0 & 6\,038\,042 & 1\,193\,024\,082 & -5\,142\,768
\end{pmatrix}.$$

Теперь все элементы второй строки умножаем на $-\dfrac{6\,038\,042}{32\,602}$ и результаты прибавляем к соответствующим элементам третьей строки. Получаем

$$\begin{pmatrix}
10 & 756 & 89\,756 & -3\,370\\
0 & 32\,602 & 6\,038\,042 & -21\,569\\
0 & 0 & 72\,967\,217 & -1\,148\,374
\end{pmatrix}.$$

Таблица 4.3. **Зависимости годовых приведенных затрат и их среднеквадратических ошибок от сечения**

Затраты, тыс. руб/год	Сечение s_i, мм²									
	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185
$З_i$	360	340	320	290	280	270	300	340	400	470
$З$	356	341	321	303	284	272	280	312	384	500
ε_i	−4	+1	+1	+7	+4	+2	−20	−28	−16	+30

В курсе линейной алгебры доказывается, что такие преобразования расширенной матрицы приводят к системе уравнений, эквивалентной исходной.

Запишем эту систему:

$$10a + 756b + 89\,756c - 3\,370 = 0;$$

$$32\,602b + 6\,038\,042c - 21\,569 = 0;$$

$$72\,967\,217c - 1\,148\,374 = 0.$$

Из последнего уравнения этой системы находим неизвестное $c = 0{,}02$.

Решаем второе уравнение системы:

$$32\,602b + 6\,038\,042 \cdot 0{,}02 - 21\,568 = 0; \quad b = -3.$$

Наконец, из первого уравнения находим

$$10a - 756 \cdot 3 + 89\,756 \cdot 0{,}02 - 3370 = 0;$$

$$a = 384.$$

Получаем аппроксимирующий многочлен

$$З = 384 - 3s + 0{,}02s^2.$$

Находим среднеквадратическую ошибку, допустимую при вычислении приведенных годовых затрат, с помощью полученного аппроксимирующего многочлена. Для этого составляем таблицу отклонений (табл. 4.3):

$$\sum_{i=1}^{10} \varepsilon_i = -23; \quad \sum_{i=1}^{10} \varepsilon_i^2 = 2427;$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum \varepsilon_i^2}{9}} = \sqrt{\frac{2427}{9}} = 16; \quad \sigma = 16.$$

Полученное приближение достаточно хорошее, потому что σ составляет 5% среднеарифметического табличных значений функций. На рис. 4.4 сплошной линией показана кривая аппроксимирующего многочлена.

Для нахождения точки экстремума дифференцируем полученный многочлен и производную приравниваем нулю:

$$З' = -3 + 0{,}04s;$$

$$-3 + 0{,}04s = 0.$$

В точке экстремума находим $s_э = 75$ мм².

В технико-экономических расчетах систем промышленного электроснабжения зависимость годовых затрат $З = f(s)$ имеет слабо выраженный минимум, т. е. на некотором участке $s_к$, $s_р$, содержащем $З_{min}$, функция мало отклоняется от прямой (рис. 4.5).

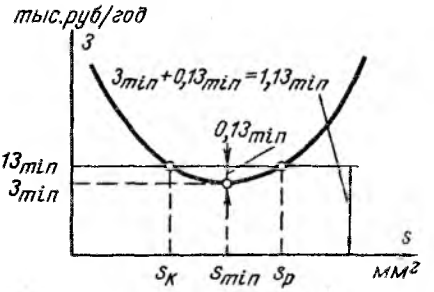


Рис. 4.5.

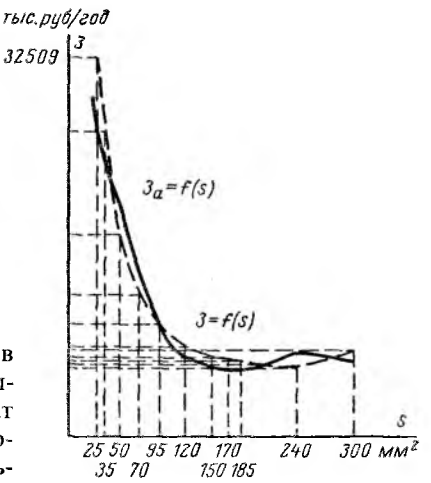


Рис. 4.6.

По экономическим соображениям в пределах допустимой 10%-ной погрешности для значений годовых затрат выгодно взять (из соображений экономии цветного металла) $s_э$ как наименьшее допустимое значение аргумента, т. е. $s_к = s_{э.ц}$ (экономически целесообразное).

Для этого поступаем следующим образом. По найденному значению $s_{э.ц} = 75$ мм² находим $З_{min} = 384 - 3 \cdot 75 + 0{,}02 \cdot 75^2 = 272$ тыс. руб. Определяем допустимую абсолютную погрешность для функции $\Delta З_{min} = 0{,}1 \cdot 272 \approx 27$ тыс. руб. Далее составим уравнение $З_{min} + \Delta З_{min} = 384 - 3s + 0{,}02s^2$ или $299 = 384 - 3s + 0{,}02s^2$.

Корни этого уравнения являются абсциссами точек пересечения кривой годовых затрат и прямой $З = 299$ тыс. руб. Таким образом, в этом случае будет найдена точка $s_к = s_{э.ц} = \min(s_1, s_2)$, где s_1 и s_2 — корни полученного квадратного уравнения $0{,}02s^2 - 3s^2 + 85 = 0$, т. е.

$$s_{1,2} = \frac{3 \pm \sqrt{9 - 6{,}8}}{0{,}04};$$

$$s_1 = 112; \quad s_2 = 38; \quad s_{э.ц} = \min(112; 38).$$

Окончательно примем

$$s_{э.ц} = 38 \text{ мм}^2, \text{ или стандартное } s_{э.ц} = 35 \text{ мм}^2.$$

В рассмотренном примере погрешность аппроксимации составляет 5%.

Пример 4.2. Пусть при передаваемой мощности $S = 5000$ кВ·А, стоимости электроэнергии 0,02 руб. за 1 кВт·ч и других конкретных условиях расчетом получена зависимость годовых приведенных затрат $З_i$ от сечения жилы медного кабеля s_i:

s_i, мм²	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185
$З_i$, руб/год	82360	45052	32509	25846	17735	12319	9903	7656	6639	5865

Требуется найти экономически целесообразное сечение жилы кабеля. Аппроксимировать данную функцию, зная лишь одну ветвь параболы, нецелесообразно, так как никакой информации о правой ветви мы не имеем. Расчет следует вести до той точки, в которой мы получаем возрастание функции. Продолжая расчеты (увеличивая сечения жил кабеля), получаем значения годовых затрат:

s_i, мм²	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300
$З_i$, руб/год	32509	25846	17735	12319	9903	7656	6639	5865	6000	6775

Нами получена точка $s_i = 240$ мм², в которой функция $З_i$ возрастает.

По расположению точек на плоскости (на рис. 4.6 кривая приведенных годовых затрат изображена пунктирной линией) видно, что вполне допустима квадратичная аппроксимация функции, т. е. $З = a + bs + cs^2$.

Составим систему уравнений, характеризующих отклонения:

$$\left.\begin{aligned}
\varepsilon_1 &= a + 25b + 625c - 32\,509;\\
\varepsilon_2 &= a + 35b + 1225c - 25\,846;\\
\varepsilon_3 &= a + 50b + 2500c - 17\,735;\\
\varepsilon_4 &= a + 70b + 4900c - 12\,319;\\
\varepsilon_5 &= a + 95b + 9025c - 9903;\\
\varepsilon_6 &= a + 120b + 14\,400c - 7656;\\
\varepsilon_7 &= a + 150b + 22\,500c - 6639;\\
\varepsilon_8 &= a + 185b + 34\,225c - 5865;\\
\varepsilon_9 &= a + 240b + 57\,600c - 4916;\\
\varepsilon_{10} &= a + 300b + 90\,000c - 6775.
\end{aligned}\right\} \qquad (4.32)$$

Запишем уравнения для нормальной системы:

$$\begin{aligned}
10a + \quad 1270b + \quad 237\,000c - \quad 130\,160 = 0;\\
1270a + \quad 237\,000b + \quad 53\,642\,500c - \quad 10\,619\,140 = 0;\\
237\,000a + 53\,642\,500b + 13\,416\,322\,500c - 1\,599\,319\,800 = 0.
\end{aligned}$$

Решив систему (4.32) методом Гаусса, получим следующие значения:

$$a = 34\,018; \quad b = -296; \quad c = 0{,}7.$$

Таким образом, аппроксимирующий многочлен примет вид

$$З = 34\,018 - 296s + 0{,}7s^2.$$

Определим степень приближения по таблице отклонений (табл. 4.4).

Без вычисления среднеквадратической ошибки по одним только отклонениям можно судить, насколько плохо аппроксимирует многочлен второй степени заданную функцию. Аппроксимируем функцию многочленом третьей степени. Полагаем, что

$$З = a + bs + cs^2 + ds^3. \qquad (4.33)$$

Составим систему отклонений; при этом используем данные предыдущего расчета:

$$\left.\begin{aligned}
\varepsilon_1 &= a + 25b + 625c + 15\,625d - 32\,509;\\
\varepsilon_2 &= a + 35b + 1225c + 42\,875d - 25\,846;\\
\varepsilon_3 &= a + 50b + 2500c + 125\,000d - 17\,735;\\
\varepsilon_4 &= a + 70b + 4900c + 343\,000d - 12\,319;\\
\varepsilon_5 &= a + 95b + 9525c + 857\,380d - 9903;\\
\varepsilon_6 &= a + 120b + 14\,400c + 1\,728\,000d - 7656;\\
\varepsilon_7 &= a + 150b + 22\,500c + 3\,375\,000d - 6639;\\
\varepsilon_8 &= a + 185b + 34\,225c + 6\,331\,600d - 5865;\\
\varepsilon_9 &= a + 240b + 57\,600c + 13\,824\,000d - 4916;\\
\varepsilon_{10} &= a + 300b + 90\,000c + 27\,000\,000d - 6775.
\end{aligned}\right\} \qquad (4.34)$$

Таблица 4.4 **Степень приближения при использовании аппроксимирующего многочлена**

Затраты, руб/год	Сечение s_i, мм^2									
	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300
$З_i$	32 509	25 846	17 735	12 319	9 903	7656	6639	5865	6000	6775
$З$	27 056	24 516	20 968	16 728	12 216	8578	5368	3216	3298	8218
ε_i	+5453	+1330	−3233	−4409	−2313	−992	+1271	+2649	−2702	−1443

Пользуясь системой (4.34), запишем нормальную систему

$$10a + 1270b + 237\cdot 10^3 c + 53\,632\cdot 10^3 d - 130\,160 = 0;$$
$$1270a + 237\cdot 10^3 b + 53\,642\cdot 10^3 c + 13\,416\cdot 10^6 d - 10\,619\cdot 10^3 = 0;$$
$$37\cdot 10^3 a + 53\,642\cdot 10^3 b + 13\,416\cdot 10^6 c + 35\,536\cdot 10^8 d - 15\,993\cdot 10^6 = 0;$$
$$53\,642\cdot 10^3 a + 13\,416\cdot 10^6 b + 35\,536\cdot 10^8 c + 97\,544\cdot 10^{10} d - 34\,020\cdot 10^7 = 0.$$

После преобразования уравнений получим

$$a + 127b + 237\cdot 10^2 c + 53\,632\cdot 10^2 d - 13\,016 = 0;$$
$$127a + 237\cdot 10^2 b + 53\,642\cdot 10^2 c + 13\,416\cdot 10^5 d - 10\,619\cdot 10^2 = 0;$$
$$237a + 53\,642b + 13\,416\cdot 10^3 c + 35\,536\cdot 10^5 d - 15\,993\cdot 10^2 = 0;$$
$$53\,642a + 13\,416\cdot 10^3 b + 35\,536\cdot 10^5 c + 97\,544\cdot 10^7 d - 34\,020\cdot 10^4 = 0.$$

Решаем нормальную систему методом Гаусса:

$$\begin{pmatrix} 1 & 127 & 237\cdot 10^2 & 53\,642\cdot 10^2 & -13\,016 \\ 127 & 237\cdot 10^2 & 53\,642\cdot 10^2 & 13\,416\cdot 10^5 & -10\,619\cdot 10^2 \\ 237 & 53\,642 & 13\,416\cdot 10^3 & 35\,536\cdot 10^5 & -15\,993\cdot 10^2 \\ 53\,642 & 13\,416\cdot 10^3 & 35\,536\cdot 10^5 & 97\,544\cdot 10^7 & -34\,020\cdot 10^4 \end{pmatrix} \sim$$
$$\sim \begin{pmatrix} 1 & 127 & 237\cdot 10^2 & 53\,642\cdot 10^2 & -13\,016 \\ 0 & 7581 & 23\,543\cdot 10^2 & 66\,035\cdot 10^4 & 59\,113\cdot 10 \\ 0 & 23\,543 & 77\,991\cdot 10^2 & 22\,823\cdot 10^6 & 14\,855\cdot 10^2 \\ 0 & 66\,035\cdot 10^2 & 22\,823\cdot 10^5 & 68\,769\cdot 10^7 & 35\,800\cdot 10^4 \end{pmatrix} \sim$$
$$\sim \begin{pmatrix} 1 & 127 & 237\cdot 10^2 & 53\,642\cdot 10^2 & -13\,016 \\ 0 & 7581 & 23\,543\cdot 10^2 & 66\,035\cdot 10^4 & 59\,113\cdot 10 \\ 0 & 0 & 48\,782\cdot 10 & 23\,158\cdot 10^4 & -35\,025\cdot 10 \\ 0 & 0 & 23\,156\cdot 10^4 & 11\,249\cdot 10^7 & -15\,691\cdot 10^4 \end{pmatrix} \sim$$
$$\sim \begin{pmatrix} 1 & 127 & 237\cdot 10^2 & 53\,642\cdot 10^2 & -13\,016 \\ 0 & 7581 & 23\,543\cdot 10^2 & 66\,035\cdot 10^4 & -59\,113\cdot 10 \\ 0 & 0 & 48\,782\cdot 10 & 23\,158\cdot 10^4 & -35\,025\cdot 10 \\ 0 & 0 & 0 & 25\,636\cdot 10^5 & 93\,467\cdot 10^2 \end{pmatrix}.$$

Из последней строки матрицы получаем уравнение

$$25\,636\,000d + 93\,467 = 0,$$

откуда $d = -0{,}004$.

Из предпоследней строки матрицы получаем

$$48\,782c - 0{,}004\cdot 23\,158\,000 - 35\,025 = 0,$$

следовательно, $c = 2{,}6$.

Таблица 4.5. **Таблица отклонений при использовании аппроксимирующего многочлена**

Затраты, руб/год	Сечение s_i, мм²									
	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300
$З_i$	32 509	25 846	17 735	12 319	9 903	7656	6639	5865	6000	6775
$З$	29 200	25 200	20 000	14 000	10 000	7133	6000	5424	6749	6125
ε_i	−3309	−646	+2265	+1691	+97	−523	−639	−441	+749	−650

В соответствии со второй сверху строкой матрицы записываем

$$7581b + 2{,}6 \cdot 2\,354\,300 - 0{,}004 \cdot 660\,350\,000 + 591\,130 = 0,$$

или $b = -536$.

Наконец, из первой строки матрицы имеем

$$a - 536 \cdot 127 + 2{,}6 \cdot 23\,700 - 0{,}004 \cdot 5\,364\,200 - 13\,016 = 0,$$

откуда $a = 40\,925$.

Таким образом, найдем аппроксимирующий многочлен третьей степени

$$З = 40\,925 - 536s + 2{,}6s^2 - 0{,}004s^3.$$

Составим таблицу отклонений (табл. 4.5), чтобы выяснить, достаточно ли хорошо этот многочлен аппроксимирует заданную эмпирическую функцию.

Найдем среднеквадратическую ошибку:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum \varepsilon_i^2}{n-1}} = \sqrt{\frac{(-3309)^2 + (-646)^2 + 2265^2 + 1691^2 + 97^2 + (-523)^2 + (-639)^2 + (-441)^2 + 749^2 + (-650)^2}{10-1}} \approx 1290.$$

Среднеарифметическое табличных значений функции равняется 13 125. Как видим, среднеквадратическая ошибка составляет 9,8 % этого значения, т. е. погрешность аппроксимации лежит в допустимых пределах.

На рис. 4.6 сплошной линией построена кривая аппроксимирующего многочлена. Найдем точку экстремума полученной кубической параболы:

$$З' = -536 + 5{,}2s - 0{,}012s^2;$$

$$0{,}012s_э^2 - 5{,}2s_э + 536 = 0;$$

$$s_{min} = 170 \text{ мм}^2.$$

Учитывая, что погрешность аппроксимирования близка к 10 % табличных значений функции, не следует искать иное экономически целесообразное сечение кабеля. Итак, $s_{э.ц} = 170$ мм², или ближайшее стандартное сечение $s_{э.ц} = 185$ мм².

4.5. Применение цифровых ЭВМ для решения технико-экономических задач

При современном уровне развития промышленной электроэнергетики для решения различных задач производят большое количество вычислений. Все это обусловливает широкое применение цифровых ЭВМ.

С созданием цифровых ЭВМ стало возможным производить сложные вычисления с учетом значительного количества факторов, характеризующих решаемую научно-техническую или технико-экономическую задачу. При этом основным методом решения многих задач в промышленной электроэнергетике стал численный метод. Это объясняется тем, что есть задачи, которые не решаются точно аналитически. В таких случаях приходится применять приближенные методы. Так, например, рациональный выбор напряжения, сечения, мощности и т. д. связан с численным интерполированием и аппроксимированием функций. Численный метод, как правило, обеспечивает получение результата с определенной точностью. Общая погрешность решения задачи складывается из неустранимой погрешности (неточность исходной информации), погрешности метода (решение не точной, а аппроксимирующей задачи) и вычислительной погрешности (неточность самих вычислений, округления и т. д.).

Наличие конкретных цифровых ЭВМ в распоряжении инженера-проектировщика (инженера-расчетчика) в значительной степени определяет не только класс задач, которые он может решать, но и выбор численных методов для их решения.

Объем памяти (запоминающего устройства) ЭВМ накладывает определенные ограничения на объем решаемых задач. Поэтому при применении цифровых ЭВМ следует обращать внимание на составление программ, требующих минимального места при распределении памяти, а также минимального времени счета и обработки исходных данных для ввода их в машину. Составление программ расчетов (программирование) связано с проведением довольно трудоемкой работы. Поэтому создание новых программ оправдывает себя при расчетах на цифровых ЭВМ большого числа вариантов, например с целью нахождения оптимального варианта решения. Программирование для цифровых ЭВМ требует определенных знаний об устройстве машины, ее составных частях и принципе работы.

В настоящее время количество стандартных программ для решения технико-экономических задач в промышленной электроэнергетике еще недостаточно. В этой связи создание библиотек стандартных программ продолжает оставаться актуальной задачей.

Решение любой задачи на цифровых ЭВМ состоит из следующих этапов:

1) математической формулировки задачи;
2) выбора численного математического метода;
3) разработки алгоритма решения задачи;
4) составления программы решения задачи для конкретной машины;
5) отладки программы;
6) решения задачи на машине.

На этапе математической формулировки задачи определяют формулы и математические зависимости, которыми будут пользоваться при решении. В большинстве случаев одна и та же задача может быть решена несколькими численными методами.

Численное решение задачи на цифровых ЭВМ, как правило, не может быть осуществлено точно, поэтому используют численный метод, который обеспечивает заданную точность решения.

На этапе алгоритмизации устанавливают необходимую последовательность арифметических и логических действий, с помощью которых реализуют выбранный численный метод.

В настоящее время для описания алгоритмов используют алгоритмические языки, позволяющие записать алгоритмы решения задачи в общем виде. Запись алгоритмов с помощью этих языков производят по формальным правилам, устраняющим возможность неоднозначного толкования. Наиболее широко распространенными способами описания алгоритмов являются записи алгоритмов в виде условных символов – операторов и в виде структурных схем. При последнем способе записи алгоритм представляют в виде последовательности прямоугольников, каждому из которых соответствует определенный этап решения задачи. Прямоугольники соединяют стрелками, указывающими связи между различными этапами. Внутри прямоугольника указывают краткое содержание данного этапа вычислений или приводят формулы, по которым эти вычисления осуществляют. Прямоугольники нумеруют сквозной нумерацией.

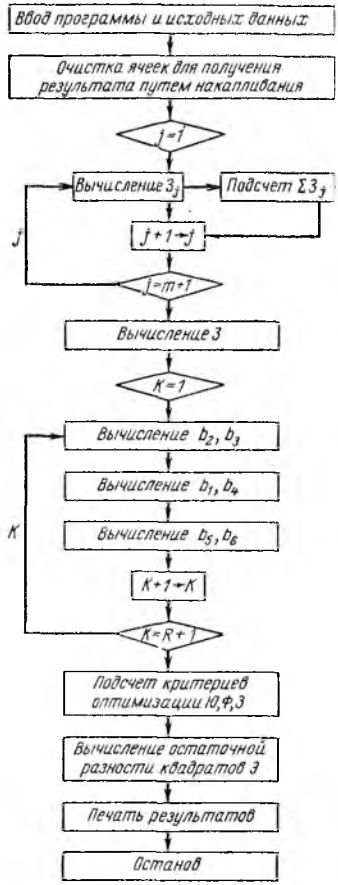


Рис. 4.7. Структурная схема алгоритма центрального ортогонального композиционного планирования

В качестве примера на рис. 4.7 приведена структурная схема алгоритма центрального ортогонального композиционного планирования, на основе которого разработана программа, позволяющая определить коэффициенты формируемого полинома (математической модели исследуемого объекта). Цифровые ЭВМ могут выполнять логические операции, которые осуществляются с помощью логических элементов. Часто встречаются задачи, решение которых сводится к многократному повторению вычислений по одним и тем же математическим зависимостям при различных исходных данных. Такие вычислительные процессы называются циклическими, а многократно повторяющиеся этапы процесса – циклами. Подобные задачи встречаются и при расчетах систем промышленного электроснабжения. Например, выбор рациональных напряжений в схеме питания предприятия в зависимости от изменения передаваемой мощности, расстояний и стоимости электроэнергии связан с расчетами по одним и тем же формулам. Для реализации на цифровой ЭВМ циклического вычислительного процесса в алгоритме должна быть предусмотрена проверка выполнения некоторого логического усло-

вия, управляющего повторениями цикла после каждого выполнения цикла.

В процессе составления программы исходный алгоритм предварительно детализируют и преобразовывают таким образом, чтобы в нем учитывались как специфика решения задачи на ЭВМ, так и особенности конкретной машины, на которой будет решаться эта задача.

Решение задач на цифровой ЭВМ связано с обработкой большого количества информации. Наличие ошибки хотя бы в одном разряде слова, содержащегося в этой информации, приводит к получению неправильных результатов. Источником ошибок может быть как программа решения задачи, так и сама машина. Ошибки программы выявляются в процессе ее отладки. Так, для проверки правильности вычислений по составленной программе вручную решается один из вариантов задачи.

Для исключения влияния случайных ошибок (сбоев), допускаемых машиной, применяют различные программные методы, самыми распространенными из которых являются двойной счет (повторение решения задачи) и специально составляемые контрольные суммы. Систематические ошибки машины обнаруживают и исправляют в процессе проверки ее работы при периодическом контроле.

Программу и исходные данные вводят с помощью устройства ввода или непосредственно в запоминающее устройство или предварительно наносят в виде определенных кодов на перфокарты или перфоленты.

Для контроля правильности ввода программы и исходных данных предусматривают программные методы, одним из которых является выдача на печать исходного материала.

Глава пятая

КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

5.1. Общие положения

Электроэнергия, как особый вид продукции, обладает определенными характеристиками, позволяющими судить о ее пригодности в различных производственных процессах.

Совокупности характеристик, при которых приемники электроэнергии способны выполнять заложенные в них функции, объединены общим понятием *качества электроэнергии*.

В последние годы повышению качества электроэнергии уделяют большое внимание, так как качество электроэнергии может существенно влиять на расход электроэнергии, надежность систем электроснабжения, технологический процесс производства.

Стремление повысить производительность труда на современных промышленных предприятиях, а также усложнение технологических процессов обусловили широкое применение регулируемых вентильных электроприводов, мощных дуговых печей, сварочных установок. Характерной особенностью работы этих потребителей является влияние их на качество электроэнергии питающих сетей. В свою очередь нормальная работа электрооборудования зависит от качества электроэнергии питающей сис-

темы. Взаимное влияние электрооборудования и питающей системы называют электромагнитной совместимостью.

Решение проблемы электромагнитной совместимости связано с определением и поддержанием оптимальных показателей качества электроэнергии, при которых выполняются технические требования с минимальными затратами.

Выделяют следующие вопросы при решении задачи повышения качества электроэнергии: экономические; математические и технические.

Экономические вопросы включают в себя методы расчета убытков от некачественной электроэнергии в системах промышленного электроснабжения. Математические аспекты представляют собой обоснование тех или иных методов расчета показателей качества электроэнергии. Технические аспекты включают в себя разработку технических средств и мероприятий, улучшающих качество электроэнергии, а также организацию системы контроля и управления качеством.

В соответствии с ГОСТ 13109-67* показателями качества у приемников электроэнергии приняты следующие:

1) при питании от электрических сетей однофазного тока: отклонение частоты; отклонение напряжения; размах колебаний частоты; размах изменения напряжения; коэффициент несинусоидальности напряжения;

2) при питании от электрических сетей трехфазного тока: отклонение частоты; отклонение напряжения; размах колебаний частоты; размах изменения напряжения; коэффициент несинусоидальности напряжения; коэффициент несимметрии напряжений; коэффициент неуравновешенности напряжений;

3) при питании от электрических сетей постоянного тока: отклонение напряжения; размах изменения напряжения; коэффициент пульсации напряжения.

Значения показателей качества электроэнергии должны находиться в допустимых пределах с интегральной вероятностью 0,95 за установленный период времени.

Для анализа качества электроэнергии в системах электроснабжения промышленных предприятий предусматривают их контроль со следующей периодичностью измерений:

1) при контроле отклонений напряжения;

а) для предприятий с пятидневной рабочей неделей и узлов энергосистем – не менее одних рабочих и одних нерабочих суток;

б) для предприятий с непрерывным производством – не менее одних суток;

в) во всех остальных случаях – не менее двух рабочих и одних нерабочих суток;

2) при контроле коэффициента несинусоидальности напряжения, размаха изменения напряжения, размаха колебаний частоты;

а) в электрических сетях с электродуговыми сталеплавильными печами – в течение 30 мин в период наибольших нагрузок (период расплавления);

б) в электрических сетях с установками электродуговой и контактной сварки – в течение 30 мин;

в) в электрических сетях с обжимными прокатными станами – в течение 10–12 циклов прокатки;

г) в электрических сетях жилых и общественных зданий – в течение 1 ч в период возникновения наибольших колебаний напряжения;

д) во всех остальных случаях – в течение одних суток;

3) при контроле коэффициента несимметрии напряжений;

а) в сетях с однофазными электропечами, работающими в «спокойном» режиме (печи сопротивления, электрошлакового переплава и др.), – в течение 1 ч в период наибольших нагрузок;

б) в сетях с однофазными нагрузками, работающими в резкопеременном режиме (электродуговые сталеплавильные печи, тяговые нагрузки, электродуговая и контактная электросварка и т. д.), – в течение 1 ч в период наибольших нагрузок;

в) во всех остальных случаях – в течение одних суток;

4) при контроле коэффициента неуравновешенности напряжений – в течение одних суток;

5) при контроле коэффициента пульсации выпрямленного напряжения – в течение 30 мин;

6) контроль за отклонением частоты должен быть постоянным.

Качество электроэнергии можно улучшить средствами питающей сети или применением соответствующего дополнительного оборудования на основе имеющегося опыта проектных и эксплуатационных организаций.

Часть решений, в основном обусловленных техническими требованиями, является общей и должна приниматься на основе имеющихся указаний. В других случаях учитывают специфику конкретных условий (наличие крупных ударных нагрузок может считаться особенностью предприятий).

Вопросы качества электроэнергии требуют более тщательной разработки и изучения происходящих при этом явлений. Особые трудности обусловлены отсутствием требуемых измерительных приборов в электрических сетях и необходимостью изменения методов измерений. Это связано, например, со случайным характером изменения нагрузок, что в свою очередь требует применения статистических приборов и соответствующей обработки получаемой информации – использования вероятностно-статистических методов расчета.

5.2. Отклонения и размах колебаний частоты

Под отклонением частоты понимают разность между действительным и номинальным значениями основной частоты

$$\Delta f = f - f_{\text{ном}} \tag{5.1}$$

или

$$\Delta f = \frac{f - f_{\text{ном}}}{f_{\text{ном}}} 100. \tag{5.2}$$

В нормальном режиме работы энергосистемы допускают отклонения частоты, усредненные за 10 мин, в пределах $\pm 0{,}1$ Гц. Допускается временная работа энергосистемы с отклонением частоты, усредненным за 10 мин, в пределах $\pm 0{,}2$ Гц.

Размах колебаний частоты – разность между наибольшим и наименьшим значениями основной частоты за определенный промежуток времени:

$$\delta f = f_{\text{нб}} - f_{\text{нм}} \tag{5.3}$$

или

$$\delta f = \frac{f_{\text{нб}} - f_{\text{нм}}}{f_{\text{ном}}} 100. \tag{5.4}$$

Под колебанием частоты понимают ее изменения, происходящие со скоростью 0,2 Гц в секунду. Размах колебаний частоты не должен превышать 0,2 Гц.

Изменения отклонений и размаха колебаний частоты даже в жестко установленных пределах влияют на работу приемников электроэнергии и на надежность некоторых типов электрооборудования. Асинхронные и синхронные электродвигатели с постоянным моментом на валу изменяют частоту вращения ω в зависимости от частоты сети. Например, для асинхронного двигателя такую зависимость определяют по формуле

$$\omega = \frac{2\pi f_1}{p}(1 - s), \tag{5.5}$$

где s – скольжение двигателя; f_1 – частота напряжения питающей сети, Гц; p – число пар полюсов двигателя.

Асинхронные двигатели с моментом, зависящим от скорости во второй степени, значительно изменяют свою производительность при отклонениях частоты; в ряде случаев возможны нарушения технологического процесса.

В [12] показано, что влияние отклонений частоты на производительность механизмов зависит от их типа. Потребляемая при этом активная мощность определяется по формуле

$$P = af^n, \tag{5.6}$$

где n – показатель степени, принимающий значения 0 – 4.

У металлорежущих станков мощность двигателей пропорциональна частоте и $n = 1$. Для вентиляторов центробежных насосов $n = 2 \div 4$ в зависимости от характера работы. Характеристики ряда потребителей, таких как электрические печи сопротивления, дуговые печи и лампы накаливания, не зависят от изменений частоты.

Неблагоприятно влияют отклонения частоты на сети промышленных предприятий, в этом случае увеличиваются потери мощности и напряжения. Кроме того, в случае установки силовых фильтров с защитными реакторами, предназначенными для снижения уровня высших гармоник, возможны резонансные явления. Так, при некотором значении отклонения частоты в цепи защитный реактор – конденсаторная батарея возникает резонанс напряжения на частоте ν. При дальнейшем снижении частоты цепь будет иметь емкостной характер для всех высших гармоник их источника. Это может явиться причиной перегрузок конденсаторной батареи по току, выходу ее из строя, а также может привести к перераспределению высших гармоник в сети.

Вопросы влияния отклонений и размаха колебаний частоты на работу приемников электроэнергии промышленных предприятий к настоящему времени изучены недостаточно полно.

5.3. Отклонения напряжения

Одним из важнейших показателей качества электроэнергии является действующее значение напряжения – фазного или линейного в зависимости от схемы включения потребителей.

В пределах одной ступени трансформации значение напряжения сети изменяется в относительно небольших пределах, поэтому с целью упрощения расчетов и достижения большей наглядности на практике пользуются понятием отклонения напряжения.

Под отклонением напряжения V понимают разность между фактическим значением напряжения U и его номинальным значением $U_{ном}$ для данной сети:

$$V = U - U_{ном}. \tag{5.7}$$

Если V выражается в процентах $U_{ном}$, а U и $U_{ном}$ — в вольтах или киловольтах, то

$$V = \frac{U - U_{ном}}{U_{ном}} 100. \tag{5.8}$$

В СССР согласно ГОСТ 13109-67* в условиях нормальной работы приемников электроэнергии отклонения напряжения от номинального значения допускаются в следующих пределах:

а) $-5 \div +10\%$ на зажимах электродвигателей и аппаратов для их пуска и управления;

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

в) на зажимах остальных приемников электроэнергии, в том числе приемников электроэнергии животноводческих комплексов и птицефабрик, допускают отклонения напряжения в пределах $\pm 5\%$ номинального;

г) в электрических сетях сельскохозяйственных районов, кроме животноводческих комплексов и птицефабрик, и в сетях, питающихся от шин тяговых подстанций электрифицированного транспорта, при наличии специальных технико-экономических обоснований с разрешения Министерства энергетики и электрификации СССР допускаются другие значения отклонений напряжения.

В послеаварийных режимах допускается дополнительное понижение напряжения на 5%.

Влияние отклонений напряжения на технико-экономические показатели системы электроснабжения. Основными факторами, вызывающими отклонения напряжения в системах электроснабжения промышленных предприятий, являются изменение режимов работы приемников электроэнергии в узле нагрузки, изменение режима источника питания, нерациональное подключение однофазных и ударных нагрузок к элементам системы электроснабжения.

Изменение напряжения на зажимах приемника электроэнергии даже в пределах, установленных ГОСТ, вызывает изменение его технико-экономических показателей. Кроме того, отклонения напряжения влияют на показатели питающей сети за счет изменения потерь мощности и энергии.

Рассмотрим работу характерных приемников электроэнергии при различных отклонениях напряжения.

Таблица 5.1. **Изменение параметров приемников электроэнергии при отклонении напряжения от нормы**

Характеристики двигателей	Изменение характеристики при изменении напряжения	
	−10 %	+10 %
Пусковой и максимальный вращающий момент	−19 %	21 %
Синхронная частота вращения	const	const
Скольжение, %	23 %	−17 %
Частота вращения при номинальной нагрузке	−1,5 %	1 %
Коэффициент полезного действия при нагрузке:		
номинальной	−2 %	+1 %
75 %	const	const
50 %	−1 ÷ 2 %	1 ÷ 2 %
Коэффициент мощности при нагрузке:		
100 %	1 %	−3 %
75 %	2−3 %	−4 %
50 %	4−5 %	−5 ÷ −6 %
Ток ротора при номинальной нагрузке	14 %	11 %
Ток статора при номинальной нагрузке	10 %	−7 %
Пусковой ток	−10 ÷ −12 %	10−12 %
Прирост температуры обмотки при номинальной нагрузке	5−6 °С	Практически без изменения

В настоящее время наибольшее распространение для привода разнообразных механизмов получили асинхронные двигатели. В табл. 5.1 приведены данные влияния отклонений напряжения в пределах от −10 до +10 % на характеристики асинхронных электродвигателей.

При изменении напряжения сети по сравнению с номинальным активная мощность на валу асинхронного двигателя остается практически постоянной, однако изменяются потери активной мощности, которые оказываются такого же порядка, что и потери в питающих сетях.

Значительное влияние оказывают отклонения напряжения на срок службы асинхронного двигателя (срок службы сокращается при понижении напряжения и большой загрузке двигателя). В этом случае увеличивается ток двигателя и происходит более интенсивное старение изоляции. Так, при отклонениях напряжения на зажимах $V = 10\,\%$ и номинальной загрузке двигателя срок его службы сокращается вдвое. Повышение напряжения на зажимах двигателя приводит к увеличению потребляемой им реактивной мощности за счет увеличения тока XX.

Частота вращения вала асинхронного двигателя меняется в зависимости от подведенного напряжения. В установках поточных линий, автоматизированных станках и т. д. это существенно может повлиять на производительность технологического оборудования. Рассмотрим это положение на примерах.

Экспериментальные исследования, проведенные на накатных автоматах метизно-металлургического завода, показали, что средняя минутная производительность этих автоматов составляет 0,275 кг при напряжении на зажимах двигателя $U = 1{,}05U_{ном}$ и 0,236 кг при $U = 0{,}9U_{ном}$

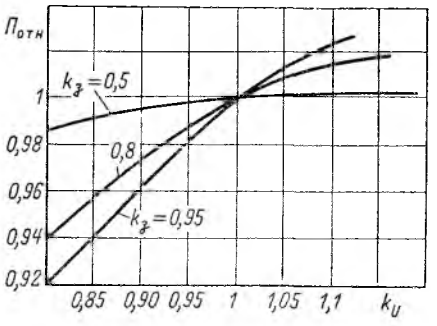


Рис. 5.1. Зависимость производительности станков ткацкого производства от отклонений напряжения при различных коэффициентах загрузки

При трехсменной работе предприятия недоотпуск продукции на одном станке при $U = 0{,}95U_{ном}$ составляет около 5000 кг за год. Для десяти станков, выпускающих шурупы определенного сорта, убыток от недоотпуска продукции при снижении напряжения составляет 20 тыс. руб. за год. Повышение напряжения сверх $1{,}05U_{ном}$ приводит к снижению качества продукции.

Изменение напряжения в распределительной сети напряжением выше 1000 В на 1 % при выплавке 45 % ферросилиция приводит к изменению производительности рудно-термической печи на 1,717 т/сут. Понижение напряжения на 1 % для перекачивающих насосов целлюлозно-бумажного комбината приводит к снижению производительности комбината на 0,1 % и годовому убытку в 81 тыс. руб.

Экспериментальные исследования, проведенные на машинах ткацкого производства, позволили установить, что на каждый процент снижения напряжения производительность механизмов снижается на 0,2 %, причем при отклонениях напряжения выше 5 % снижение производительности на каждый процент отклонения увеличивается.

При повышении напряжения рост производительности машин незначителен. Указанную зависимость описывают выражением

$$П = Ak_U^2 + Bk_U + C, \qquad (5.9)$$

где $k_U = U/U_{ном}$; A, B, C – коэффициенты, зависящие от загрузки двигателя и определяемые расчетным путем.

На рис. 5.1 показано изменение относительной производительности станков ткацкого производства в функции напряжения при различных коэффициентах загрузки двигателей.

С изменением напряжения изменяются и энергетические характеристики приводных двигателей. При отрицательных отклонениях напряжения возрастают потери мощности в двигателях и распределительной сети.

Снижение производительности машин и рост потерь мощности приводят к увеличению удельного расхода электроэнергии на единицу выпускаемой продукции до 0,3 % на каждый процент отклонения напряжения. При положительных отклонениях напряжения удельный расход электроэнергии уменьшается до 0,2 % на каждый процент отклонения.

Значительное влияние оказывают отклонения напряжения на протекание технологических процессов в электротермии. При снижении напряжения увеличивается длительность технологического процесса, а в ряде случаев может иметь место полное его расстройство. При снижении напряжения на 8–10 % технологический процесс в печах сопротивления и индукционных нельзя довести до конца. Так, например, на одном заводе при отжиге заготовок из цветного металла в печах сопротивления общей

мощностью 675 кВ · А при снижении напряжения на 7% технологический процесс продолжался 5 ч вместо 3 ч при номинальном напряжении. При снижении напряжения на 10% и более технологический процесс был невозможен. Задержка отжига в электрических печах приводит к удлинению технологического процесса и повышенному расходу электроэнергии. В результате этого повышается себестоимость продукции. Годовой убыток из-за повышения издержек производства при удлинении технологического процесса в рассматриваемом примере составил более 12 тыс. руб.

Неблагоприятно сказывается отклонение напряжения и на электрической сварке. Снижение напряжения ухудшает качество сварных швов. Продолжительность времени сварки при снижении напряжения на 10% увеличивается приблизительно на 20% за счет времени подогрева швов. Повышение напряжения приводит к увеличению реактивной мощности сварочного агрегата, причем на XX при изменении напряжения с 200 до 220 В повышению напряжения на 1% соответствует увеличение реактивной нагрузки примерно на 5%, в то время как при номинальной нагрузке это повышение составляет около 2,5%.

Изменение качества напряжения существенно влияет на работу осветительных установок: приводит к нестабильной работе источников света, вызывает мигание и вспышки, которые создают повышенную утомляемость глаз работающих. С отклонением напряжения связаны световой поток, освещенность, срок службы, потребляемая мощность и КПД осветительных приемников электроэнергии. В случае повышения напряжения на 1% сверх номинального потребляемая мощность ламп накаливания увеличивается приблизительно на 1,5%, световой поток на 3,7%, срок службы сокращается на 14%. Увеличение напряжения на 3% сокращает срок службы ламп накаливания на 30%, а повышение напряжения на 5% приводит к сокращению срока службы ламп в 2 раза. Весьма чувствительны к отклонениям напряжения и люминесцентные лампы, срок службы которых при повышении напряжения на 10% сокращается на 20–30%. Понижение напряжения ниже номинального увеличивает срок службы ламп, однако в этом случае уменьшается поток, что отрицательно сказывается на освещенности. Понижение напряжения на 20% и более приводит к тому, что зажигание газоразрядных и люминесцентных ламп становится невозможным.

По-разному реагируют на отклонения напряжения приемники электроэнергии других видов. Так, например, установка для тарировки электронных ламп на предприятиях, выпускающих электровакуумные изделия, допускает изменение напряжения не более ±2%. При выходе за эти пределы возможен значительный брак продукции (20–25%). Весьма чувствителен к отклонениям напряжения питающей сети вентильный электропривод. Изменение напряжения переменного тока вызывает изменение выпрямленного напряжения, что приводит к изменению частоты вращения двигателей. Для стабилизации напряжения предусматривают установку дополнительных регулирующих устройств, эффективность которых оценивают технико-экономическими расчетами. Следует помнить, что в этом случае появляются дополнительные потери мощности в самих регулирующих устройствах, возрастают капитальные затраты на систему электроснабжения.

Определение убытка при отклонениях напряжения в системах внутризаводского электроснабжения. Экономичность работы системы электроснабжения, узла нагрузки и технологического оборудования при изменениях показателей качества напряжения оценивают убытком. Убыток определяют как разницу между затратами при выработке определенного количества продукции в режиме номинального напряжения и напряжения, отличного от номинального, т. е.

$$У = З_U - З_{U_{ном}}. \tag{5.10}$$

Размер убытка оценивают в рублях за некоторый промежуток времени, например за 1 ч, за время технологического цикла или длительность смены. Положительный знак убытка указывает на то, что работа приемника электроэнергии при данном напряжении менее эффективна, чем при номинальном. При отрицательном знаке работа приемника при рассматриваемом напряжении более эффективна, т. е. имеется народнохозяйственный эффект.

Зависимость убытка $У$ от отклонения напряжения на зажимах приемников электроэнергии называют экономической характеристикой, которая позволяет определять оптимальные режимы напряжения в различных узлах нагрузки промышленного предприятия и способы его поддержания.

Составляющие убытков делят на технологические, обусловленные изменением производительности технологического оборудования и качества выпускаемой продукции, порчей сырья и материалов, недовыпуском продукции из-за преждевременного выхода из строя оборудования и т. д., и энергетические, связанные с изменением потребления активной и реактивной энергии, изменением срока службы изоляции двигателей, дополнительными потерями мощности в системе элекроснабжения промышленного предприятия и др. Преобладающее значение обычно имеет первая составляющая, однако вторую составляющую также надо учитывать. Когда определение технологической составляющей затруднено или невозможно или она не зависит от качества напряжения, определение энергетической составляющей позволяет установить наиболее экономичный режим с точки зрения потребления электроэнергии, потерь мощности, повышения срока службы оборудования.

В общем виде размер убытка определяют по формуле

$$У = У_э + У_т = (У_{\Delta P} + У_{\Delta Q} + У_{и.с.с} + У_{\Delta Pс}) + (У_{\Delta т} + У_{\Delta п.т} + У_м), \tag{5.11}$$

где $У_э$, $У_т$ – энергетическая и технологическая составляющие суммарного убытка; $У_{\Delta P}$, $У_{\Delta Q}$ – убытки от изменения потребления активной и реактивной мощности соответственно; $У_{и.с.с}$ – убытки, связанные с изменением срока службы изоляции двигателей; $У_{\Delta Pс}$ – убытки от потерь мощности в системе электроснабжения; $У_{\Delta п}$ – убытки от изменения производительности технологического оборудования; $У_{\Delta п.т}$ – убытки от недовыпуска продукции по причине преждевременного выхода из строя технологического оборудования; $У_м$ – убытки, связанные с порчей сырья и материалов.

Составляющие $У_{\Delta P}$ и $У_{\Delta Q}$ оценивают по формулам

$$У_{\Delta P} = (P - P_{ном})\, c_0 t; \tag{5.12}$$

$$У_{\Delta Q} = (Q - Q_{ном})\, c_0 t k_{и.п}, \tag{5.13}$$

где $P_{ном}$, P – потребляемая активная мощность при работе двигателя соответственно с номинальным напряжением и с отклонением от номинального напряжения; $Q_{ном}$, Q – то же для реактивной мощности, потребляемой двигателем из сети; $c_о$ – стоимость 1 кВт·ч потерянной электроэнергии; $k_{и,п}$ – коэффициент изменения потерь; t – время, за которое определяется убыток.

Величины P, $P_{ном}$, Q, $Q_{ном}$ определяют экспериментальным или расчетным путем.

Если двигатель эксплуатируют при напряжении, отличном от номинального, то срок его службы уменьшается во столько раз, во сколько раз увеличивается относительный износ изоляции. Степень относительного износа изоляции $И_{из}$ с достаточной точностью определяют по эмпирической формуле

$$И_{из} = \begin{cases} (47V^2 - 7{,}55V + 1)\,k_з^2 \text{ при } -0{,}2 \leqslant V \leqslant 0; \\ k_з^2 \text{ при } 0 \leqslant V \leqslant +2{,}0, \end{cases} \tag{5.14}$$

где $k_з$ – коэффициент загрузки двигателя.

Убыток от изменения срока службы двигателя при отклонениях напряжения

$$У_{и,с,с} = \frac{c_{дв}}{B}(И_{из} - И_{из,ном})\,t, \tag{5.15}$$

где $c_{дв}$ – стоимость двигателя; B – срок службы двигателя при номинальном напряжении.

Убытки от потерь мощности в системе электроснабжения с напряжением, отличным от номинального, определяют

$$У_{\Delta Pс} = (\Delta P_U - \Delta P_{U_{ном}})\,c_о t, \tag{5.16}$$

где $\Delta P_{U_{ном}}$ и ΔP_U – потери мощности соответственно при номинальном напряжении и при отклонении напряжения от номинального.

Изменение производительности механизма при отклонении напряжения создает убыток

$$У_{\Delta п} = (П_{ном} - П)\,\alpha t, \tag{5.17}$$

где $П_{ном}$ и $П$ – часовая производительность механизма при работе двигателя соответственно с номинальным напряжением и с отклонением от номинального напряжения; α – стоимость единицы продукции, выпускаемой данным механизмом.

Убытки, связанные с недоотпуском продукции из-за преждевременного выхода электрооборудования из строя, находят из выражения

$$У_{дп,т} = П_{ном}\alpha T_п И_{и,с,с}/B, \tag{5.18}$$

где $T_п$ – среднее время простоя, связанное с заменой вышедшего из строя электродвигателя рассматриваемого механизма.

Убытки, связанные с порчей сырья и материалов, определяют отдельно для каждого конкретного случая.

Важную роль в технологическом процессе на промышленных предприятиях играет освещение, особенно там, где требуется высокое зрительное напряжение (ткацкие, раскройные, прядильные цехи и др.).

Отметим, что установленная мощность осветительных установок на предприятиях легкой промышленности составляет 10–15 % суммарной, а в трикотажном производстве она достигает 40 %. Работа осветительных установок в значительной степени зависит от качества напряжения. Убыток при работе осветительных установок при напряжении, отличном от номинального, в общем случае складывается из убытка, связанного с дополнительным потреблением активной мощности и энергии, убытка, вызванного сокращением срока службы ламп, и убытка, обусловленного дополнительными потерями реактивной мощности в пускорегулирующей аппаратуре осветительных установок с люминесцентными лампами. Исследования показали, что последняя составляющая невелика и в расчетах ее можно не учитывать.

Энергетические показатели и срок службы ламп при изменении напряжения на их зажимах определяют из следующих выражений:

для ламп накаливания

$$P = P_{\text{ном}} k_{\text{отн}}^{1,6}; \tag{5.19}$$

$$T = T_{\text{ном}} k_{\text{отн}}^{-14}, \tag{5.20}$$

где $P_{\text{ном}}$ – активная мощность, потребляемая лампой при номинальном напряжении; $T_{\text{ном}}$ – номинальный срок службы лампы; $k_{\text{отн}} = U/U_{\text{ном}}$ – относительное напряжение на зажимах ламп;

для люминесцентных ламп, включенных по схеме с расщепленной фазой,

$$P = 2{,}5P_{\text{ном}}(1 + 1{,}5V); \tag{5.21}$$

$$Q = 2{,}15P_{\text{ном}}(1{,}3V + 1{,}8V^2); \tag{5.22}$$

$$T = T_{\text{ном}}(1 + V)^{-2,72}, \tag{5.23}$$

где V – отклонение напряжения от номинального значения на зажимах ламп, отн. ед.

Суммарный убыток от работы осветительных установок при напряжении, отличном от номинального:

для ламп накаливания

$$У = \sum_{i=1}^{n} P_{\text{ном}_i}(k_{\text{отн}}^{1,6} - 1)\, c_0 t + \frac{(a+b)\,n}{T_{\text{ном}}}(k_{\text{отн}}^{-14} - 1)\, t; \tag{5.24}$$

для люминесцентных ламп, включенных по схеме с расщепленной фазой,

$$У = \sum_{i=1}^{K_{\text{д.с}}} 3{,}75P_{\text{ном}_i} V c_0 t + \frac{(a+b)\,n}{T_{\text{ном}}}[(1 + V)^{-2,72} - 1]\, t, \tag{5.25}$$

где c_o – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, коп/(кВт·ч); t – время, за которое определяют убыток, ч; a – стоимость одной лампы, руб.; b – стоимость замены ламп, руб.; n – число установленных ламп; $K_{д.с}$ – число двухламповых светильников.

Централизация средств регулирования напряжения обусловливает необходимость определения экономических характеристик для групп потребителей, которые вычисляют на основании экономических характеристик отдельных приемников электроэнергии с учетом изменения потерь активной мощности в питающей сети.

На рис. 5.2 в качестве примера представлена удельная экономическая характеристика узла нагрузки прядильного цеха хлопчатобумажного комбината, в состав которого входят 104 прядильные машины и 1260 люминесцентных ламп мощностью 80 Вт.

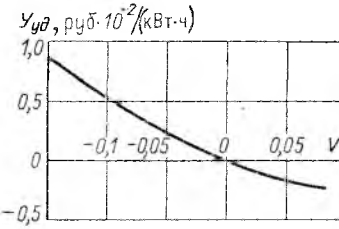


Рис. 5.2. Удельная экономическая характеристика узла нагрузки прядильного цеха

Регулирование напряжения. Основными факторами, определяющими качество напряжения в системах электроснабжения, являются соблюдение баланса реактивной мощности в узлах нагрузок, оптимальное регулирование напряжения в центре питания, применение местного регулирования напряжения, рациональное распределение по фазам ударных и однофазных нагрузок.

При проектировании систем электроснабжения промышленных предприятий условием, позволяющим улучшить качество напряжения, является повышение его номинального уровня. В этом случае существенно улучшаются и технико-экономические показатели системы электроснабжения. Так, например, в настоящее время распределительную сеть одной из систем эксплуатируют на напряжении 6 кВ, которое для этой сети не является рациональным, так как отклонения напряжения составляют 15–20 %, что требует глубокого регулирования. Часто оказывается нецелесообразным устанавливать средства регулирования напряжения, которые увеличивают капитальные затраты на сеть и создают дополнительные потери электроэнергии. Применение напряжения 20 кВ в рассматриваемом примере является рациональным решением, так как позволяет уменьшить потери элекроэнергии и ввести в эксплуатацию новые электрические нагрузки при увеличении производственной мощности промышленного предприятия.

Экономическую эффективность применения специальных технических средств регулирования напряжения: трансформаторов с регулированием под нагрузкой, линейных регуляторов, управляемых батарей конденсаторов, синхронных двигателей и др. – оценивают сравнением приведенных годовых затрат $З_{р.у}$ на регулирующее устройство с убытком $У$ от низкого качества напряжения:

$$З_{р.у} = K_{р.у}(K_{н.э} + K_а) + c_o \Delta Э < У, \qquad (5.26)$$

где $K_{р.у}$ – капитальные вложения на регулирующее устройство; c_o и $\Delta Э$ – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии и потери энергии в устройствах

соответственно; $K_{н.э}$ – нормативный коэффициент эффективности; K_a – коэффициент отчисления на амортизацию, ремонт и оборудование.

Применение тех или иных способов регулирования напряжения зависит от особенностей систем электроснабжения конкретных предприятий и обусловлено, как правило, неправильным выбором номинального напряжения для данной ступени электроснабжения.

5.4. Колебания напряжения

Колебания напряжения оценивают размахом изменения напряжения, частотой изменения напряжения, а также интервалом между следующими друг за другом изменениями напряжения Δt_{k_j} (рис. 5.3).

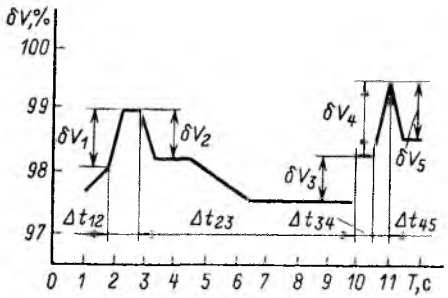


Рис. 5.3. Определение размахов изменения напряжения

Под размахом изменения напряжения понимают разность между следующими друг за другом экстремумами огибающей действующих значений напряжения. Если огибающая действующих значений напряжения имеет горизонтальные участки, то размах изменения напряжения определяют как разность между соседним экстремумом и горизонтальным участком или как разность между соседними горизонтальными участками:

$$\delta V = U_{max} - U_{min} \qquad (5.27)$$

или

$$\delta V = \frac{U_{max} - U_{min}}{U_{ном}} 100. \qquad (5.28)$$

Частоту изменений напряжения определяют из выражения

$$F = \frac{m}{T}, \qquad (5.29)$$

где m – количество изменений напряжения со скоростью более 1 % в секунду за время T.

Если интервал времени между концом одного изменения напряжения и началом следующего, происходящего в том же направлении, менее 0,04 с, то эти изменения рассматривают как одно. Под колебанием напряжения понимают пять размахов изменения напряжения в течение 12 с.

Допустимые значения размахов изменений напряжения на зажимах ламп накаливания определяют по кривой, приведенной на рис. 5.4, в зависимости от частоты их повторения или интервала между следующими друг за другом изменениями напряжения.

Введение ограничений на размахи изменений напряжения для источников света вызвано условиями охраны труда. При быстром изменении напряжения наблюдается резкое изменение светового потока, что приводит к зрительной утомляемости людей, снижению производительности труда, увеличению вероятности травматизма, особенно при использовании газоразрядных источников света (возможен стробоскопический эффект).

Колебания напряжения в сетях промышленных предприятий возникают в результате работы мощных резкопеременных нагрузок: электродуговых сталеплавильных печей, сварочных агрегатов, вентильных преобразователей. ГОСТ 13109-67* ограничивает значение и частоту колебаний напряжения только на зажимах осветительных ламп и радиоприборов, однако они отрицательно сказываются и на работе других потребителей.

Значительные колебания напряжения имеют место на шинах подстанций, питающих сварочные машины. Их влияние сказывается как на работе потребителей, получающих питание от этих же подстанций, так и на работе самих сварочных машин – ухудшается качество сварки.

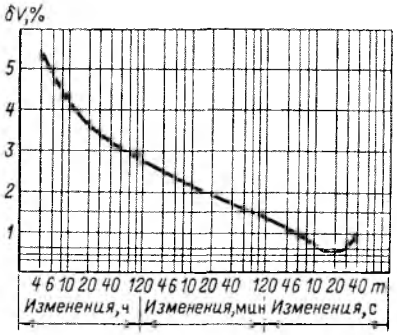


Рис. 5.4. Зависимость размахов изменений напряжения от частоты изменений напряжения или от интервалов между следующими друг за другом изменениями напряжения

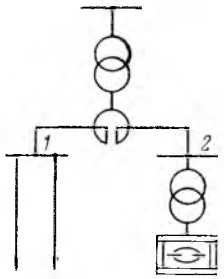


Рис. 5.5. Схема питания нагрузок с использованием сдвоенного реактора:

1 – спокойные нагрузки; *2* – ударные нагрузки

Исследования показали, что для машин контактной сварки при различных видах свариваемых деталей колебания напряжения не должны превышать 5 %.

При питании печей сопротивления от тиристорных преобразователей колебания напряжения приводят к колебаниям тока нагрузки, что может явиться причиной неустойчивого режима системы автоматического регулирования температуры.

Колебания напряжения, вызываемые работой прокатных станов, приводят к колебаниям электромагнитного момента, активной и реактивной мощности синхронных генераторов блок-станций (ТЭЦ) предприятий, что отрицательно сказывается на экономичности работы станции в целом. Известны случаи возникновения неустойчивой работы системы автоматического регулирования возбуждения и реактивной мощности синхронных генераторов и двигателей и ложной работы устройств форсировки возбуждения.

Снижение колебаний напряжения. Для снижения или устранения влияния резкопеременных нагрузок используют различные схемы и устройства. Наиболее простым способом является перевод приемников, вызывающих колебание напряжения, на отдельные линии, подключаемые непосредственно к источнику питания (ГПП, ТЭЦ и др.), минуя цеховые подстанции.

Совместное питание спокойной и ударной нагрузок от одного источника возможно при применении сдвоенного реактора. При этом нагрузки подключают к различным секциям реактора, как показано на рис. 5.5. Обычно ветви его

рассчитывают на одинаковые номинальные токи; ветви имеют одинаковые индуктивности. Секции реактора располагают одна над другой, что обеспечивает встречное включение обмоток. Падение напряжения в каждой из них при токах нагрузки I_c и I_y определяют по выражению

$$\Delta \dot{U} = jx_L(\dot{I}_c - k_м \dot{I}_y)$$

или

$$\Delta \dot{U} = jx_L(\dot{I}_y - k_м \dot{I}_c), \tag{5.30}$$

где x_L – индуктивное сопротивление секции реактора; $k_м = M/L$ – коэффициент взаимоиндукции, равный 0,5 – 0,6.

Применение такой схемы, как видно из (5.30), позволяет снизить колебания напряжения, а в ряде случаев обеспечить уровень, не превышающий допустимый.

Для резкопеременных и спокойных нагрузок в сетях напряжением 6 – 10 кВ применяют силовые трансформаторы с расщепленными обмотками. При этом к одной ветви обмотки низшего напряжения трансформатора подключают спокойную нагрузку, а к другой – резкопеременную.

При большом реактивном сопротивлении питающих линий и низких значениях коэффициента мощности нагрузки применяют продольную емкостную компенсацию, т. е. включают конденсаторные батареи последовательно в рассечку линии. Благодаря этому уменьшается сопротивление линии, а также потери напряжения:

$$\Delta U = rI_{ном}\cos\varphi_{ном} + (x_L - x_c)I_{ном}\sin\varphi_{ном} < rI_{ном}\cos\varphi_{ном} + \\ + x_L I_{ном}\sin\varphi_{ном}. \tag{5.31}$$

Применение продольной компенсации не получило широкого распространения из-за следующих нежелательных явлений:

1) увеличения токов КЗ в питающих линиях;

2) появления перенапряжения на конденсаторных батареях при замыканиях за конденсаторами;

3) возникновения в последовательной цепи индуктивность – емкость субгармонических колебаний, т. е. колебаний с частотой, меньшей частоты источника, когда емкостное сопротивление на этой частоте значительно превосходит индуктивное. Появление субгармоник может привести к возникновению субгармонического резонанса, при котором имеют место периодические колебания напряжения.

В настоящее время ведутся работы по устранению перечисленных недостатков и расширению возможностей применения данного метода снижения колебаний напряжения.

Эффективным средством снижения колебаний напряжения является применение синхронных двигателей и компенсаторов, обладающих естественным регулирующим эффектом, проявляющимся в снижении колебаний напряжения при ударной нагрузке.

Снижение колебаний напряжения K_{U*} за счет естественного регулирующего эффекта электродвигателя приближенно оценивают по выражению

$$K_{U*} = \frac{1}{x'_{d*}} - \frac{1}{x''_{d*}}, \tag{5.32}$$

где x'_{d*} и x''_{d*} – относительные значения переходного и сверхпереходного реактивных сопротивлений двигателя по продольной оси.

Применение синхронных машин в режиме перевозбуждения позволяет повысить коэффициент мощности и уровень напряжения в сети, а также снизить уровень несимметрии и несинусоидальности напряжения, что объясняется уменьшением

эквивалентного сопротивления обратной последовательности и сопротивлений на частотах гармоник.

Для ограничения пусковых токов крупных синхронных двигателей рекомендуется поддерживать на шинах питающих подстанций оптимальные мощности КЗ, разделять функции линейного и пускового реакторов, если реактивное сопротивление последнего значительно выше, чем линейного реактора. При глубоких понижениях напряжения во время пуска мощных электродвигателей применяют сдвоенные реакторы с последовательным включением обеих ветвей во время пуска и с отключением одной из них после пуска.

Ограничения колебаний напряжений, вызванных самозапуском двигателей, достигают снижением времени действия автоматического включения резерва (АВР) и автоматического повторного включения (АПВ), сохранением в работе наиболее ответственных двигателей.

5.5. Несинусоидальные режимы в системах промышленного электроснабжения

В результате интенсификации производственных процессов, совершенствования существующей и внедрения новой технологии на промышленных предприятиях все в большей степени применяют вентильные преобразователи, установки однофазной и трехфазной электросварки, мощные элекродуговые печи, вольт-амперные характеристики которых нелинейны. Такими же характеристиками обладают силовые трансформаторы, мощные магнитные усилители, газоразрядные лампы. Характерной особенностью этих устройств является потребление ими из сети несинусоидальных токов при подведении к их зажимам синусоидального напряжения.

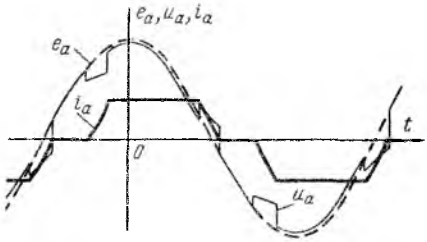


Рис. 5.6. Кривые ЭДС источника питания e_a, напряжения на зажимах трехфазного вентильного преобразователя u_a и тока i_a фазы a

В качестве примера на рис. 5.6 приведена кривая тока в фазе трехфазного вентильного преобразователя. Несинусоидальные кривые токов можно рассматривать как сложные гармонические колебания, состоящие из совокупности простых гармонических колебаний различных частот.

При этом периодическая функция изменения несинусоидальных токов удовлетворяет условиям Дирихле (ограниченная, кусочно-непрерывная, на протяжении периода имеет конечное число экстремальных значений). В связи с этим ее можно разложить в ряд Фурье:

$$f(\omega t) = A_0 + \sum_{\nu=1}^{n} (a_\nu \cos \nu\omega t + b_\nu \sin \nu\omega t), \qquad (5.33)$$

где ν – номер гармоники; a_ν, b_ν – коэффициенты ряда Фурье; n – номер последней из учитываемых гармоник.

При $\nu = 1$ из (5.33) определяют гармонику, называемую первой или основной (с частотой 50 Гц), остальные члены ряда называют высшими гармониками.

Коэффициенты ряда Фурье определяют по формулам

$$a_\nu = \frac{1}{\pi}\int_0^{2\pi} f(\omega t)\cos \nu\omega t\, d\omega t; \tag{5.34}$$

$$b_\nu = \frac{1}{\pi}\int_0^{2\pi} f(\omega t)\sin \nu\omega t\, d\omega t. \tag{5.35}$$

Амплитуду ν-й гармоники определяют по формуле

$$A_\nu = \sqrt{a_\nu^2 + b_\nu^2}. \tag{5.36}$$

Начальная фаза ν-й гармоники

$$\varphi_\nu = \operatorname{arc\,tg}\frac{b_\nu}{a_\nu}. \tag{5.37}$$

Токи высших гармоник, проходя по элементам сети, вызывают падения напряжения в сопротивлениях этих элементов, которые, накладываясь на основную синусоиду напряжения, приводят к искажению формы кривой напряжения (кривая u_a на рис. 5.6). Поэтому (5.33) – (5.37) справедливы и для кривой несинусоидальных напряжений.

При разложении тока на гармонические составляющие появляются высшие гармоники с порядками

$$\nu = kp \pm 1, \tag{5.38}$$

где p – число фаз выпрямления; k – последовательный ряд целых чисел (1, 2, 3...).

Гармоники с порядковыми номерами $\nu = kp + 1$ образуют системы ЭДС и токов прямой последовательности; гармоники с порядковыми номерами $\nu = kp - 1$ – обратной последовательности.

В СССР несинусоидальность напряжения сети характеризуют коэффициентом несинусоидальности напряжения, который представляет собой отношение действующего значения гармонического содержания несинусоидального напряжения к напряжению основной частоты:

$$k_{нс} = \frac{\sqrt{\sum_{\nu=2}^{\infty} U_\nu^2}}{U_1}100 \approx \frac{\sqrt{\sum_{\nu=2}^{n} U_\nu^2}}{U_{ном}}100, \tag{5.39}$$

где U_ν – действующее значение напряжения ν-й гармоники.

Согласно ГОСТ 13109-67* коэффициент несинусоидальности напряжения длительно допустим 5 % на зажимах любого приемника электроэнергии.

Национальными нормами некоторых стран помимо ограничения коэффициента несинусоидальности напряжения предусматривается ограничение напряжения отдельных гармоник, а также действующего значения гармоник тока, протекающего в питающей сети. Так, например, согласно британским рекомендациям необходимо ограничивать действующие значения гармоник тока, приведенных в табл. 5.2.

Таблица 5.2. **Общие допустимые гармоники тока**

Напряжение сети в точке общего присоединения, кВ	Допустимые токи, А, гармоник			
	5-й	7-й	11-й	13-й
0,4	65	42	63	53
6.6/11	9,7	6,3	10	8,5
33	9.6	6,3	7,0	6,0
66	4,8	3,2	3,5	3,0
132	3,0	2,5	3,3	2,8

Рекомендованные ограничения гармонических токов получены из условия ограничения несинусоидальности напряжения до 1 % при низких напряжениях и до 0,5 % при высоких. Этими рекомендациями учтены мощности типовых систем электроснабжения Великобритании.

В ГДР качество электроэнергии нормировано стандартом TGL 200-0608.

Несинусоидальность напряжения характеризуют выражением

$$a = \frac{\max |u(t) - u_1(t)|}{U_{\text{ном. max 1}}}, \qquad (5.40)$$

где $u(t)$ – мгновенное значение напряжения; $u_1(t)$ – мгновенное значение напряжения основной гармоники; $U_{\text{ном. max 1}}$ – амплитудное значение основной гармоники номинального напряжения.

Для шестифазных схем выпрямления допускается $a = 5\,\%$, для двенадцатифазных схем выпрямления $a = 2{,}5\,\%$.

Европейским стандартом стран общего рынка нормируются значения гармоник тока, создаваемых электробытовыми приборами на зажимах эталонных схем с нормированными значениями активных и реактивных сопротивлений. Такое ужесточение нормирования несинусоидальности преследует цель предотвращения засорения питающих сетей энергосистем «приходящими» высшими гармониками из систем, содержащих приемники, искажающие синусоидальность кривой напряжения. Таким образом, в связи с ростом и концентрацией нагрузок, влияющих на качество электроэнергии, целесообразно нормировать допустимые значения $k_{\text{нс}}$ не только на зажимах приемников электроэнергии, но и в узлах распределительных сетей энергосистем.

а) Источники высших гармоник. Токи высших гармоник, создаваемые силовыми трансформаторами, двигателями и генераторами при работе их на нелинейной части кривой намагничивания, относительно невелики, так как это оборудование обычно работает в условиях относительно невысокого насыщения стали, и поэтому при расчетах могут не учитываться.

Основными источниками высших гармоник на промышленных предприятиях являются вентильные преобразователи (тиристорные как наиболее широко применяемые в настоящее время). Значение коэффициента несинусоидальности напряжений на многих действующих предприятиях с большим удельным содержанием вентильных преобразователей в системе электроснабжения достигает 25 – 40 %. Проведенные эксперименталь-

ные исследования на ряде алюминиевых заводов показали, что $k_{нс}$ превышает допустимое значение в 1,5 – 2 раза.

Существенное влияние на несинусоидальность напряжения оказывают также дуговые сталеплавильные печи, установки электросварки и газоразрядные лампы.

Вентильные преобразователи. С развитием техники широкое распространение получили мощные полупроводниковые преобразовательные агрегаты различного назначения, созданные на базе кремниевых вентилей и тиристоров. Полупроводниковые преобразователи в основном применяют в черной и цветной металлургии и на предприятиях химической промышленности, где доля потребления электроэнергии на постоянном токе превышает 40 %. Потребителями постоянного тока на этих предприятиях являются электролизные установки, регулируемый электропривод, электрифицированный железнодорожный транспорт, магнитные сепараторы и другие технологические установки.

Для преобразования переменного тока в постоянный применяют полупроводниковые преобразователи, обладающие малыми габаритами и массой, простотой в обслуживании, высокой эксплуатационной надежностью по сравнению с электромашинными и ртутными преобразователями.

Выпрямительные установки, как правило, выполняют на большие мощности и присоединяют через специальные трансформаторы к питающей сети напряжением 6 – 10 кВ (рис. 5.7).

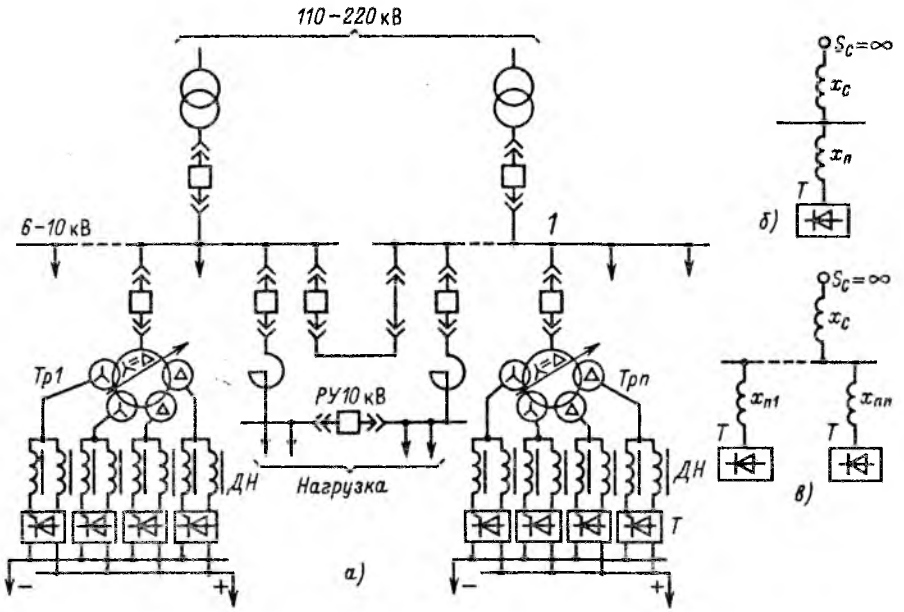


Рис. 5.7. Однолинейная схема преобразовательной подстанции (*а*) и схемы ее замещения при работе одного (*б*) и *n* преобразователей (*в*):

ДН – дроссель насыщения; *Т* – тиристорные преобразователи

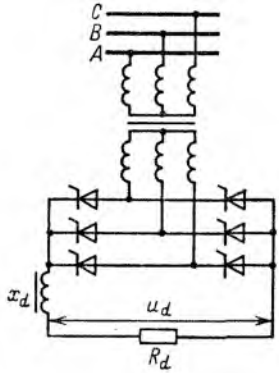


Рис. 5.8. Трехфазная мостовая схема

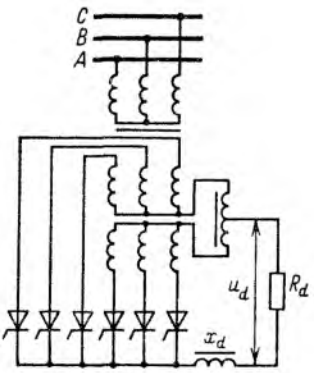


Рис. 5.9. Шестифазная нулевая схема с уравнительным реактором

Наибольшее распространение получили трехфазная мостовая схема Ларионова, изображенная на рис. 5.8, и шестифазная схема с уравнительным реактором (рис. 5.9).

Форма кривой первичного тока вентильного преобразователя (рис. 5.10) зависит от индуктивного сопротивления контура коммутации и угла управления α. Индуктивное сопротивление контура коммутации включает в себя индуктивное сопротивление питающей сети x_c и анодного трансформатора x_n (рис. 5.7).

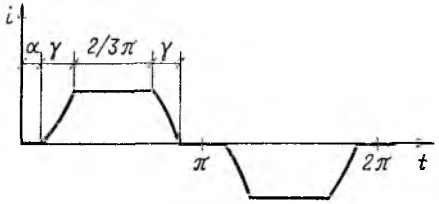


Рис. 5.10. Осциллограмма первичного шестифазного вентильного преобразователя при соединении сетевой обмотки анодного трансформатора в звезду

Любой полупериод кривой первичного тока включает в себя два коммутационных участка γ, соответствующих одновременному горению погасающего и вступающего в работу вентилей, и один внекоммутационный участок. На участках γ кривая первичного тока изменяется по косинусоиде с частотой первой гармоники напряжения сети. На внекоммутационном участке ток принимается постоянным, что соответствует бесконечно большому индуктивному сопротивлению цепи выпрямленного тока ($x_d \to \infty$). При отсутствии сглаживаниями ($x_d \to 0$) кривая первичного тока приближается к синусоиде с уменьшением доли высших гармоник.

В режиме ХХ вентильного преобразователя ($x_c \to \infty$) уровень высших гармоник напряжения достигает наибольшего значения, а высших гармоник тока равен нулю. Если мощность системы бесконечно большая ($x_c \to 0$), то в режиме КЗ высшие гармоники тока достигают наибольшего значения, а в кривой напряжения они отсутствуют.

При разложении кривых первичных токов вентильных преобразователей в ряд Фурье амплитуды и фазы гармоник определяют по (5.37) и (5.38), а коэффициенты ряда Фурье определяют из выражений

$$\left.\begin{aligned} a_\nu &= \frac{2\sqrt{3}\,E_m}{\nu\pi x_a}\sin\frac{\nu\pi}{3}\left[\frac{1}{\nu+1}\sin(\nu+1)\,\frac{\gamma}{2}\sin(\nu+1)\,\varphi - \right.\\ &\qquad \left. - \frac{1}{\nu-1}\sin(\nu-1)\,\frac{\gamma}{2}\sin(\nu-1)\,\varphi\right];\\ b_\nu &= \frac{2\sqrt{3}\,E_m}{\nu\pi x_a}\sin\frac{\nu\pi}{3}\left[-\frac{1}{\nu+1}\sin(\nu+1)\,\frac{\gamma}{2}\cos(\nu+1)\,\varphi + \right.\\ &\qquad \left. + \frac{1}{\nu-1}\sin(\nu-1)\times\frac{\gamma}{2}\cos(\nu-1)\,\varphi\right], \end{aligned}\right\} \qquad (5.41)$$

где E_m – амплитуда фазной ЭДС питающей системы; $\varphi = \alpha + \gamma/2$; α, γ – углы управления и коммутации; x_a – реактивное сопротивление трансформатора, преобразователя и сети.

Угол коммутации определяют из выражения

$$\gamma = \arccos(\cos\alpha - 2AI_{d_*}x_{a_*}) - \alpha, \qquad (5.42)$$

где $I_{d_*} = I_d/I_{d\text{ном}}$ – относительное значение выпрямленного тока; x_{a_*} – относительное значение эквивалентного реактивного сопротивления анодного трансформатора и сети, приведенное к мощности вентильного преобразователя; A – коэффициент наклона внешней характеристики вентильного преобразователя; для трехфазных мостовых схем и шестифазных схем с уравнительным реактором $A = 0{,}5$.

Для практических расчетов спектрального состава первичных токов вентильных преобразователей пользуются кривыми относительных значений гармоник тока $I_{\nu_*} = I_\nu/I_1$, рассчитанными по (5.37) и (5.42) [13].

Формула (5.42) получена в предположении отсутствия влияния емкостных элементов систем электроснабжения на процесс коммутации и при пренебрежении активным сопротивлением контура коммутации.

Для приближенных расчетов спектрального состава первичных токов вентильных преобразователей применяют более простые выражения. Если предположить, что коммутация происходит по прямой линии и кривая переменного тока имеет форму симметричных трапецеидальных блоков, то ток ν-й гармоники определяется по формуле

$$I_\nu = \frac{I_1}{\nu}\left[\frac{\sin\frac{\nu\gamma}{2}}{\frac{\nu\gamma}{2}}\right]. \qquad (5.43)$$

Формулу (5.43) необходимо применять для приближенного расчета гармоник порядков $\nu \leqslant 19$ управляемых вентильных преобразователей при углах коммутации, не превосходящих 15°.

При ориентировочных расчетах спектрального состава первичных токов можно пренебречь углом коммутации γ. Для кривой переменного тока, имеющей прямоугольно-ступенчатую форму, содержание высших гармоник определяют по формуле [13]

$$I_\nu = I_1/\nu. \tag{5.44}$$

Точность расчетов по (5.44) резко уменьшается с увеличением угла коммутации и номера гармоники. Так, например, при $\gamma \leqslant \leqslant 10^\circ$ погрешность расчетов амплитуд 5-й и 7-й гармоник достигает 15 %, а амплитуд 11-й и 13-й гармоник – 25 %.

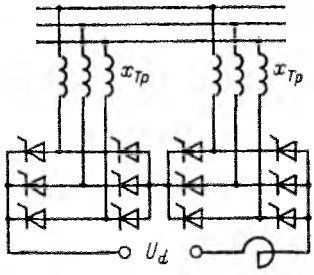


Рис. 5.11. Двухмостовая схема выпрямления с последовательным соединением мостов и поочередным их управлением

Для того чтобы определить суммарное воздействие гармоник тока от нескольких вентильных преобразователей, необходимо геометрически сложить гармоники от каждого преобразователя. Для этой цели нужно знать кроме амплитудного значения также фазы гармоник, определяемые по (5.37). Более упрощенно их можно определить по выражению [12]

$$\varphi_\nu = \left(\alpha + \frac{\gamma}{2}\right)\nu. \tag{5.45}$$

Формула (5.45) позволяет определить фазы гармоник порядковых номеров $\nu \leqslant 19$ при $10^\circ \leqslant \alpha \leqslant 40^\circ$ с погрешностью, не превышающей 15 % при $\gamma \leqslant 15^\circ$.

В настоящее время применяют более мощные вентильные преобразователи с усложненными законами управления, использование которых является одним из перспективных путей уменьшения их влияния на питающую сеть. На рис. 5.11 приведена нашедшая практическое применение двухмостовая схема выпрямления с последовательным соединением мостов и поочередным их управлением. Амплитуды и фазы гармоник первичного тока I_c в такой схеме определяют по (5.36), (5.37). Коэффициенты ряда Фурье находят по формулам

$$\begin{aligned}
a_\nu &= \frac{\sqrt{3}\,E_m}{2\pi\nu x_a}\left[\frac{\sin(\nu+1)\gamma_0 + \sin(\nu+1)(\alpha+\gamma) - \sin(\nu+1)\alpha}{\nu+1} - \right.\\
&\quad \left. - \frac{\sin(\nu-1)\gamma_0 + \sin(\nu-1)(\alpha+\gamma) + \sin(\nu-1)\alpha}{\nu-1}\right];\\
b_\nu &= \frac{\sqrt{3}\,E_m}{2\pi\nu x_a}\left[\frac{1 - \cos(\nu+1)\gamma_0 - \cos(\nu+1)(\alpha+\gamma) + \cos(\nu+1)\alpha}{\nu+1} - \right.\\
&\quad \left. - \frac{1 - \cos(\nu-1)\gamma_0 - \cos(\nu-1)(\alpha+\gamma) + \cos(\nu-1)\alpha}{\nu-1}\right],
\end{aligned} \tag{5.46}$$

где E_m – амплитуда фазной ЭДС питающей системы; α – угол управления вентилей регулируемого моста; γ – угол коммутации вентилей регу-

Таблица 5.3. **Спектр гармоник тока и напряжения прокатного стана 250**

Измеряемая величина, %	Режим работы стана	Номер гармоники								
		1	5	7	11	13	17	19	23	25
U_ν	Холостой ход	100	0,6	0,2	0,7	0,5	0,4	0,7	0,5	1,0
	Прокат	100	3,5	2,7	3,5	3,0	2,5	0,5	1,8	2,5
I_ν	Холостой ход	100	1,8	1,5	1,1	0,9	0,9	0,2	0,4	0,3
	Прокат	100	10,0	7,7	4,3	3,7	2,0	2,3	1,2	1,2

лируемого моста; γ_0 – угол коммутации вентилей неуправляемого моста; x_a – реактивное сопротивление трансформатора преобразователя и сети.

Формула (5.46) получена без учета взаимного влияния вентильных групп.

Проведенные в последние годы исследования показали, что в амплитудных спектрах первичных токов вентильных преобразователей содержатся как канонические гармоники ($\nu = 5, 7, 11, 13, 17, 19, \ldots$), номера которых определяют по (5.38), так и неканонические или анормальные гармоники ($\nu = 2, 3, 4, 6, 8, 9, 10, \ldots$). Установлено, что действующее значение анормальных гармоник в режиме прокатки достигает 20% действующего значения гармоник неканонического порядка. Действующее же значение гармоник выше 13-го порядка составляет 20–50% действующего значения гармоник до 13-го порядка. Это еще раз подчеркивает необходимость учета всего спектра высших гармоник (особенно при возможности появления резонансных явлений на повышенных частотах), не ограничиваясь гармониками до 13-го порядка, как это было рекомендовано ГОСТ 13109-67*.

В табл. 5.3 приведены уровни высших гармонических тока и напряжения при различных режимах работы прокатного стана 250 металлургического завода. Коэффициент несинусоидальности формы кривой напряжения в режиме проката составляет 7,8%, в режиме ХХ – 1,8%. Действующее значение гармоник выше 13-го порядка составляет 21,6% действующего значения гармоник до 13-го порядка.

Основной причиной появления анормальных гармоник является асимметрия импульсов управления, т. е. наличие стабильного разброса углов зажигания вентилей, достигающего 10° и обусловленного особенностями работы сеточного и фазового управления вентилей и в значительной мере питанием этих систем от источника несинусоидального напряжения. Влияние анормальных гармоник на несинусоидальность напряжения сети учитывают при вычислении коэффициента несинусоидальности с помощью поправочного коэффициента k_1, численное значение которого получено на основании экспериментальных исследований: $k_1 = 1{,}0$ для трехфазных мостовых схем; $k_1 = 1{,}03 \div 1{,}2$ для шестифазных схем выпрямления с уравнительным реактором.

Дуговые сталеплавильные электропечи (ДСП) получили широкое распространение на современных металлургических и машиностроительных предприятиях. Печи строят емкостью от половины тонны до сотен тонн с трансформаторами мощностью 0,4–60 МВ·А в СССР и до 150 МВ·А за рубежом. Нелинейность вольт-амперной характеристики дуги приводит к генерации печами токов высших гармоник. Формы

кривых тока печей в значительной степени зависят от режима горения дуги в разные периоды плавки. В начальный период расплавления и при подвале скрапа ток печи колеблется между токами режимов ХХ и металлического КЗ. Эти сильные и нерегулярные колебания нагрузки носят случайный характер. Форма кривых токов в этот период значительно отличается от синусоидальной. С появлением жидкого металла плавку ведут при короткой дуге, колебания тока становятся меньше, форма кривых тока улучшается и приближается к синусоидальной.

Данные, полученные в результате эксперимента на печи ДСП-200, приведены в табл. 5.4. Анализировались наиболее неблагоприятные режимы расплава, такие как проплавление первых колодцев, проплавление вторых колодцев, подвалка шихты.

Таблица 5.4. **Гармонический состав тока печи ДСП-200**

Режим работы печи	Номер гармоники ν	Содержание ν-й гармоники по отношению к первой, %
Проплавление первых колодцев	3	15
	5	5
	7	1,5
	9	0,63
	11	0,35
Проплавление вторых колодцев	3	8,8
	5	5,0
	7	1,25
	9	0,75
	11	0,37
Конец периода расплавления (обвалы шихты)	3	6
	5	2,4
	7	0,6
	9	0,32
	11	0,32

В печных трансформаторах обмотки вторичного напряжения соединены в треугольник, поэтому в токе не содержатся гармоники, кратные трем. Однако параметры электрических цепей дуговых печей несимметричны. В связи с этим в токах содержатся гармоники, номера которых кратны трем (см. табл. 5.4), а также четные или анормальные гармоники.

В табл. 5.5 приведены результаты определения коэффициента несинусоидальности для ДСП-10 в различные периоды плавки металла. Из таблицы следует, что уровни высших гармоник напряжения значительно превышают нормируемые пределы. Спектральный анализ высших гармонических тока и напряжения необходим для отыскания факторов, стабилизирующих дугу переменного тока и снижающих уровень высших гармоник. В свою очередь снижение относительной доли составляющих высших гармонических тока и напряжения при работе ДСП дает возможность получить лучшие технико-экономические показатели самих ДСП, а также питающих их сетей.

Таблица 5.5. **Значения $k_{нс}$ при работе печи ДСП-10**

Режим работы печи	Сторона высшего напряжения (6 кВ)		Сторона низшего напряжения	
	Максимальное значение $k_{нс}$, %	Среднее значение $k_{нс}$, %	Максимальное значение $k_{нс}$, %	Среднее значение $k_{нс}$, %
Начало периода расплавления	8,14	6,62	51	17,91
Середина периода расплавления	8,43	7,11	55,9	30,72
Период рафинирования	7,75	1,51	25,55	13,39

Относительные значения амплитуд высших гармоник порядков $\nu = 6k \pm 1$ ($k = 1, 2, 3, \ldots$) приближенно определяют по формуле

$$I_{\nu *} = \frac{I_\nu}{I_1} = \frac{k_\delta}{\nu^2}. \qquad (5.47)$$

Значение коэффициента k_δ зависит от отношения амплитуды противо-ЭДС дуги E_0 к ЭДС питающей системы E_m и соотношения между индуктивным $x_к$ и активным $r_к$ сопротивлениями печного трансформатора, короткой сети и питающей системы. Графики зависимости k_δ для различных значений $\beta = E_0/E_m$, характерных для режима непрерывного горения электрической дуги, приведены на рис. 5.12. В начальный период плавки $\beta = 0{,}3 \div 0{,}4$, при завершении плавки $\beta = 0{,}05 \div 0{,}1$.

Уровень 5, 7, 11 и 13-й гармоник тока, генерируемых электродуговыми печами, относительно невелик. Эквивалентное действующее значение их не превосходит 10% тока первой гармоники. В токах электродуговых печей наряду с гармониками канонических порядков содержатся также и анормальные гармоники, основными причинами появления которых являются непрерывные изменения условий горения дуг печи и неполное выравнивание сопротивлений короткой сети. Значения анормальных гармоник тока близки к значениям 5-й и 7-й гармоник. Эквивалентное действующее значение токов высших гармоник в токе печи за счет анормальных гармоник возрастает в 1,8 – 2 раза.

С целью уменьшения влияния рудно-термических печей на несимметрию и несинусоидальность напряжения их питание осуществляют на постоянном или переменном токе с пониженной частотой. На одном металлургическом комбинате в настоящее время вводят в действие рудно-термическую печь на постоянном токе с мощностью преобразовательного агрегата 16,5 МВ · А. В этом случае необходимо проверить технико-экономический анализ при решении этой задачи, так как, с одной стороны, снижаются несимметрия и несинусоидальность напряжения сети в результате применения постоянного тока для питания рудно-термической печи, с другой стороны, имеют место вентильные преобразователи, применяемые для этой цели, которые сами являются источниками высших гармоник.

Установки электродуговой сварки. В настоящее время на промышленных предприятиях широко применяют сварочные установки, в которых в качестве источника питания используют полупроводниковые выпрямители. Наибольшее распространение в сварочных выпрямителях получила трехфазная мостовая схема выпрямления с неуправляемыми вентилями (сварочные выпрямители серий ВС, ВСС, ВСУ, ВД, ВДМ, ВКС, ВКСУ, ВКСМ). Напряжение питания выпрямителей 380/220 В, потребляемая мощность 9 – 31 кВ · А.

Токи высших гармоник, генерируемые сварочными выпрямителями, зависят от режимов работы сварочных установок. В зависимости от нагрузки выпрямитель может работать в одном из трех режимов:

а) режиме прерывистых токов при малых нагрузках, которому соответствует двухвентильная коммутация (режим А);

б) режиме смешанной двух- и трехвентильной коммутации при средних нагрузках (режим В);

в) режиме трехвентильной коммутации при больших нагрузках (режим С).

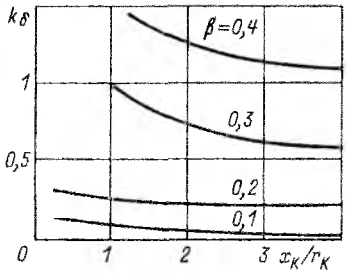


Рис. 5.12. График зависимости $K_\delta = f(\beta, x_к/r_к)$

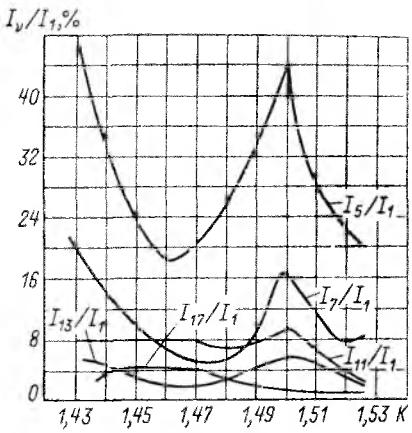


Рис. 5.13. Кривые относительных величин высших гармоник тока сварочных выпрямителей для режима В

Режим А не является характерным. Режим В имеет место при $1{,}43 \leqslant k \leqslant 1{,}52$. Здесь k обозначено отношение противо-ЭДС дуги $E_д$ к напряжению на выпрямительном мосте U_m, т. е. $k = E_д/U_m$.

Кривые относительных величин высших гармоник тока сварочных выпрямителей для режима В, приведенные в [12], представлены на рис. 5.13, из которого видно, что токи 5-й и 7-й гармоник имеют нестабильный характер. Незначительные изменения условий горения дуги могут привести к увеличению или уменьшению токов 5-й и 7-й гармоник в несколько раз.

Для выпрямителей с пологопадающими внешними характеристиками режим С имеет место при $I_д \geqslant (0{,}6 \div 0{,}65)\, I_{д.к}$. Для выпрямителей с крутопадающими характеристиками режим С наступает при $I_д \geqslant (0{,}2 \div 0{,}3)\, I_{д.к}$. Здесь $I_д$, $I_{д.к}$ – ток дуги (выпрямленный ток) соответственно в рабочем режиме и при КЗ. При инженерных расчетах значения амплитуд гармоник порядков $\nu = 6k + 1$ для режима С определяют по формуле

$$I_\nu = \frac{I_1}{\nu^2}. \qquad (5.48)$$

Уровень высших гармоник тока в режиме С значительно ниже, чем в режиме В.

При работе сварочные выпрямители генерируют анормальные гармоники. Основная причина их появления заключается в асимметрии углов зажигания вентилей из-за нестабильности характеристик отдельных вентилей, а также из-за подмагничивающего действия магнитопровода трансформатора.

К настоящему времени большое распространение на промышленных предприятиях получили машины контактной электросварки, включение которых производят с помощью игнитронных или тиристорных контакторов. Для плавного регулирования сварочного тока тиристорные и игнитронные контакторы снабжают системами фазового регулирования. Применение фазового регулирования приводит к искажению формы тока, потребляемого сварочными машинами.

Для эквивалентной схемы сварочной машины, представленной на рис. 5.14, средние действующие значения токов гармоник нечетных порядков определяют по формуле

$$I_{\nu,p} = \frac{S_{\text{пасп}} k_3 a}{\nu^2 U_{\text{ном}}}, \qquad (5.49)$$

где $S_{\text{пасп}}$ – паспортная мощность сварочной машины; k_3 – коэффициент загрузки сварочной машины; a – коэффициент запаса, равный для первой гармоники 0,97; для третьей 2,0; для пятой 2,3; для седьмой 1,4; $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение сварочной машины.

Определяющими гармониками при разложении тока сварочной машины в ряд Фурье являются 1-я, 3-я, 5-я. Проведенные экспериментальные исследования представлены в табл. 5.6, из которой видно, что в спектре токов машин контактной электросварки кроме нечетных присутствуют также четные гармоники. Появление четных гармоник объясняется разбросом углов регулирования игнитронов (до 10°). Влияние четных гармоник на несинусоидальность токов сварочных машин невелико.

Таблица 5.6. **Спектр гармоник тока и напряжения в цепи сварочных машин**

Номера гармоник	Пределы изменения амплитуд гармоник, %		Номера гармоник	Пределы изменения амплитуд гармоник, %	
	тока	напряжения		тока	напряжения
1	55–94	94–97	7	1,0–8	0,4–2
2	0,2–3	0,5–2	8	0,2–2,5	0,2–0,3
3	15–40	0,2–4,2	9	1,0–5	0,2–1,8
4	0,2–5	0,3–0,6	10	0,2–2	0,1–0,2
5	4,0–15	0,6–2,9	11	0,4–2	0,2–1
6	0,2–3	0,3–0,4			

б) Влияние несинусоидальных режимов на работу электрооборудования. При протекании токов высших гармоник по элементам системы электроснабжения промышленного предприятия возникают дополнительные потери активной мощности и электроэнергии. Наибольшие потери активной мощности, обусловленные высшими гармониками, возникают в трансформаторах, двигателях и генераторах, увеличение активных сопротивлений обмоток которых с ростом частоты происходит приблизительно пропорционально $\sqrt{\nu}$. В ряде случаев эти потери могут привести к недопустимому перегреву обмоток электрических машин и во всех случаях приводят к значительным дополнительным потерям электроэнергии. Так, уровень дополнительных потерь электроэнергии от высших гармоник в питающих сетях промышленных предприятий составляет 4–6% номинальных потерь при синусоидальном напряжении, во внутризаводских сетях, а также сетях электрифицированного железнодорожного транспорта они достигают 10–15%.

При наличии высших гармоник в кривой напряжения процесс старения изоляции протекает более интенсивно, чем в случае работы электрооборудования при синусоидальном напряжении. Это объясняется ускорением физико-химических процессов, обусловливающих старение диэлектриков.

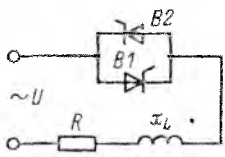


Рис. 5.14. Эквивалентная схема сварочной машины:
B1 и *B2* – управляемые вентили; *R* и x_L – активное и индуктивное сопротивления машины

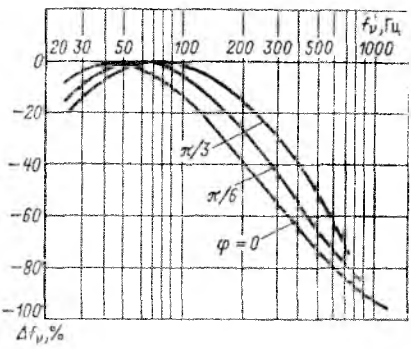


Рис. 5.15. Графики частотных погрешностей индукционных счетчиков

Так, например, при коэффициенте несинусоидальности 5 %, что допустимо по ГОСТ 13109-67*, через 2 года эксплуатации tg δ конденсаторов увеличивается в 2 раза. При несинусоидальном напряжении сети происходит также ускоренное старение изоляции силовых кабелей. Для этой цели был проведен эксперимент на силовых кабелях, проложенных одновременно и работающих в одинаковых температурных условиях. Часть обследованных кабелей работала практически при синусоидальном напряжении, другая – при уровне гармоник в кривой напряжения в пределах 6–8,5 % (преобладали 5-я и 7-я гармоники). Производился замер токов утечки, которые в случае работы кабелей при несинусоидальном напряжении через 2,5 года эксплуатации оказались в среднем на 36 %, через 3,5 года на 43 % больше, чем у кабелей практически с синусоидальным приложенным напряжением.

Наличие высших гармоник в напряжении сети ведет к повышенному их содержанию и в токе замыкания на землю, что снижает эффективность работы дугогасящих аппаратов. За счет высших гармоник тока довольно часто однофазные КЗ переходят в двухфазные в месте первого пробоя вследствие прожигания кабеля. Следовательно, высшие гармоники в кривой напряжения питающей сети приводят к сокращению срока службы силовых кабелей, повышению аварийности в кабельных сетях, увеличению числа необходимых ремонтов, т. е. увеличению затрат на их эксплуатацию. Анализ показывает, что при коэффициенте несинусоидальности, равном 5–10 %, суммарные амортизационные отчисления и стоимость текущих ремонтов кабелей возрастают на 15–20 %, а при $k_{нс} = 10 \div 25$ % – до 30 % [14].

Высшие гармоники тока и напряжения влияют на показания электроизмерительных приборов. В практике эксплуатации существенное значение имеет увеличение погрешностей индукционных счетчиков активной и реактивной энергий. В большинстве случаев ее значение при несинусоидальном напряжении может достигать 10 %. Высшие гармоники тока и напряжения существенно увеличивают погрешности активных и реактивных счетчиков индукционного типа. При этом счетчики имеют большие отрицательные частотные погрешности, что ведет к недоучету расхода электроэнергии.

На рис. 5.15 приведены графики зависимости погрешности индукционных счетчиков Δf_v от частоты для различных сдвигов по фазе φ_v между кривыми напряжения и тока. Частотные характеристики индукционных

счетчиков других типов, а также аналогичных счетчиков зарубежных фирм имеют такой же вид. Из рис. 5.15 видно, что погрешность измерения счетчиков с ростом частоты резко возрастает и имеет отрицательное значение. При частоте около 1000 Гц счетчик останавливается. Погрешность измерения увеличивается с уменьшением угла φ_ν. Предложена обобщенная частотная характеристика индукционных счетчиков. Дополнительную частотную погрешность $\Delta f_{\nu,\Sigma}$ при несинусоидальных режимах в системе электроснабжения определяют по формуле

$$\Delta f_{\nu,\Sigma} = \frac{\sum_{\nu=1}^{n}\left(1+\frac{\Delta f_\nu}{100}\right)U_\nu I_\nu \cos\varphi_\nu}{\sum_{\nu=1}^{n} U_\nu I_\nu \cos\varphi_\nu}, \qquad (5.50)$$

где U_ν, f_ν – напряжение и ток ν-й гармоники; φ_ν – угол сдвига между U_ν и I_ν.

Значение дополнительной частотной погрешности $\Delta f_{\nu,\Sigma}$ для сетей прокатных станов находится в пределах 1–4 %. Например, для прокатного стана 2000 за счет дополнительной погрешности счетчиков за год недоучитывается около 5 млн кВт·ч электроэнергии. Для устранения этого нежелательного явления необходимо вводить коррекцию на показания счетчиков, а это в условиях эксплуатации трудно, так как дополнительная погрешность зависит от амплитуд токов и напряжений и сдвигов по фазе высших гармоник. Для получения спектрального состава токов и напряжений необходим расчет, базирующийся на знании законов распределения амплитуд и фаз гармоник, что требует проведения экспериментальных исследований гармоник в системе электроснабжения и статистической обработки результатов эксперимента.

Наличие высших гармоник затрудняет и в ряде случаев делает невозможным использование силовых цепей в качестве каналов для передачи информации. Высшие гармоники ухудшают работу телемеханических устройств, вызывая сбои в их работе, если силовые цепи используют в качестве каналов связи между полукомплектами диспетчерского и контролируемого пунктов. Затрудняется использование простой и дешевой системы циркуляционного телеуправления по линиям распределительных сетей с использованием четных гармоник.

Высшие гармоники вызывают ложную работу устройств релейной защиты, в которой используют фильтры токов обратной последовательности.

Несинусоидальность формы кривой напряжения отрицательно сказывается на работе вентильных преобразователей: ухудшается качество выпрямленного тока.

Наиболее ощутимое влияние высшие гармоники тока и напряжения оказывают на работу батарей конденсаторов. Практика работы отечественных и зарубежных промышленных предприятий свидетельствует о том, что батареи конденсаторов, работающие при несинусоидальных режимах, часто выходят из строя в результате вспучивания или взрывов. Причиной разрушения конденсаторов является перегрузка их токами высших гармоник, которая появляется, как правило, при возникновении в системе

электроснабжения резонансного режима на частоте одной из гармоник. Перегрузки по току на конденсаторы допускают до 30%, по напряжению до 10% номинальных значений соответственно тока и напряжения. На самом деле за счет появления резонансных явлений перегрузка по току может достигать 400–500%, поскольку токи резонансных частот могут значительно превышать ток первой гармоники. Поэтому на предприятиях с вентильной нагрузкой вопросы компенсации реактивной мощности до конца не решены.

в) Расчет высших гармоник в системах промышленного электроснабжения. Расчет уровней высших гармоник в системах электроснабжения промышленных предприятий производят для определения коэффициентов несинусоидальности в узлах системы электроснабжения. При этом анализируют загрузку элементов системы электроснабжения токами высших гармоник, производят расчет экономических убытков, а также определение целесообразности применения тех или иных средств и методов уменьшения высших гармоник и выбор параметров необходимого для этой цели оборудования.

Методы расчета высших гармоник можно разделить на аналитические, вероятностные, приближенные.

Необходимость учета активных сопротивлений и емкостных проводимостей элементов системы электроснабжения, распределенности параметров воздушных линий и влияния вытеснения тока в проводниках на активные и индуктивные сопротивления элементов системы электроснабжения значительно усложняют расчеты уровней высших гармоник. Поэтому такие расчеты выполняют на ЭВМ [15, 16].

Результатами расчетов являются действующие значения напряжений в узлах для каждой гармоники и токов в ветвях схемы замещения системы электроснабжения.

При расчетах высших гармоник составляют схему замещения системы электроснабжения, где вентильные преобразователи замещают источниками токов бесконечной мощности, амплитуды и фазы которых определяют из выражений, приведенных в § 5.5, а. В качестве примера на рис. 5.16 показана схема электроснабжения и схема замещения токов высших гармоник. Элементы системы электроснабжения замещают активными и индуктивными сопротивлениями, а кабельные, воздушные линии и электрическую систему, кроме того, – емкостными сопротивлениями.

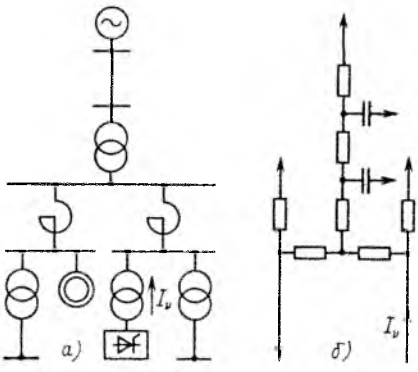


Рис. 5.16. Схема электроснабжения предприятия с вентильной нагрузкой (*а*) и схема замещения токов высших гармоник (*б*)

Точные аналитические методы требуют большого количества исходных данных и не учитывают возможных изменений параметров и режимов работы преобразователя, которые носят случайный характер. В этих

случаях целесообразным оказывается применение вероятностных методов расчета. Эти методы используют при расчете несинусоидальности напряжения от однофазных тяговых нагрузок, вентильных преобразователей прокатных станов, электротермических установок. При этом требуется большой объем экспериментальных данных, которые получают на действующих объектах или физических моделях.

Существуют приближенные зависимости для расчета высших гармоник, вызванных вентильной нагрузкой, удобные в инженерной практике. Действующее значение высших гармоник на зажимах преобразователя подсчитывают по формуле

$$U_{\text{в, г}} = \frac{S_{\text{п, ном}} I_{\text{в}}}{S_{\text{к}} I_{\text{в, ном}}} \sqrt{\frac{2\pi}{p u_{\text{к}}} - 1}, \tag{5.51}$$

где $S_{\text{п, ном}}$ – номинальная мощность преобразовательного трансформатора; $S_{\text{к}}$ – мощность КЗ на шинах высшего напряжения преобразовательного трансформатора; $u_{\text{к}}$ – напряжение КЗ преобразовательного трансформатора; p – число фаз выпрямления.

Отсюда нетрудно определить соотношение между мощностью $S_{\text{п, ном}}$ и $S_{\text{к}}$ системы, чтобы искажения напряжения не превышали допустимых значений:

$$\frac{S_{\text{к}}}{S_{\text{п, ном}}} \geqslant \frac{1}{U_{\text{в, г}}} \sqrt{\frac{2\pi}{p u_{\text{к}}} - 1}. \tag{5.52}$$

В результате проведенных исследований получено выражение для определения коэффициента несинусоидальности напряжения на шинах напряжением 6–10 кВ преобразовательной подстанции (см. рис. 5.7) при работе одного выпрямительного агрегата:

$$k_{\text{нс}} = \frac{S_{\text{п, ном}}}{S_{\text{к}}} \sqrt{\frac{3 k_{\text{з}} \sqrt{1 - \varkappa^2}}{\pi \left[S_{\text{п, ном}} / S_{\text{к}} + u_{\text{к}} (1 + k_{\text{р}}/4) \right]}}, \tag{5.53}$$

где $k_{\text{з}}$ – коэффициент загрузки преобразовательного трансформатора; $\varkappa$ – коэффициент мощности полупроводникового выпрямительного агрегата; $k_{\text{р}}$ – коэффициент расщепления обмоток преобразовательного трансформатора.

На действующих промышленных предприятиях к шинам напряжением 6–10 кВ, как правило, подключают несколько преобразовательных агрегатов. Поэтому практический интерес представляет расчет $k_{\text{нс}}$ при работе n группы вентильных преобразователей. Формула для определения $k_{\text{нс}}$ имеет вид

$$k_{\text{нс. п}} = k_{\text{нс}} \sqrt{\frac{n+1}{2} - \frac{n-1}{2} \left[\frac{S_{\text{п, ном}, i}}{S_{\text{п, ном}, i} + u_{\text{к}, i} (1 + k_{\text{р}, i}/4) S_{\text{к}}} \right]}. \tag{5.54}$$

На рис. 5.17 представлена серия зависимости $S_{\text{к}}/S_{\text{п, ном}} = f(k_{\text{з}}, \varkappa, n)$, реализованная на ЭВМ. При расчетах принимались следующие значения величин: $\varkappa = 0{,}6 \div 0{,}9$; $n = 1 \div 11$; $k_{\text{з}} = 0{,}6 \div 1$; $u_{\text{к}, i}(1 + k_{\text{р}, i}/4) = 0{,}2$. Аналогичные зависимости получены при $u_{\text{к}, i}(1 + k_{\text{р}, i}/4)$, равном соответственно 0,15; 0,1; 0,05.

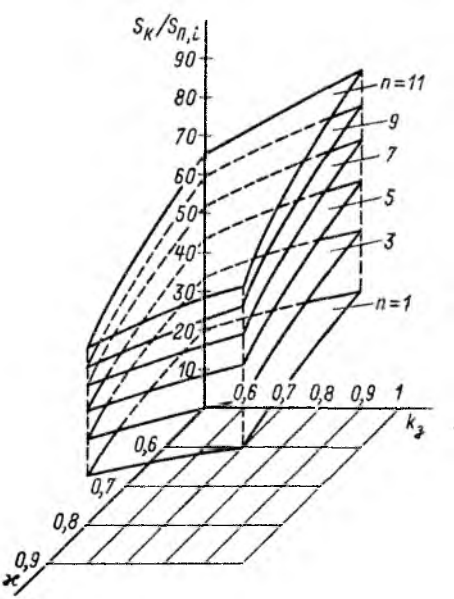


Рис. 5.17. Определение допустимой мощности группы вентильных преобразователей при $k_{нс} = 5\,\%$ в точке их подключения

(x соответствует коэффициенту мощности преобразователя)

Таким образом, используя эти графики или математическую модель (5.54), можно определить допустимую мощность полупроводниковых преобразователей при различных режимах их работы на шинах напряжением 6 – 10 кВ преобразовательной подстанции (точка *1* рис. 5.7). Значение $k_{нс}$ в точке *1* принято равным 5 %.

г) Методы и средства уменьшения высших гармоник в системах электроснабжения. Наличие высших гармоник в системе электроснабжения промышленного предприятия приводит к народнохозяйственному убытку. Появление убытка от высших гармонических обусловливает необходимость снижения уровня высших гармоник в электрических сетях. В настоящее время для уменьшения высших гармоник:

1) увеличивают мощности КЗ питающей системы; как видно из (5.52) и (5.54), чем больше $S_к$, тем меньше уровень высших гармоник в системе электроснабжения; допустимый уровень мощности преобразовательных агрегатов можно определить по (5.55) при заданной мощности КЗ;

2) применяют раздельное питание приемников с нелинейной вольт-амперной характеристикой и обычных общепромышленных приемников, которое осуществляют от разных секций подстанций или через сдвоенные реакторы – на отдельные их ветви (подобно решению, изображенному на рис. 5.5);

3) увеличивают число фаз выпрямления; согласно (5.38) спектральный состав токов вентильных агрегатов определяется числом фаз выпрямления *p*. С увеличением *p* форма первичного тока преобразователя приближается к синусоидальной, а количество гармоник, содержащихся в токе выпрямителя и, следовательно, в напряжении сети, уменьшается. Так, например, при 6-фазной схеме выпрямления в токе вентильного преобразователя содержатся 5, 7, 11, 13, 17, 19, 23 и 25-я гармоники, а при 12-фазной схеме – 11, 13, 23 и 25-я, т. е. переход от 6-фазной к 12-фазной схеме выпрямления приводит к исчезновению в напряжении сети гармоник с номерами $\nu = 6(2k-1) \pm 1$; расчеты показывают, что при этом несинусоидальность напряжения сети уменьшается примерно в 1,4 раза.

Повышение числа фаз выпрямления наиболее эффективно и в тех случаях, когда удается обеспечить одинаковые режимы по выпрямленному току нескольких одинаковых тиристорных преобразователей, иначе говоря, получить одинаковые углы управления и одинаковые средние значения выпрямленного тока нескольких преобразователей.

Примером такого решения для тиристорных электроприводов с тиристорными преобразователями, выполненными по трехфазным нулевым схемам, может служить схема, показанная на рис. 5.18. Двигатель *1Д* питается от тиристоров *1В – 6В*, соединенных в реверсивную трехфазную нулевую схему. Двигатель *2Д* питается от тиристоров *1′В – 6′В*. Двигательный режим обеспечивается от тиристо-

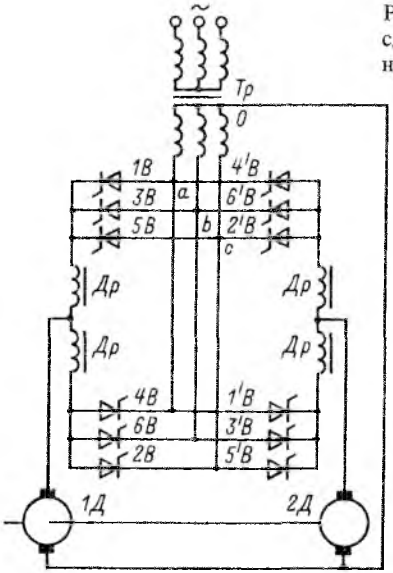


Рис. 5.18. Принципиальная схема сдвоенного привода с трехфазными нулевыми преобразователями

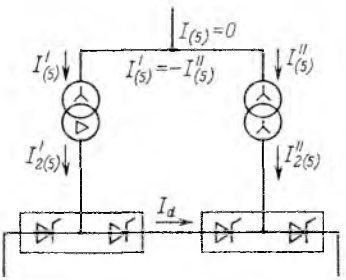


Рис. 5.19. Распределение пятой гармоники тока в трансформаторах двухмостового преобразователя

ров *1В*, *3В*, *5В* и *2'В*, *4'В*, *6'В*, которые объединены в катодную и анодную коммутационные группы. Эти группы дополняют друг друга до трехфазного моста. Таким образом, вместо гармоник $\nu = 3k \pm 1$ порядка, характерных для $p = 3$, содержатся гармоники $\nu = 6k \pm 1$ порядка, исключаются постоянные составляющие и четные гармоники.

Увеличение числа фаз выпрямления является действенной мерой снижения содержания высших гармоник в кривых первичного тока преобразователей и в напряжении сети. Однако анодные (преобразовательные) трансформаторы для большого числа фаз выпрямления получаются слишком сложными, дорогими и ненадежными. Поэтому для мощных полупроводниковых преобразователей в СССР и за рубежом применяют, как правило, не более чем 12-фазный режим выпрямления;

4) применяют многофазный эквивалентный режим работы преобразователей. Увеличение числа фаз выпрямления возможно также путем создания эквивалентного многофазного режима для группы вентильных агрегатов при сохранении для каждого из них шестифазного режима выпрямления. Например, 12-фазный эквивалентный режим для двухмостового преобразователя может быть реализован путем соединения одной из обмоток преобразовательного трансформатора в треугольник, а другой – в звезду (рис. 5.19). В результате в первичных обмотках трансформаторов обоих агрегатов присутствуют гармоники порядков $\nu = 6k \pm 1$, но в питающую сеть выходят только гармоники $\nu = 12k \pm 1$ порядка, а остальные гармоники тока циркулируют между первичными обмотками трансформаторов. Условный многофазный режим эквивалентен безусловному лишь по воздействию на питающую сеть.

За рубежом для мощных преобразователей (подстанций с большим числом вентильных агрегатов) применяют эквивалентные многофазные режимы с числом фаз выпрямления, значительно превышающим 12 при 12-фазном выпрямлении каждого агрегата. Такие режимы осуществляют как за счет использования указанного выше соединения обмоток для получения эквивалентного 12-фазного режима выпрямления, так и за счет дополнительного сдвига токов одноименных фаз различных агрегатов с помощью специальных фазоповоротных трансформа-

торов, включенных перед анодными трансформаторами, или соединением в зигзаг обмоток регулировочных трансформаторов, включенных также перед анодным трансформатором. В результате этого векторы фазных напряжений всех N агрегатов подстанции образуют симметричную звезду с числом лучей, равным $6N$, и сдвигом между векторами напряжения на угол $360°/6N$; вся выпрямительная установка в целом в этом случае работает при $6N$-фазном эквивалентном режиме;

5) применяют фильтры высших гармоник; на рис. 5.20 представлена схема подключения фильтров высших гармоник к электрической сети (*Ф5*, *Ф7*, *Ф11*, *Ф13*). Звено фильтра представляет собой контур из последовательно соединенных индуктивности и емкости, настроенный на частоту определенной гармоники. Идеальный фильтр полностью потребляет ток гармоники I_ν, генерируемой нелинейными элементами.

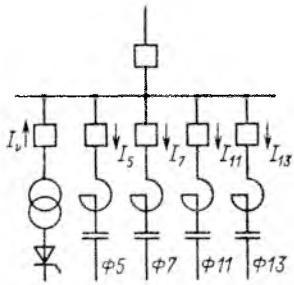


Рис. 5.20. Схема включения фильтров 5, 7, 11 и 13-й гармоник

Номер резонансной гармоники ν_p, на которую настраивается фильтр, определяют из выражения

$$\nu_p = \sqrt{\frac{x_C}{x_L}}, \qquad (5.55)$$

где x_C, x_L – сопротивления емкости (батареи конденсаторов) и индуктивности (реактора) току промышленной частоты.

Наличие активных сопротивлений в реакторе и конденсаторе и неточная их настройка приводят к неполной фильтрации гармоник.

Фильтр представляет собой ряд звеньев, каждое из которых настроено на резонанс для определенной гармоники. Количество звеньев в фильтре практически равно двум или четырем. Каждое звено настраивают на частоты 5, 7, 11 и 13-й гармоник. Фильтры присоединяют как в местах возникновения высших гармоник, так и в пунктах их усиления (резонанс токов).

Фильтр высших гармоник является одновременно и источником реактивной мощности и может служить в качестве одного из средств компенсации реактивных нагрузок. Параметры фильтров обычно подбирают так, чтобы их звенья были настроены в резонанс на частоты гармоник, недопустимых в системе электроснабжения, а значения их емкостей позволили скомпенсировать необходимую реактивную мощность основной частоты.

Во ВНИПИ Тяжпромэлектропроект разработаны технические требования на изготовление серии комплектных силовых резонансных фильтров 5, 7, 11 и 13-й гармоник с регулируемым реактором для сетей 6 – 10 кВ мощностью 1200 квар для 5-й и 7-й гармоник и мощностью 800 квар для 11-й и 13-й гармоник.

Основным недостатком фильтров высших гармоник является их высокая стоимость, обусловленная в основном стоимостью батарей конденсаторов. Поэтому применение фильтров целесообразно лишь в тех случаях, когда требуется не только не допустить проникновения в электрическую систему токов высших гармоник, но и скомпенсировать реактивную мощность в рассматриваемом пункте системы электроснабжения.

Распространению фильтров мешает также их большая чувствительность к точности настройки. При неточной настройке звеньев фильтра эффективность его уменьшается и даже может иметь место увеличение гармоник напряжения на шинах подстанции.

д) Контроль несинусоидальности напряжения. Для анализа несинусоидальности токов и напряжений в заводских сетях используют два метода: гармонический анализ осциллограмм и анализ, основанный на применении специальных приборов.

Осциллографирование с последующей расшифровкой осциллограмм дает наиболее полную информацию о спектральном составе сигнала, однако процесс обработки осциллограмм трудоемок и в полной мере возможен лишь с применением цифровых ЭВМ.

Исследование несинусоидальности токов и напряжений с помощью приборов является предпочтительным. В настоящее время для этих целей применяют приборы последовательного и параллельного анализа. К первым относятся измерители гармоник С4-48, ко вторым – анализаторы спектра С4-12, СКЧ-3, АСЧХ-1. Для определения эквивалентного действующего значения высших гармоник применяют измеритель коэффициента нелинейных искажений С6-1А. Эти приборы, выпускаемые серийно промышленностью, относятся к классу радиоизмерительных и не отвечают требованиям, предъявляемым к приборам для измерений в электрических сетях.

В настоящее время выпускаются анализаторы несинусоидальности типа АН-1, которые позволяют определить не только коэффициент несинусоидальности напряжения, но и амплитуды 2, 3, 5, 7, 9, 11 и 13-й гармоник напряжения.

На шинах низшего напряжения ГПП (ГРП) и всех подстанциях предприятия, имеющих источники высших гармоник, рекомендуется производить периодический и эпизодический контроль уровней высших гармоник. Периодический контроль должен производиться не менее 2 раз в год для характерных эксплуатационных режимов системы электроснабжения, а также для режимов, соответствующих максимальным нагрузкам источников высших гармоник. Эпизодический контроль несинусоидальности напряжения и уровней отдельных гармоник следует производить при подключении новых приемников электроэнергии, являющихся источниками высших гармоник, и изменениях в существующей системе электроснабжения, например при подключении батарей конденсаторов.

При постановке задачи контроля несинусоидальности напряжения следует ориентироваться на комбинацию различных средств измерения. При отсутствии априорной информации о несинусоидальности напряжения и времени ее наибольшего проявления измерение целесообразно производить с помощью простых регистрирующих средств (приборов типа АН-1), затем при выявлении существенной несинусоидальности производить дополнительный анализ кривых напряжений и токов более сложными приборами.

5.6. Несимметрия напряжений

Несимметрия напряжений и токов трехфазной системы является одним из важнейших показателей качества электроэнергии. Причиной появления несимметрии напряжений и токов являются различные несимметричные режимы системы электроснабжения. Широкое применение различного рода однофазных электротермических установок значительной мощности (до 10 000 кВт) и трехфазных дуговых печей также привело к значительному увеличению доли несимметричных нагрузок на промышленных предприятиях. Подключение таких мощных несимметричных одно- и трехфазных нагрузок к трехфазным сетям вызывает в системах электроснабжения

длительный несимметричный режим, который характеризуется несимметрией напряжений и токов.

В системах электроснабжения различают кратковременные (аварийные) и длительные (эксплуатационные) несимметричные режимы. Кратковременные несимметричные режимы обычно связаны с различными аварийными процессами, как, например, несимметричные КЗ, обрывы одного или двух проводов воздушной линии с замыканием на землю и т. д. Длительные несимметричные режимы обычно обусловлены несимметрией элементов электрической сети или подключением к системе электроснабжения несимметричных (одно-, двух- или трехфазных) нагрузок.

Несимметрию напряжений и токов, обусловленную несимметрией элементов электрической сети, называют продольной. Примером продольной несимметрии являются неполнофазные режимы воздушных линий и несимметрия параметров фаз отдельных элементов сети. Продольная несимметрия характерна также для специальных систем электропередачи: два провода – земля (ДПЗ), два провода – рельсы (ДПР), два провода – труба (ДПТ) и т. д.

Несимметрию напряжений и токов, вызванную подключением к сети многофазных и однофазных несимметричных нагрузок, называют поперечной. Поперечная несимметрия возникает также при неравенстве активных и реактивных сопротивлений отдельных фаз некоторых приемников электроэнергии (дуговые электропечи).

Для анализа и расчетов несимметричных режимов в трехфазных цепях в основном применяют метод симметричных составляющих, основанный на представлении любой трехфазной несимметричной системы величин (токов, напряжений, магнитных потоков) в виде суммы в общем случае трех симметричных систем величин. Эти симметричные системы, которые в совокупности образуют несимметричную систему величин, называют ее симметричными составляющими. Симметричные составляющие отличаются друг от друга порядком следования фаз, т. е. порядком, в котором фазные величины проходят через максимум, и называются системами прямой, обратной и нулевой последовательности.

Несимметрия междуфазных напряжений вызывается наличием составляющих обратной последовательности, а несимметрия фазных – еще и наличием составляющих нулевой последовательности.

В качестве меры несимметрии напряжений используют коэффициент несимметрии напряжений $k_{\text{нсм},U}$ (в ГОСТ 13109-67* коэффициент несимметрии обозначен ε_2), который определяют как отношение напряжения обратной последовательности основной частоты к номинальному линейному напряжению, %:

$$k_{\text{нсм},U} = \frac{U_2}{U_{\text{ном}}} 100\,\%. \tag{5.56}$$

Коэффициент несимметрии токов $k_{\text{нсм},I}$ определяют аналогично:

$$k_{\text{нсм},I} = \frac{I_2}{I_{\text{ном}}} 100\,\%. \tag{5.57}$$

При наличии составляющих нулевой последовательности происходит смещение нейтрали трехфазной системы, которое характеризуется коэф-

фициентом неуравновешенности напряжений, определяемым как процентное отношение напряжения нулевой последовательности к номинальному фазному напряжению:

$$k_{0,U} = \frac{U_0}{U_{\text{ном}}} 100\,\%. \tag{5.58}$$

Симметричные составляющие напряжений прямой $\dot{U}_1$, обратной $\dot{U}_2$ и нулевой $\dot{U}_0$ последовательностей определяют по известным соотношениям для симметричных составляющих прямой

$$\dot{U}_1 = \frac{1}{3}(\dot{U}_a + a\dot{U}_b + a^2\dot{U}_c), \tag{5.59}$$

обратной

$$\dot{U}_2 = \frac{1}{3}(\dot{U}_a + a^2\dot{U}_b + a\dot{U}_c) \tag{5.60}$$

и нулевой последовательностей

$$\dot{U}_0 = \frac{1}{3}(\dot{U}_a + \dot{U}_b + \dot{U}_c), \tag{5.61}$$

где $\dot{U}_a$, $\dot{U}_b$, $\dot{U}_c$ – фазные напряжения сети; $a = e^{j2\pi/3} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$ – комплексное число, называемое фазным множителем; $a^2 = e^{j2\pi/3}e^{j2\pi/3} = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}$.

Коэффициент несимметрии $k_{\text{нсм},U}$ является нормированным показателем качества электроэнергии. В соответствии с ГОСТ 13109-67 $k_{\text{нсм},U} \leqslant 2\,\%$ длительно допустим на зажимах любого трехфазного симметричного приемника электроэнергии. В случаях, когда коэффициент несимметрии больше указанных пределов, принимают меры по его снижению.

Несимметрия напряжений в системах электроснабжения оказывает значительное влияние на работу отдельных элементов сети и приемников электроэнергии.

Синхронные машины. При несимметрии токов и напряжений, обусловленной несимметричной нагрузкой, в статорах синхронных генераторов проходят токи прямой, обратной и нулевой последовательностей. Токи прямой последовательности создают магнитное поле, вращающееся синхронно с ротором, а обратной последовательности – магнитное поле, вращающееся с двойной синхронной частотой в направлении, обратном направлению вращения ротора, в результате чего магнитный поток, создаваемый токами обратной последовательности, пересекает полюсы ротора с двойной частотой вращения и наводит в них ЭДС с частотой 100 Гц. Эта ЭДС обусловливает в обмотке возбуждения пульсирующее поле, которое разлагают на две составляющие: поле, вращающееся в направлении вращения ротора и наводящее в статоре ЭДС тройной частоты, и поле, вращающееся в направлении, обратном направлению вращения ротора, и наводящее в статоре ЭДС с частотой вращения основного поля обратной последовательности, частично компенсирующее его. Электродвижущая сила тройной частоты вызывает в статоре токи прямой и обратной последовательностей такой же частоты. Магнитное поле токов обратной последовательности индуктирует в массивных металлических частях ротора значительные вихревые токи,

имеющие двойную частоту и создающие дополнительный пульсирующий с двойной частотой электромагнитный момент. Вихревые токи вызывают повышенный нагрев ротора, а пульсирующий момент – вибрацию вращающейся части машины. При значительной несимметрии вибрация может оказаться опасной для конструкций машины. Особенно опасна несимметрия напряжения для мощных современных турбо- и гидрогенераторов, выполняемых с пониженным тепловым запасом.

Располагаемая мощность синхронных машин при несимметричной нагрузке определяется следующими условиями:

1) температура ни в одной части ротора не должна превосходить допустимой для данного класса изоляции или материала;

2) ток в статоре наиболее загруженной фазы не должен превышать номинальный;

3) механические вибрации машины, которые могут возникать при несимметричной нагрузке, не должны превосходить допустимых пределов.

С учетом термических и механических характеристик современных отечественных синхронных машин и «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей» допускают длительную работу турбогенераторов и синхронных компенсаторов при разнице токов в фазах статора, не превышающей 10% номинального значения при условии, что фазный ток не превосходит номинального значения. При аналогичных условиях для гидрогенераторов разницу токов допускают не более 20%.

Асинхронные двигатели. Особенно неблагоприятно несимметрия напряжения сказывается на работе и сроке службы асинхронных двигателей. Сопротивление асинхронных электродвигателей токам прямой последовательности в 5 – 7 раз меньше сопротивления токам обратной последовательности. При наличии даже небольшой по значению составляющей напряжения обратной последовательности возникает значительный ток обратной последовательности. Этот ток накладывается на ток прямой последовательности и вызывает дополнительный нагрев ротора и статора, что приводит к быстрому старению изоляции и уменьшению располагаемой мощности двигателя. Например, при несимметрии напряжений 4% срок службы полностью загруженного асинхронного двигателя сокращается в 2 раза, при несимметрии напряжений 5% располагаемая мощность двигателей уменьшается на 5 – 10%, при несимметрии 10% – на 20 – 25% в зависимости от исполнения двигателя.

В асинхронных двигателях несимметрия напряжений обусловливает противодействующий вращающий момент, который уменьшает полезный момент. Уменьшение полезного момента за счет противодействующего по отношению к моменту при несимметричной нагрузке определяют выражением

$$\frac{M_2}{M_{\text{ном}}} = \frac{s}{2-s}\,\frac{Z_1^2 U_2^2}{Z_2^2 U_{\text{ном}}} = \frac{s}{2-s}\,\frac{Z_1^2}{Z_2^2}\,k^2_{\text{нсм},U}, \tag{5.62}$$

где s – скольжение; $k_{\text{нсм},U}$ – коэффициент несимметрии; Z_1 и Z_2 – полные сопротивления прямой и обратной последовательностей двигателя.

Таким образом, уменьшение вращающего момента зависит от квадрата коэффициента несимметрии напряжений.

Конденсаторные установки. Подключение симметричной по емкости трехфазной конденсаторной батареи к электрической сети с несимметричным напряжением может вызвать еще большую несимметрию. Кроме того, при несимметрии напряжений конденсаторные установки неравномерно загружаются реактивной мощностью по фазам, изменяется их общая реактивная мощность. Отношение реактивной мощности конденсаторной установки при несимметричном напряжении к реактивной мощности при симметричном напряжении в номинальном режиме определяют из выражения

$$\frac{Q_{\text{нсм}}}{Q_{\text{ном}}} = \frac{U_2^2}{U_{\text{ном}}^2}(1 + k_{\text{нсм},U}). \tag{5.63}$$

Нормальная длительная эксплуатация конденсаторной установки возможна при условии, что ни в одной фазе, в том числе и в наиболее загруженной, мощность потерь не превышает номинального значения. Это условие делает невозможным полное использование установленной реактивной мощности. Ее можно использовать только до уровня располагаемой мощности. Располагаемая мощность – это верхний предел реактивной мощности трехфазной конденсаторной установки, которая может быть полезно использована при несимметричном напряжении без снижения срока службы конденсаторов наиболее загруженной фазы. Располагаемая мощность при несимметричном напряжении всегда меньше номинальной, т. е.

$$Q_{\text{расп}} = Q_{\text{ном}} U_2^2 (1 + k^2_{\text{нсм},U}) \frac{1}{U^2_{\text{н.з.ф}}}, \tag{5.64}$$

где $U_{\text{н.з.ф}}$ – напряжение наиболее загруженной фазы.

Многофазные выпрямители. Несимметрия напряжений оказывает отрицательное влияние на режим работы многофазных выпрямителей. Если при симметричном напряжении токи (например, в мостовой схеме) одинаковы во всех выпрямителях и имеют одинаковую продолжительность протекания, то при несимметричном напряжении они могут значительно отличаться. В результате допустимая мощность выпрямителя снижается, так как часть выпрямителей оказывается недогруженной.

Несимметрия напряжений снижает также эффективность работы 3, 6, 12-фазных и других схем выпрямления. При несимметрии напряжений появляются гармоники (пульсации) двойной частоты выпрямленного с помощью таких схем тока, амплитуда которых пропорциональна коэффициенту несимметрии напряжений. Эти гармоники, резонируя в не рассчитанных на их появление сглаживающих фильтрах, перегружают конденсаторы и выводят их из строя. Наличие этих пульсаций в напряжении тяговой сети даже при работе сглаживающих фильтров отрицательно влияет на работу связи.

Трансформаторы, кабельные и воздушные линии. При расчете потерь активной мощности в кабельных и воздушных линиях $\Delta P_{л2}$ и трансформаторах $\Delta P_{т2}$ в несимметричных режимах полагают, что эти потери определяются только обратной последовательностью тока I_2, т. е.

$$\left.\begin{aligned} \Delta P_{л2} &= 3I_2^2 r_{л2}; \\ \Delta P_{т2} &= 3I_2^2 r_{т2}. \end{aligned}\right\} \tag{5.65}$$

Несимметрия напряжений не оказывает заметного влияния на работу кабельных и воздушных линий. В свою очередь для трансформаторов наблюдается значительное сокращение срока службы. При несимметрии токов трансформаторов нагрев будет несколько меньше, чем в случае симметричной нагрузки при токе фаз, равном току наиболее загруженной фазы.

Токи нулевой последовательности постоянно проходят через заземлители и отрицательно сказываются на их работе, вызывая высушивание грунта и увеличение сопротивления растеканию. Они оказывают значительное влияние на низкочастотные каналы проводной связи, сигнализации и автоблокировки.

Снижение несимметрии напряжений. Мероприятия по снижению несимметрии напряжений сводятся в основном к тому, чтобы коэффициент несимметрии напряжений не превышал допустимых пределов. Основной причиной возникновения несимметрии напряжений является наличие несимметричных однофазных электрических нагрузок. Рассмотрим основные методы и схемы симметрирования однофазных нагрузок.

В некоторых случаях можно снизить несимметрию напряжений рациональным пофазным распределением нагрузок. Пофазное перераспределение нагрузок не всегда позволяет обеспечить несимметрию напряжений в допустимых пределах. В этих случаях для снижения несимметрии применяют специальные симметрирующие устройства.

Симметрирование системы линейных напряжений трехфазной сети сводится к компенсации тока обратной последовательности, потребляемого однофазными нагрузками, и обусловленного им напряжения обратной последовательности. Симметрирующие устройства изготовляют управляемыми и неуправляемыми в зависимости от характера графика нагрузки. В настоящее время разработано большое число схем симметрирующих устройств как с электрическими, так и с электромагнитными связями между элементами.

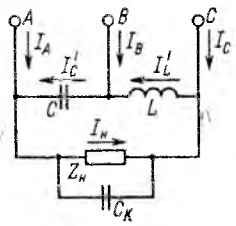


Рис. 5.21. Схема симметрирования однофазной нагрузки Штейнметца

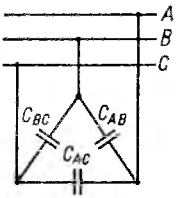


Рис. 5.22. Схема симметрирования несимметричной трехфазной нагрузки с помощью конденсаторной батареи

Для симметрирования однофазных приемников электроэнергии практически с постоянным графиком нагрузки и коэффициентом мощности, близким к 1 (дуговые печи косвенного действия, печи сопротивления), применяют схему Штейнметца (рис. 5.21). Требуемую мощность конденсаторной батареи C и дросселя L определяют из условия

$$Q_C = Q_L = \frac{P_0}{\sqrt{3}}, \tag{5.66}$$

где P_0 – активная мощность однофазной нагрузки.

Компенсацию тока обратной последовательности осуществляют с помощью конденсаторной батареи C и дросселя L. Эта схема наиболее эффективна при симметрировании чисто активной нагрузки.

Управляемые симметрирующие устройства, так же как и неуправляемые, в большинстве случаев выполняют по схеме Штейнметца. Такие устройства отличаются от неуправляемых тем, что мощность конденсаторной батареи и дросселя регулируют в них отключением части секций параллельно включенных конденсаторов и переключением отпаек дросселя или отключением отдельных дросселей. Симметрирующее устройство, выполненное по схеме с дросселем-делителем, может быть изготовлено управляемым и неуправляемым в зависимости от конкретных условий.

Симметрирование двух- и трехкратных несимметричных нагрузок с низким коэффициентом мощности можно осуществить с помощью трехфазной несимметричной батареи конденсаторов (рис. 5.22). В общем случае мощности конденсаторов в каждой фазе могут быть не равными, т. е.

$$Q_{C,AB} \neq Q_{C,BC} \neq Q_{C,CA}.$$

Трехфазные симметричные конденсаторные батареи компенсируют только реактивную составляющую тока и не влияют на активную.

Глава шестая

ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

6.1. Общие положения

Выбор числа и мощности силовых трансформаторов для главных понизительных (ГПП) и цеховых трансформаторных (ЦТП) подстанций промышленных предприятий должен быть правильным, технически и экономически обоснованным, так как он оказывает существенное влияние на рациональное построение схем промышленного электроснабжения.

При выборе числа и мощности силовых трансформаторов важными критериями являются надежность электроснабжения, расход цветного металла и потребная трансформаторная мощность. Оптимальный вариант выбирается на основе сравнения капиталовложений и годовых эксплуатационных расходов по выражениям (4.1) и (4.14).

Для удобства эксплуатации систем электроснабжения следует стремиться выбирать не более двух-трех стандартных мощностей основных трансформаторов (не считая вспомогательных). Это ведет к сокращению складского резерва и облегчает замену поврежденных трансформаторов. Желательна установка трансформаторов одинаковой мощности, но такое решение не всегда выполнимо.

В целях удешевления ГПП напряжением 35 – 220 кВ следует применять схемы без установки выключателей на стороне высшего напряжения.

Цеховые трансформаторы, как правило, не должны иметь распределительного устройства на стороне высшего напряжения. Следует широко применять непосредственное (глухое) присоединение питающей кабельной линии к трансформатору при радиальных схемах питания трансформатора или присоединение через разъединитель или выключатель нагрузки при магистральных схемах питания. При магистральной схеме питания трансформатора мощностью 1000 кВ·А и выше вместо разъединителя необходимо устанавливать выключатель нагрузки, так как при напряжении 6 – 20 кВ разъединителем можно отключать холостой ход трансформатора мощностью не более 630 кВ·А.

В настоящее время вновь сооружаемые цеховые трансформаторные подстанции чаще всего выполняются комплектными (КТП), полностью изготовленными на заводах и крупными блоками смонтированными на промышленных предприятиях. Конструктивно ЦТП выполняются в виде пристроенных, у которых одной стеной служит стена цеха, а сама подстанция расположена вне цеха. Основа помещения – каркас из стального профиля, расположенный на фундаменте и покрытый сверху тонкой листовой сталью, с боков – стальной сеткой. Такая компоновка ЦТП позволяет полностью использовать перегрузочную способность трансформаторов в послеаварийных режимах, является наиболее дешевой и обеспечивает быстрый монтаж (5 – 10 дней). Трансформаторы следует применять с изоляторами для наружной установки. Предпочтение КТП внутренней установки следует отдавать при агрессивных наружных средах.

6.2. Выбор числа трансформаторов

Число трансформаторов на ГПП и ЦТП определяется требованиями надежности электроснабжения. На рис. 6.1 приведена схема электроснабжения с установкой одного и двух трансформаторов, а на рис. 6.2 даны схемы их замещения. В схеме на рис. 6.2 изображены элементы цепи (с одним и двумя трансформаторами), соединенные последовательно: шинный разъединитель, выключатель на стороне высшего напряжения, трансформатор, выключатель на стороне низшего напряжения или автоматический выключатель и разъединитель или штепсельный разъем на стороне низшего напряжения.

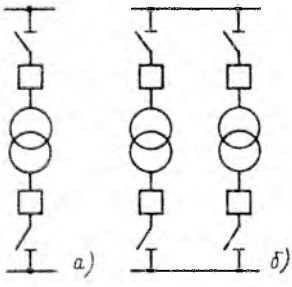


Рис. 6.1. Схема электроснабжения:
а – с одним трансформатором; *б* – с двумя трансформаторами

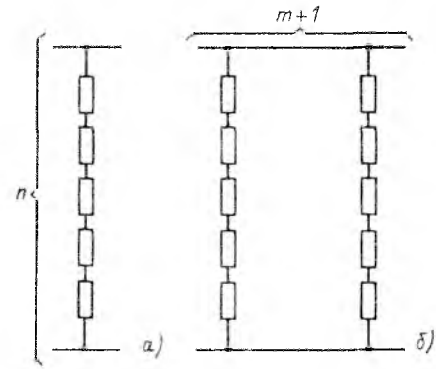


Рис. 6.2. Схема замещения для расчета надежности схемы электроснабжения:
а – с одним трансформатором; *б* – с двумя трансформаторами

Задача заключается в том, чтобы из двух намеченных вариантов схем (рис. 6.1, *а* и *б*) выбрать одну с лучшими технико-экономическими показателями. Оптимальный вариант схемы выбирается на основе сравнения приведенных годовых затрат по каждому варианту:

$$З_i = C_{э,i} + k_{н.э} K_i + У_i, \qquad (6.1)$$

где $C_{э,i}$ – эксплуатационные расходы i-го варианта; K_i – капитальные затраты i-го варианта; $У_i$ – убытки потребителя электроэнергии от перерывов электроснабжения.

По схеме на рис. 6.1, *а* наступает полный перерыв питания, а по схеме на рис. 6.1, *б* оставшийся в работе трансформатор с перегрузкой обеспечивает питание всех потребителей. Для схемы на рис. 6.1, *а* питание со стороны низшего напряжения трансформатора по резервной кабельной линии от соседней трансформаторной подстанции осуществлять нецелесообразно, так как такая схема аналогична схеме подстанции с двумя трансформаторами, но имеет худшие показатели за счет длинной кабельной линии между системами шин двух удаленных друг от друга подстанций.

Объективная оценка при выборе числа трансформаторов должна быть произведена с учетом фактора надежности.

Под надежностью системы электроснабжения понимается свойство объекта выполнять заданные функции, сохраняя во времени значения установленных эксплуатационных показателей в заданных пределах, соответствующих заданным режимам и условиям использования.

Показатели надежности – это количественные характеристики одного или нескольких свойств, составляющих надежность. Одним из основных показателей надежности является вероятность безотказной работы $p(t)$. Это вероятность того, что в пределах заданного времени отказа не возникнет.

Для рассматриваемого случая формула вероятности безотказной работы системы с нагруженным резервом [9]

$$P_{об}(t) = 1 - \{1 - p^n(t)\}^{m+1}. \tag{6.2}$$

Эта формула проста и удобна для пользования. Пусть, например, известна вероятность безотказной работы каждого элемента в каждой цепи, равная $p(t)$. Требуется найти такое число резервных цепей, при котором общая вероятность безотказной работы не менее заданной величины $P_{об}(t)$. Найдем из этой формулы требуемое количество резервных цепей m:

$$\{1 - p^n(t)\}^{m+1} \leqslant 1 - P_{об}(t);$$

$$(m+1)\ln\{1 - p^n(t)\} \leqslant \ln\{1 - P_{об}(t)\};$$

$$m + 1 \geqslant \frac{\ln\{1 - P_{об}(t)\}}{\ln\{1 - p^n(t)\}}, \tag{6.3}$$

так как $\ln\{1 - p^n(t)\} < 0$.

Таким образом, найдено необходимое число резервных цепей при данном числе n элементов в каждой цепи и известной вероятности безотказной работы всех элементов, удовлетворяющее условию

$$P_{об}(t) \leqslant 1 - \{1 - p^n(t)\}^{m+1}.$$

Примеры практического использования данной методики расчета приведены в [18].

Надежность системы с точки зрения продолжительности работы до отказа оценивается наработкой на отказ или средним временем безотказной работы.

Связь между вероятностью безотказной работы и наработкой на отказ выражается уравнением

$$T_{о.ср} = \int_0^\infty p(t)\,dt = M[T_о].$$

Другими словами, $T_{0ср}$ равно площади, ограниченной функцией вероятности безотказной работы $p(t)$ и координатными осями, или математическому ожиданию времени безотказной работы T_0.

Принимая в первом приближении интенсивность отказов элементов постоянной во времени, используем показательный (экспоненциальный) закон распределения вероятности безотказной работы

$$p_i(t) = e^{-\lambda_{0,i} t}. \tag{6.4}$$

Эта формула справедлива для всех устройств, которые прошли надлежащую приработку, уже не обнаруживают приработочных отказов, но еще и не испытывают в какой-либо степени влияние износа, т. е. ухудшение характеристик в результате старения.

Период работы, для которого справедлива данная формула, принято называть периодом нормальной эксплуатации устройства.

Важным свойством распределения является то, что вероятность безотказной работы системы в течение заданного времени t не зависит от того, сколько времени система проработала до этого. Для цепи, которую мы рассматриваем, можно записать

$$p(t) = e^{-\lambda_0 t}, \tag{6.4а}$$

где λ_0 – интенсивность отказов цепи.

В этом случае среднее время безотказной работы системы равно

$$T_{ср} = \int_0^\infty [1 - (1 - e^{-\lambda_n})^{m+1}]\, dt.$$

Введем новую переменную $z = 1 - e^{-\lambda t_n}$. Тогда

$$dz = \lambda n e^{-\lambda_n} dt;\ e^{-\lambda_n} = 1 - z \text{ и } dt = \frac{dz}{\lambda_n (1 - z)};$$

$$T_{ср} = \int_0^1 \frac{1 - z^{m+1}}{\lambda n (1 - z)} dz = \frac{1}{\lambda n} \int_0^1 (1 + z + z^2 + \ldots + z^m)\, dz =$$

$$= \frac{1}{\lambda n}\left(1 + \frac{1}{2} + \frac{1}{3} + \ldots + \frac{1}{m+1}\right).$$

Проанализируем надежность резервируемой системы по среднегрупповым интенсивностям отказов элементов. В качестве исходных данных для расчета надежности берем из таблиц интенсивности отказов элементов различных типов λ_i в каждой из $m+1$ цепи в зависимости от количества элементов n в каждой цепи. В этом случае все элементы k-й цепи разобьем на группы с примерно одинаковыми интенсивностями отказов. Обозначим через N_i количество элементов в каждой группе (пусть всего групп q). Найдем по справочным материалам интенсивность отказов элементов каждой группы λ_i (среднее или крайнее, если нужно взять максимальные или минимальные критерии надежности системы).

Вычислим $N_i\lambda_i$, характеризующие долю отказов, вносимых элементами данной группы в общую интенсивность отказов системы. Пользуясь изложенным выше, можно рассчитать общую интенсивность отказов цепи путем суммирования произведений $N_i\lambda_i$ по группам $\lambda_o = \sum_{i=1}^{q} N_i\lambda_i$; $\lambda_o = n\lambda$.

Зная λ_o и число резервных цепей, вычисляем

$$T_{cp} = \frac{1}{\lambda_o}\left(1 + \frac{1}{2} + \frac{1}{3} + \ldots + \frac{1}{m+1}\right).$$

С другой стороны, из-за того что $T_{cp} = \int_0^\infty p(t)\,dt$, а $p(t) = e^{-\lambda_o t}$, имеем $T_{cp} = \int_0^\infty e^{-\lambda_o t}\,dt = \frac{1}{\lambda_o}$.

Отсюда

$$p(t) = e^{-\frac{t}{T_{cp}}}. \qquad (6.5)$$

Таким образом, получена зависимость вероятности безотказной работы резервируемой системы от среднего времени безотказной работы данной системы. Практические примеры решения задач подобного рода приведены в [18].

Сооружение однотрансформаторных подстанций не всегда обеспечивает наименьшие затраты. Если же по условиям резервирования питания потребителей необходима установка более одного трансформатора, то нужно стремиться к тому, чтобы их было не более 2. Расчеты, проведенные выше, показали, что из двух вариантов схем (рис. 6.1, *а* и *б*) установка двух трансформаторов (рис. 6.1, *б*) обеспечивает надежное питание потребителей. Это означает, что при выходе из строя одного трансформатора второй, как правило, обеспечивает 100%-ную надежность питания в течение времени, необходимого для ремонта поврежденного трансформатора или его замены. Убытки производства от возможных перерывов электроснабжения (рис. 6.1, *а*) можно подсчитать, используя материал, изложенный в [18].

Выбор числа трансформаторов связан с режимом работы станции или подстанции. График нагрузки может быть таким, при котором по экономическим соображениям необходимо установить не один, а два трансформатора. Это имеет место, как правило, при низком коэффициенте заполнения графика нагрузки (0,5 и ниже). В этом случае необходима установка отключающих аппаратов для оперативных действий (производящихся дежурным персоналом или происходящих автоматически) с силовыми трансформаторами при соблюдении экономически целесообразного режима их работы.

Двухтрансформаторные подстанции экономически более целесообразны, чем подстанции с одним или большим числом трансформаторов. Схемы электрических соединений на стороне высшего напряжения подстанций желательно выполнять наиболее простыми (рис. 6.3).

Схему рис. 6.3,*а* (два блока линия – трансформатор с отделителями и автоматически действующей перемычкой) применяют для ответвительных или тупиковых подстанций, когда необходимо автоматическое восстановление питания трансформатора после аварийного отключения его линии. Схему рис. 6.3, *б* (блок линия – трансформатор с отделителем)

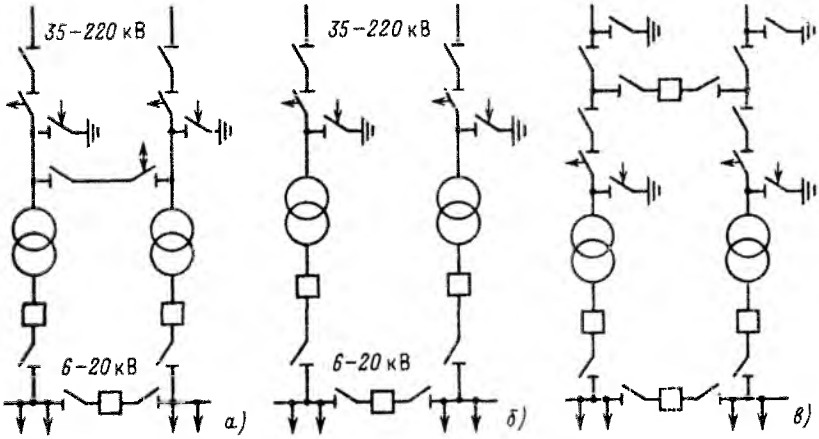


Рис. 6.3. Однолинейные схемы электрических соединений главных понизительных подстанций с двумя трансформаторами:

а, б – без выключателей на стороне высшего напряжения; *в* – с выключателем на стороне высшего напряжения

рекомендуют для подстанций, присоединяемых к линии, питающей несколько подстанций. Применение короткозамыкателей на линиях длиной 10 – 12 км не рекомендуется из-за возможности появления километрического эффекта. Тогда вместо короткозамыкателя используют телепередачу отключающего импульса по каналам связи. Схему рис. 6.3, *в* (мостик с выключателем в перемычке и отделителями в цепи трансформаторов) применяют при двустороннем питании или транзите мощности по одной линии при отсутствии АПВ. Применение простых схем (рис. 6.3) особенно выгодно, когда стоимость выключателя на стороне высшего напряжения соизмерима со стоимостью установки трансформатора. Для снижения токов КЗ и облегчения работы аппаратов напряжением до 1000 В в нормальном режиме обычно применяют раздельную работу трансформаторов. *Для резервирования части нагрузки при отключении одного* из работающих трансформаторов второй включается с помощью секционного автоматического выключателя, обеспечивает электроснабжение потребителей и работает с перегрузкой до восстановления схемы нормального режима работы. Ввод резервного питания для потребителей первой категории должен осуществляться автоматически.

При выборе числа трансформаторов необходимо учитывать требование резервирования потребителей, исходя из следующих соображений. Потребители 1-й категории должны получать питание от двух независимых источников электроэнергии. При питании этих потребителей от двух подстанций на них можно устанавливать по одному трансформатору. Обеспечивая питание потребителей 1-й категории от одной подстанции, необходимо иметь по одному трансформатору на каждую секцию шин; при этом для обеспечения питания потребителей мощность трансформаторов должна быть выбрана с учетом допустимой перегрузки каждого из них *при отключении любого из трансформаторов.*

Ввод резервного питания для потребителей 2-й категории должен осуществляться автоматически или действиями дежурного персонала. При питании этих потребителей от одной подстанции необходимо иметь два трансформатора или резервный «складской» трансформатор для нескольких подстанций. Замену поврежденного трансформатора можно произвести в течение нескольких часов. На время замены трансформатора может вводиться ограничение питания потребителей с учетом допустимой перегрузки оставшегося в работе трансформатора.

Потребители 3-й категории могут получать питание от подстанции с одним трансформатором при наличии «складского» резервного трансформатора.

6.3. Выбор мощности силовых трансформаторов

Мощность силовых трансформаторов в нормальных условиях должна обеспечивать питание всех приемников электроэнергии промышленных предприятий. Выбор мощности силовых трансформаторов следует осуществлять с учетом экономически целесообразного режима их работы и соответствующего обеспечения резервирования питания потребителей при отключении одного из трансформаторов. При этом следует иметь в виду, что нагрузка трансформаторов в нормальных условиях не должна по нагреву вызывать сокращения естественного срока его службы.

Промышленные предприятия Советского Союза из года в год увеличивают свою производственную мощность и расширяются в результате строительства новых цехов, освоения новых площадей или более рационального использования существующих. Одним из возможных путей реконструкции подстанций является замена установленных трансформаторов более мощными, обычно на одну ступень. Так, например, при установке двух трансформаторов мощностью по 16 000 кВ·А их фундаменты и конструкции должны быть предусмотрены для установки двух трансформаторов мощностью по 25 000 кВ·А без дополнительной реконструкции подстанции.

Установка на подстанции двух трансформаторов, работающих как правило, раздельно, обеспечивает надежность систем промышленного электроснабжения в том случае, если при аварии одного из трансформаторов оставшийся в работе трансформатор полностью или с некоторым ограничением обеспечит потребную мощность нагрузки. Обеспечение потребной мощности может осуществляться как путем использования номинальной мощности трансформаторов, так и вследствие их перегрузочной способности (в целях уменьшения их установленной мощности).

Номинальной мощностью трансформатора называют мощность, на которую он может быть нагружен непрерывно в течение всего срока службы (примерно 20 лет) при нормальных температурных условиях окружающей среды. Согласно ГОСТ 14209-69 и 11677-75 эти условия предусматривают, чтобы:

1) температура окружающей среды была равна 20 °С;

2) превышение средней температуры масла над температурой окружающей среды составляло для систем М и Д 44 °С и для систем охлаждения ДЦ и Ц 36 °С (их расшифровка приведена в табл. 6.1);

Таблица 6.1. **Классификация видов охлаждения трансформаторов**

Вид охлаждения	Условное обозначение	Вид охлаждения	Условное обозначение
Масляные трансформаторы		*Сухие трансформаторы*	
Естественная циркуляция воздуха и масла	М	Естественное воздушное при открытом исполнении	С
Принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла	Д	Естественное воздушное при защищенном исполнении	СЗ
		Естественное воздушное при герметичном исполнении	СГ
Естественная циркуляция воздуха и принудительная циркуляция масла	МЦ	Воздушное с дутьем	СД
Принудительная циркуляция воздуха и масла	ДЦ	*Трансформаторы с негорючим жидким диэлектриком*	
Принудительная циркуляция воды и естественная циркуляция масла	МВ	Естественное охлаждение негорючим жидким диэлектриком	Н
Принудительная циркуляция воды и масла	Ц	Охлаждение негорючим жидким диэлектриком с дутьем	НД

3) превышение температуры наиболее нагретой точки обмотки над средней температурой обмотки было равно 130 °С;

4) отношение потерь КЗ к потерям ХХ было равно пяти (принимают наибольшее значение для обеспечения запаса по нагреву изоляции);

5) при изменении температуры изоляции на 6 °С от среднего ее значения при номинальной нагрузке, равной 85 °С, срок службы изоляции изменялся вдвое (сокращался при повышении температуры или увеличивался при ее понижении);

6) во время переходных процессов в течение суток наибольшая температура верхних слоев масла не превышала 95 °С и наиболее нагретой точки металла обмотки 140 °С. Это условие справедливо только для

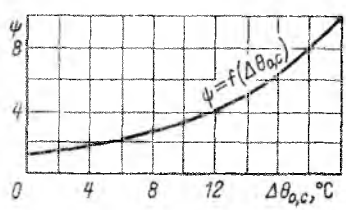


Рис. 6.4. Кривая для определения повышенного износа изоляции трансформатора по сравнению с нормальным износом в зависимости от превышения температуры охлаждающей среды:

ψ – относительный повышенный износ изоляции; $\Delta\theta_{0,c}$ – превышение температуры охлаждающей среды над температурой, соответствующей нормальному износу изоляции

эквивалентной температуры окружающей среды, равной 20 °С. При снижении этой температуры необходимо следить за нагрузкой трансформатора по контрольно-измерительным приборам и во всех случаях не допускать превышения нагрузки сверх 150% номинальной (ГОСТ 14209-69). В соответствии с зависимостью, приведенной на рис. 6.4, определяют повышенный износ изоляции трансформатора при превышении температуры окружающей среды над эквивалентной температурой для имеющегося графика нагрузок и решают вопрос о допустимости этого износа.

Если повышенный износ недопустим, то нагрузка на трансформатор должна быть соответственно уменьшена или должен быть выбран трансформатор большей мощности.

Условное обозначение трансформатора включает:

а) буквенное обозначение, характеризующее число фаз, вид охлаждения, число обмоток и вид переключения ответвлений;

б) обозначение номинальной мощности и класса напряжения;

в) обозначение года выпуска рабочих чертежей трансформатора данной конструкции; указываются последние две цифры.

Буквенное обозначение трансформатора должно содержать следующие данные в указанном порядке:

а) число фаз – для однофазных О; для трехфазных Т;

б) вид охлаждения (табл. 6.1);

в) число обмоток (для обозначения трехобмоточного трансформатора применяют букву Т).

Выполнение одной обмотки с устройством РПН обозначают дополнительной буквой Н. Трансформатор с расщепленной обмоткой НН обозначают буквой Р после числа фаз, например ТРДН. Номинальную мощность и класс напряжения указывают в виде дроби, числитель которой – номинальная мощность в киловольт-амперах, а знаменатель – класс напряжения обмотки ВН в киловольтах.

Пример условного обозначения. ТМЗ-1000/10 – трехфазный масляный трансформатор мощностью 1000 кВ·А с первичным напряжением 10 кВ закрытого типа.

Пример 6.1. Трансформатор с системой охлаждения М и постоянной времени нагрева масла $\tau = 3{,}5$ ч работает при начальной нагрузке, равной 50% номинальной, и температуре охлаждающей среды $\theta_{0,c} = 20\,^{\circ}\mathrm{C}$. В послеаварийном режиме трансформатор должен нести нагрузку 140% номинальной мощности в течение суток 5,5 ч. Эта нагрузка не должна продолжаться более пяти дней подряд. Следует выяснить, насколько сократится срок службы трансформатора при работе в этих условиях.

Находим, при какой температуре перегрузка на 40% в течение 5,5 ч возможна для данного трансформатора без повышенного износа изоляции. При $k_3 = 0{,}5$ и $\theta_{0,c} = 0\,^{\circ}\mathrm{C}$ (рис. 17.7 [17]) перегрузка возможна в течение 5,7 ч, разность температур $20\,^{\circ}\mathrm{C} - 0\,^{\circ}\mathrm{C} = 20\,^{\circ}\mathrm{C}$. В соответствии с рис. 6.4 относительный износ изоляции при температуре $\theta_{0,c} = 20\,^{\circ}\mathrm{C}$ равен 10 вместо 1,0 при $\theta_{0,c} = 0\,^{\circ}\mathrm{C}$. Отсюда следует, что за 5 сут изоляция будет изношена так, словно трансформатор работал в номинальных условиях 50 дней, или срок его службы сократится, если считать срок службы равным 20 лет, на $\dfrac{50 \cdot 100}{20 \cdot 365} \approx 0{,}7\,\%$.

По методу, изложенному в ГОСТ 14209-69, предусматривают проверку допустимости действительного графика нагрузок для выбранного трансформатора.

Для цеховых трансформаторов мощностью до 1000 кВ·А, особенно старых выпусков, можно применить упрощенный способ определения номинальной мощности. Этот способ используют для проверки мощности трансформаторов типа ТМ при установке их на открытом воздухе при температуре окружающей среды, изменяющейся в пределе до $+35\,^{\circ}\mathrm{C}$, и среднегодовой температуре $+5\,^{\circ}\mathrm{C}$. При этих условиях превышение температуры обмоток трансформатора над температурой окружающей среды не должно превосходить $70\,^{\circ}\mathrm{C}$. Отсюда наибольшая допускаемая температура металла обмоток составляет $105\,^{\circ}\mathrm{C}$. Эта температура имеет место

только при $\theta_{о.с} = 35\,^{\circ}C$ и при совпадении ее с максимальной нагрузкой трансформатора. Практически максимум нагрузки приходится на зимние месяцы (декабрь – январь), и $\theta_{о.с}$ в это время много ниже 35 °С, поэтому в зимнее время контроль за нагрузкой трансформатора ведут по измерительным приборам. В естественных условиях охлаждения она не должна превышать 130 % номинальной мощности, при форсировке охлаждения – 140 %.

Следует иметь в виду, что температура верхних слоев масла – косвенный показатель. Если трансформатор будет иметь температуру верхних слоев масла 95 °С при $\theta_{о.с} = -50\,^{\circ}C$, то он не проработает и двух-трех дней, так как эти условия будут соответствовать нагреву металла обмоток приблизительно до 200 °С, что имело место в практике (г. Норильск). Поэтому при $\theta_{о.с} < 35\,^{\circ}C$ необходимо следить за нагрузкой трансформатора по измерительным приборам.

В местностях, где среднегодовая температура отличается от $\theta_{с.г} = 5\,^{\circ}C$, номинальная мощность трансформатора или снижается с повышением температур $\theta_{о.с}$ и $\theta_{с.г}$, или повышается с их понижением.

Номинальную мощность трансформатора определяют из выражения

$$S_{ном.т} = S_{ном.т.п}\left(1 + \frac{S - \theta_{с.г}}{100}\right), \qquad (6.6)$$

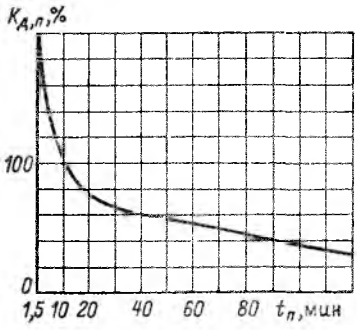
где $S_{ном.т.п}$ – номинальная паспортная мощность трансформатора для $\theta_{с.г} = 5\,^{\circ}C$ и $\theta_{о.с} = 35\,^{\circ}C$.

Когда $\theta_{о.с} > 35\,^{\circ}C$, номинальная мощность трансформатора дополнительно снижается на 1 % на каждый градус повышения температуры окружающей среды в пределах до $\theta_{пред.о.с} = 45\,^{\circ}C$. При дальнейшем повышении $\theta_{о.с}$ обязательно применение форсированного воздушного или водяного охлаждения.

При выборе мощности силовых трансформаторов необходимо учитывать их перегрузочную способность, которая определяется в зависимости от графика нагрузок для устанавливаемого трансформатора. Если ее не принимать во внимание, можно завысить установленную мощность трансформатора. В условиях эксплуатации допускают аварийную и возможную систематическую перегрузки трансформаторов.

Перегрузка аварийная. В соответствии с ГОСТ 14209-69 для сухих трансформаторов и трансформаторов, имеющих системы охлаждения М, Д, ДЦ и Ц (табл. 6.1), можно допускать независимо от длительности предшествующей нагрузки, температуры окружающей среды и места установки кратковременную перегрузку в соответствии с зависимостями, представленными на рис. 6.5, 6.6.

Трансформатор можно перегружать на 40 % в течение пяти суток, когда его нагрузка (для систем охлаждения М, Д, ДЦ и Ц) до аварийной перегрузки не превышала 0,93 его паспортной мощности. Однако при этом продолжительность перегрузки каждые сутки не должна превышать 6 ч (суммарная продолжительность перегрузки подряд или с перерывами). В этом случае необходимо применять средства для форсирования охлаждения.



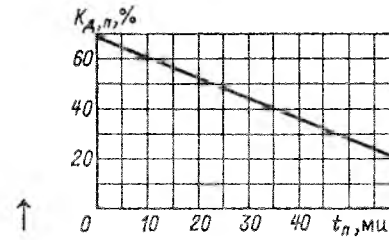


Рис. 6.6. Кривая для определения допустимых аварийных перегрузок $K_{д.п}$ для сухих трансформаторов в зависимости от длительности перегрузок $t_п$

Рис. 6.5. Кривая для определения допустимой аварийной перегрузки трансформаторов $K_{д.п}$ в зависимости от продолжительности этой перегрузки $t_п$ (зависимость дана для трансформаторов с системами охлаждения М, Д, ДЦ, Ц)

Перегрузка систематическая. Перегрузочная способность трансформатора зависит от графика нагрузок, который характеризуется коэффициентом заполнения графика

$$k_{з.г} = \frac{S_{ср}}{S_м}. \qquad (6.7)$$

Определив по кривым рис. 6.4 продолжительность максимальной нагрузки, определяют значения допустимой перегрузки, возможной для трансформатора ежедневно в часы максимума нагрузки. Допустимую нагрузку трансформатора можно определить и по соотношению

$$S'_{доп} = S_{ном.т.п}(1 - k_{з.г})\,0{,}3, \qquad (6.8)$$

где $S'_{доп}$ – допустимая дополнительная нагрузка трансформатора в часы максимальной нагрузки выше номинальной паспортной мощности за счет неполного использования трансформатора в течение остального времени суток, кВ·А.

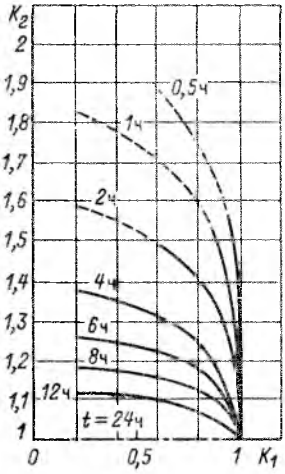


Рис. 6.7. Зависимость коэффициента допустимой перегрузки силовых трансформаторов (исполнений М, Д, ДЦ, Ц) от продолжительности перегрузки $t_п$ и коэффициента загрузки трансформатора $k_з$

Кроме того, трансформатор может быть перегружен зимой за счет снижения его нагрузки в летнее время, т. е. когда нагрузка снижается вообще и естественный срок службы трансформатора увеличивается за счет снижения температуры металла обмоток. В соответствии с этим допускают перегрузку в зимнее время на 1 % на каждый процент недогрузки в летнее время, но всего не более чем на 15 %. Общая перегрузка не должна превышать 30 %, т. е.

$$S_{доп\Sigma} \leqslant 1{,}3S_{ном.т.п}. \qquad (6.9)$$

Таблица 6.2. **Указания к пользованию графиками, приведенными в ГОСТ 14209-69**

Система охлаждения	Постоянная времени нагрева трансформатора, ч	Эквивалентная температура охлаждающей среды, °С						Мощность трансформатора, кВ·А
		−10	0	10	20	30	40	
		Номер графика по ГОСТ 14209-69						
М	2,5	1	3	5	7	9	11	1 — 1000
	3,5	2	4	6	8	10	12	1000 — 32 000
Д	2,5	13	15	17	19	21	23	6300 — 32 000
	3,5	14	16	18	20	22	24	32 000 — 63 000
ДЦ, Ц	2,5	25	27	29	31	33	35	100 000 — 125 000
	3,5	26	28	30	32	34	36	Выше 125 000

Примечания: 1. Шкала мощностей трансформаторов указана только для определения ориентировочной постоянной времени нагрева.

2. При промежуточных, не кратных 10 °С температурах и промежуточных значениях длительности перегрузки коэффициент допустимой перегрузки и ее длительности определяют методом интерполяции. При значениях $K_2 = K_н > 1{,}5$ кривые графиков нанесены пунктиром. Эти участки кривых могут быть использованы только при разрешении завода-изготовителя.

Более точно систематические перегрузки для трансформаторов с системами охлаждения М, Д, ДЦ и Ц можно определить в соответствии с ГОСТ 14209-69. В приложении 1 к ГОСТ 14209-69 и в [7] приведены 36 графиков, один из которых для примера показан на рис. 6.7.

На этих графиках даны зависимости коэффициентов допустимой перегрузки трансформатора $k_{д,п}$ в функции: 1) коэффициента загрузки $k_з$, имевшего место до периода времени, когда должна была последовать перегрузка трансформатора; 2) длительности максимума перегрузки $t_п$. Графики построены для постоянных времени нагрева трансформаторов, равных 2,5 и 3,5 ч, и эквивалентной температуры окружающей среды от −10 до +40 °С. Указания к пользованию графиками приведены в табл. 6.2.

Пример 6.2. Трансформатор с естественным масляным охлаждением работает с коэффициентом загрузки $K_1 = 0{,}8$; после этого он в течение 2 ч нагружается на 135 %, или 1,35 $S_{ном.т.п}$. Определить, допустим ли такой режим работы.

Постоянная времени нагрева $\tau = 2{,}5$ ч, эквивалентная температура окружающей среды $\theta_{о.с.э} = 20$ °С. По графику на рис. 17.7 [17] $K_2 = 1{,}35$, следовательно, указанный режим работы трансформатора допустим.

Расчет параметров, требующихся по ГОСТ 14209-69 для определения систематической допустимой перегрузки трансформатора, ведется следующим образом.

1. Определяют постоянную времени нагрева трансформатора, ч,

$$\tau = \frac{C\theta_м}{\Delta P_х \Delta P_к},$$

где C — теплоемкость трансформатора, Вт/(ч·°С); $\Delta P_х$ — потери ХХ, Вт; $\Delta P_к$ — потери КЗ, Вт; $\theta_м$ — превышение температуры верхних слоев масла над температурой охлаждающей среды, °С.

Теплоемкость трансформаторов с обмотками из меди

$$C_{\text{м}} = 132G_{\text{о}} + 108G_{\text{б,р}} + 545G_{\text{м}} + 133G_{\text{маг}};$$

трансформаторов с обмотками из алюминия

$$C_{\text{ал}} = 286G_{\text{о}} + 108G_{\text{б,р}} + 545G_{\text{м}} + 133G_{\text{маг}},$$

где $G_{\text{маг}}$ – масса магнитопровода, т; $G_{\text{м}}$ – масса масла, т; $G_{\text{б,р}}$ – масса бака с радиаторами, т; $G_{\text{о}}$ – масса обмоток, т.

2. Определяют эквивалентную температуру охлаждающей среды. Когда температура охлаждающей среды существенно изменяется (например, в течение нескольких месяцев или всего года), эквивалентную температуру определяют по формуле

$$\theta_{\text{охл,э}} = 20 \lg \frac{2^{\frac{\theta_{\text{охл1}}}{6}} + 2^{\frac{\theta_{\text{охл2}}}{6}} + \ldots + 2^{\frac{\theta_{\text{охлn}}}{6}}}{N},$$

где $\theta_{\text{охл1}}$, $\theta_{\text{охл2}}$, $\theta_{\text{охлn}}$ – месячные эквивалентные температуры, °С, которые допускается принимать равными среднемесячным температурам; N – число месяцев.

Эквивалентные годовые и месячные температуры воздуха допускается определять приближенно в зависимости от среднегодовых температур (рис. 6.8).

Карты европейской и азиатской частей СССР с нанесением на них среднегодовых температур приведены в ГОСТ 14209-69 и в [17]. Для выбора номинальной мощности трансформатора по ГОСТ 14209-69 нагрузка его должна быть задана двухступенчатым прямоугольным графиком с начальной нагрузкой $I_{\text{э,н}} = k_{\text{н}} I_{\text{ном,т}}$ и перегрузкой $I_{\text{э,п}} = k_{\text{д,п}} I_{\text{ном,т}}$ в течение времени $T_{\text{п}}$.

Здесь $I_{\text{э,н}} = f(k_1)$ – ток начальной нагрузки, А; $I_{\text{э,п}} = f(k_2)$ – ток перегрузки, А; $k_{\text{н}}$ – коэффициент начальной нагрузки; $k_{\text{д,п}}$ – коэффициент допустимой перегрузки; $I_{\text{ном,т}}$ – номинальный ток трансформатора, А.

По параметрам τ и $\theta_{\text{охл}}$ с учетом вида системы охлаждения трансформатора выбирают один из 36 графиков, помещенных в ГОСТ 14209-69 и в [17, 19]. На этом графике строят прямую в соответствии с уравнением

$$k_{\text{н}} = \frac{I_{\text{э,н}}}{I_{\text{э,п}}} k_{\text{д,п}}. \qquad (6.10)$$

В точке пересечения кривой перегрузки (с заданной длительностью $T_{\text{п}}$) с указанной прямой определяют значения $k_{\text{н}}$ и $k_{\text{д,п}}$. Номинальный ток трансформатора определяют по формуле

$$I_{\text{ном,т}} = I_{\text{э,н}}/k_{\text{н}} \quad \text{или} \quad I_{\text{ном,т}} = I_{\text{э,п}}/k_{\text{д,п}}. \qquad (6.11)$$

По номинальному току и напряжению определяют нужную номинальную мощность трансформатора в киловольт-амперах.

Часто в системах промышленного электроснабжения имеет место несимметричная нагрузка трансформаторов. Если мощность трансформатора при работе в таком режиме выбрана по наиболее загруженной фазе, то будет иметь место явное недоиспользование его мощности. Поэтому трансформатор следует выбирать с учетом его возможной перегрузки,

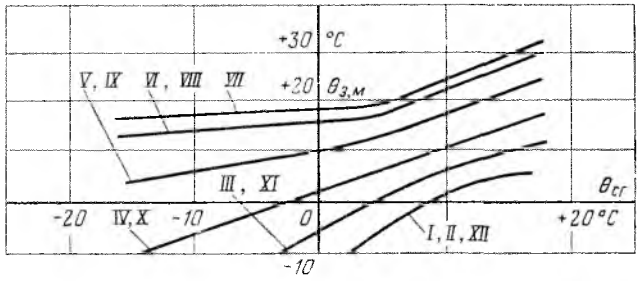


Рис. 6.8. График эквивалентных месячных температур $\theta_{э.м}$ в зависимости от среднегодовых температур $\theta_{сг}$

что позволяет сократить потребную мощность его. Исследования показали, что ток в наиболее загруженной фазе может быть выше номинального. Коэффициент перегрузки, допустимой в несимметричном режиме,

$$k_{п.и.р} = \frac{I_A}{I_{ном.т}} = \frac{1{,}53}{\sqrt{1 + 0{,}45\left[1 + \left(\frac{I_B}{I_A}\right)^2 + \left(\frac{I_C}{I_A}\right)^2\right]}}, \qquad (6.12)$$

где I_A – ток наиболее загруженной фазы; $I_{ном.т}$ – номинальный ток фазы трансформатора; I_B и I_C – токи в двух других фазах, нагруженных меньше фазы A.

При проектировании и в условиях эксплуатации следует предусматривать экономически целесообразный режим работы трансформаторов. Сущность его состоит в том, что при наличии на подстанции нескольких трансформаторов, могущих работать на общие шины, число включенных трансформаторов определяют условием, обеспечивающим минимум потерь мощности в этих трансформаторах при работе их по заданному графику нагрузки. При этом надо учитывать не только потери активной мощности в самих трансформаторах, но и потери активной мощности, возникающие в системе электроснабжения по всей цепочке питания от генераторов электростанции до рассматриваемых трансформаторов из-за потребления трансформаторами реактивной мощности (рис. 6.1). Эти потери называют приведенными в отличие от потерь в самих трансформаторах, определяемых по выражению

$$\Delta P_т = \Delta P_х + k_з^2 \Delta P_к, \qquad (6.13)$$

и подсчитывают по выражению

$$\Delta P'_т = \Delta P'_х + k_з^2 \Delta P'_к, \qquad (6.14)$$

где $\Delta P'_{\text{х}} = \Delta P_{\text{х}} + k_{\text{и.п}}\Delta Q_{\text{х}}$ – приведенные потери ХХ трансформатора, учитывающие как потери активной мощности в самом трансформаторе, так и создаваемые им в элементах всей системы электроснабжения в зависимости от реактивной мощности, потребляемой трансформатором; $\Delta P'_{\text{к}} = \Delta P_{\text{к}} + k_{\text{и.п}}\Delta Q_{\text{к}}$ – приведенные потери КЗ; $\Delta P_{\text{х}}$ – потери мощности ХХ (в расчете их приближенно полагают равными потерям в стали трансформаторов); $\Delta P_{\text{к}}$ – потери мощности КЗ (приближенно потери в меди обмоток трансформатора); $k_{\text{и.п}}$ – коэффициент изменения потерь (см. гл. 2); $k_{\text{з}} = S_{\text{нг}}/S_{\text{ном.т}}$ – коэффициент загрузки; $S_{\text{нг}}$ – фактическая или расчетная нагрузка трансформатора; $S_{\text{ном.т}}$ – номинальная мощность трансформатора; $\Delta Q_{\text{х}} = S_{\text{ном.т}}\dfrac{I_{\text{х}}}{100}$ – реактивная мощность ХХ трансформатора; $\Delta Q_{\text{к}} = S_{\text{ном.т}}\dfrac{u_{\text{к}}}{100}$ – реактивная мощность КЗ, потребляемая трансформатором при номинальной паспортной нагрузке; $I_{\text{х}}$ – ток ХХ трансформатора, %; $u_{\text{к}}$ – напряжение КЗ трансформатора, %.

Кривые приведенных потерь мощности трансформаторов в зависимости от изменения нагрузки $S_{\text{нг}}$ показаны на рис. 6.9.

Выражение (6.14) можно представить в иной форме:

$$\Delta P'_{\text{т}} = \Delta P'_{\text{х}} + \frac{\Delta P'_{\text{к}}}{S^2_{\text{ном.т}}} S^2_{\text{нг}}.$$

Для упрощения дальнейшей записи обозначим

$$\Delta P'_{\text{х}} = a \text{ и } \frac{\Delta P'_{\text{к}}}{S^2_{\text{ном.т}}} = b, \tag{6.15}$$

$$\text{тогда } \Delta P'_{\text{т}} = a + bS^2_{\text{нг}}.$$

Это уравнение параболы, и поэтому на рис. 6.9 точки пересечения *А*, *Б* и *В*, соответствующие нагрузкам S_1, S_2, S_3, лежащие каждая одновременно на двух параболах (например, точка *А*), имеют координаты, удовлетворяющие совместному решению уравнений $\Delta P_{\text{т.1.}A} = a_1 + b_1 S^2_{\text{нг}}$ и $\Delta P_{\text{т.2.}A} = a_2 + b_2 S^2_{\text{нг}}$. В этих уравнениях индексы 1 и 2 соответствуют цифровым обозначениям кривых на рис. 6.9. В общем случае это может быть любая пара подобных кривых, причем каждая соответствует определенному количеству параллельно включенных трансформаторов.

Для точки *А* справедливо равенство $\Delta P'_{\text{т.1.}A} = \Delta P'_{\text{т.2.}A}$, т. е. $a_1 + b_1 S^2_{\text{нг.}A} = a_2 + b_2 S^2_{\text{нг.}A}$, откуда

$$S_{\text{нг.}A} = \sqrt{\frac{a_2 - a_1}{b_1 - b_2}},$$

или, что равносильно,

$$S_{\text{нг.}A} = \sqrt{\frac{a_1 - a_2}{b_2 - b_1}}. \tag{6.16}$$

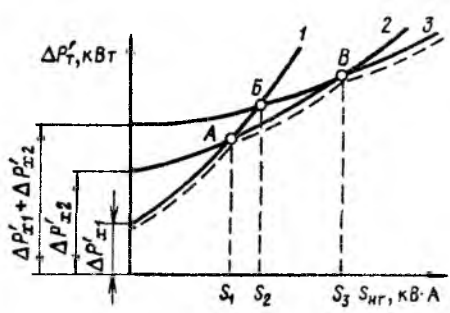


Рис. 6.9. Зависимость приведенных потерь активной мощности $\Delta P'_т$ в силовых трансформаторах от изменений нагрузки:

1 и *2* – кривые потерь активной мощности в трансформаторах 1 и 2 при раздельной работе; *3* – кривая суммарных потерь активной мощности в трансформаторах 1 и 2 при параллельной работе; ΔP_{x1} и ΔP_{x2} – приведенные потери активной мощности XX в трансформаторах 1 и 2

Из (6.14) для n трансформаторов одинаковой мощности получаем

$$S_{нг,A} = S_{ном,т}\sqrt{n(n-1)\frac{\Delta P'_x}{\Delta P'_k}}. \qquad (6.17)$$

Точка A и соответствующая ей нагрузка $S_{нг,A}$ могут быть найдены как графическим, так и аналитическим способом. Аналитический способ является более удобным, так как обычно в расчетах интересуются только точками A, $Б$ и B и соответствующими им нагрузками.

Выражением (6.17) пользуются в следующих случаях:

1) для установления экономически целесообразного режима работы двух параллельно работающих трансформаторов;

2) для решения вопроса об экономической целесообразности присоединения к группе работающих трансформаторов дополнительно еще одного трансформатора.

Для группы трансформаторов величины a и b в общем виде определяют из выражений

$$a_\Sigma = \sum_{i=1}^{n} \Delta P'_{x,i}; \quad b_\Sigma = \frac{\sum_{i=1}^{n} \Delta P'_{k,i}}{\left(\sum_{i=1}^{n} S_{ном,т,i}\right)^2},$$

где n – количество трансформаторов в группе; $i = 1, 2, 3, ..., n$ – порядковый номер трансформатора; $\sum$ – индекс, означающий, что величины в данном случае являются общими для всей группы, состоящей из n трансформаторов.

Задачу целесообразности добавления к группе работающих трансформаторов еще одного можно решить путем вычисления разности приведенных потерь $\Delta P_р$ после присоединения дополнительного трансформатора по формуле

$$\Delta P_р = \Delta P'_{\Sigma+1} - \Delta P'_\Sigma = a_{\Sigma+1} - a_\Sigma + (b_{\Sigma+1} - b_\Sigma) S^2_{нг}, \qquad (6.18)$$

или

$$\Delta P_р = a_{n+1} + (b_{\Sigma+1} - b_\Sigma) S^2_{нг}.$$

Таблица 6.3. **Основные электрические показатели некоторых предприятий черной металлургии**

Комбинат	Проетная (расчетная) мощность $P_м$, МВт	Нагрузка $P_{ст}$, МВт	Коэффициент максимума $K_м$	Коэффициент спроса $K_с$	Коэффициент использования трансформатора $K_и$, тр
1	1100	723	1,34	0,21	0,11
2	1200	692	1,31	0,22	0,165
3	–	470	1,4	0,25	0,145
4	770	425	1,2	0,25	0,8
5	800	590	1,32	0,24	0,3
6	–	379	1,25	0,19	0,33
7	507	328	1,21	0,17	0,2

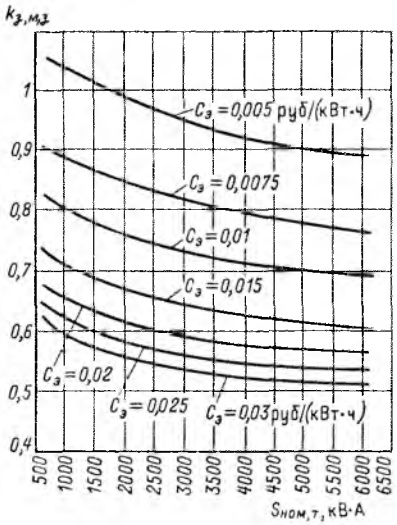
Здесь индекс $\sum$ означает отношение b к группе, состоящей из n трансформаторов, индекс $\sum + 1$ – к группе, состоящей из $(n + 1)$ трансформаторов. Индекс $(n + 1)$ означает отношение величины a только k $(n + 1)$-му, т. е. добавляемому трансформатору.

Разность $b_{\Sigma+1} - b_{\Sigma}$ всегда отрицательна, в соответствии с чем величина $\Delta P_р$ принимает положительные или отрицательные значения. Во втором случае присоединение дополнительного трансформатора является целесообразным. Кроме того, мощность трансформатора выбирают с таким расчетом, чтобы загрузка его соответствовала наиболее экономичному режиму, который зависит от стоимости электроэнергии $C_э$ (рис. 6.10). Так, статистические данные по основным электрическим показателям предприятий черной металлургии указывают на значительное недоиспользование установленной трансформаторной мощности (табл. 6.3): коэффициент загрузки трансформаторов 0,32 – 0,35, а коэффициент использования $k_{и,тр}$ 0,2 – 0,3, что в свою очередь указывает на четырех-пятикратное превышение установленной мощности трансформаторов над потребной. Если же учесть перегрузочную способность силовых трансформаторов, то превышение составит шести-семи кратное значение. Это означает, что на 1 млн. кВ·А потребляемой предприятиями мощности установлено около 7 млн. кВ·А трансформаторной мощности. На низкую степень использования энергетического оборудования указывают также высокие значения коэффициентов максимума $K_м$ и довольно низкие значения коэффициентов спроса $K_с$. Все это приводит к перерасходу средств и материалов (электротехнической стали, цветных металлов, изоляции) и вызывает лишние потери электроэнергии. Таким образом, задача выбора оптимального режима работы трансформаторов является одной из важнейших.

В настоящее время оптимальной загрузкой трансформатора считают загрузку, соответствующую максимальному значению КПД трансформатора [20]:

$$\text{КПД} = \frac{P_2}{P_1} = 1 - \frac{\Delta P_{э1} + \Delta P_{э2} + \Delta P_м}{P_2 + \Delta P_{э1} + \Delta P_{э2} + \Delta P_м} = 1 - \frac{\Delta P'_т}{P_2 + \Delta P'_т}, \qquad (6.19)$$

где P_1 – мощность, поступающая из сети; P_2 – мощность, отдаваемая трансформатором во вторичную сеть; $\Delta P_м = \Delta P_х$ – магнитные потери,



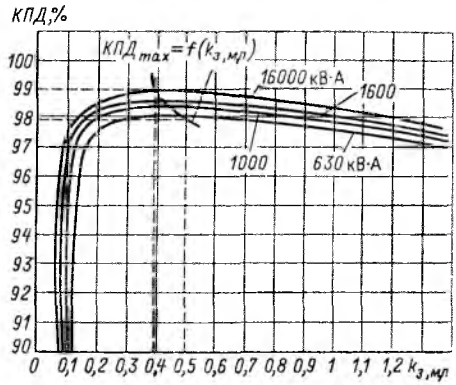


Рис. 6.11. Зависимость КПД трансформатора серии ТМ от его коэффициента загрузки $k_{з,м,п}$, соответствующего минимуму потерь активной мощности

Рис. 6.10. Зависимость коэффициента загрузки трансформатора, соответствующего минимуму приведенных затрат $k_{з.м.з}$, от номинальной мощности трансформатора $S_{ном}$ при различной стоимости энергии $C_э$

определяемые потерями на вихревые токи и потерями на перемагничивание (гистерезис); $\Delta P_{э1}$, $\Delta P_{э2}$ – электрические потери, связанные с нагревом первичной и вторичной обмоток.

Активная мощность на выходе трансформатора

$$P_2 = k_з S_{ном,т} \cos\varphi, \tag{6.20}$$

где φ – угол между напряжением U_2 и током I_2 на выходе трансформатора.

Дифференцируя функцию КПД $= f(k_з)$ и приравнивая $\dfrac{d(\text{КПД})}{dk_з}$ нулю, из (6.20) можно найти коэффициент загрузки трансформатора из условия минимума потерь в трансформаторах:

$$k_{з,м,п} = \sqrt{\frac{\Delta P'_x}{\Delta P'_k}}. \tag{6.21}$$

Характерными для трансформаторов серии ТМ при $\cos\varphi = 0{,}9$ и $k_{и,п} = 0{,}007$ кВт/кВар (рис. 6.11) являются малые изменения КПД трансформатора при $k_{з,м,п} > 0{,}4$.

Удельные потери в трансформаторах серии ТМ мощностью 630 – 16 000 кВ·А растут более интенсивно при низких $k_{з,м,п}$, чем при более высоких, а работа трансформатора при $k_{з,м,п}$ ниже 0,3 неэкономична (рис. 6.12). Очевидно, что при такой загрузке обеспечиваются минимальные эксплуатационные расходы на покрытие стоимости потерь, но при

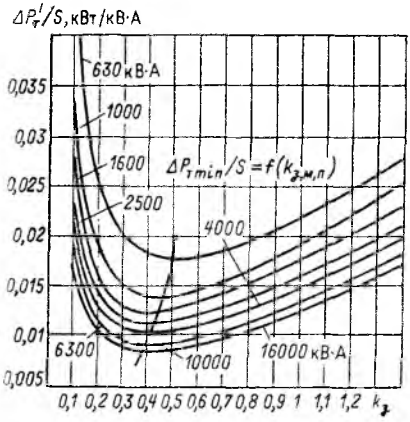


Рис. 6.12. Зависимость удельных приведенных потерь мощности $\Delta P'_т/S_{ном.т}$ в трансформаторах серии ТМ от коэффициента загрузки $k_з$

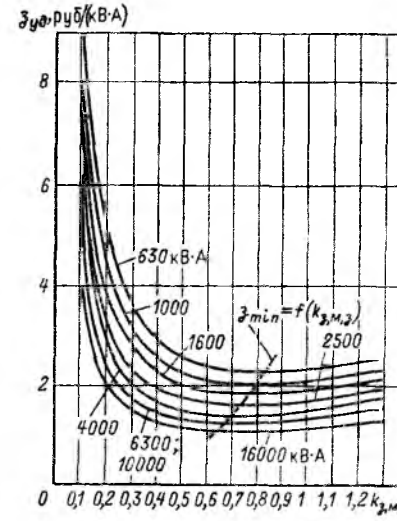


Рис. 6.13. Зависимость удельных приведенных затрат $з_{уд}$ от коэффициента загрузки трансформаторов серии ТМ при $C_э = 0{,}01$ руб/(кВт · ч)

этом возникает необходимость в установке дополнительного количества трансформаторов, что подтверждается данными табл. 6.3.

При проектировании и эксплуатации систем промышленного электроснабжения следует стремиться к максимально возможному использованию установленной трансформаторной мощности. Критерием экономической эффективности при выборе мощности трансформатора является минимум приведенных затрат

$$З = k_н K + [\Delta P'_х + k_з^2 \Delta P'_к]\, T_г C_э, \qquad (6.22)$$

где $T_г$ — число часов работы трансформатора в году.

На рис. 6.13 приведены зависимости удельных приведенных затрат $з_{уд} = З/S$ (где S — передаваемая трансформатором мощность, кВ · А) от коэффициента загрузки трансформаторов мощностью 630 — 16 000 кВ · А, построенные для $T_г = 8000$ ч и $C_э = 0{,}01$ руб/(кВт · ч). Из них видно, что удельные приведенные затраты резко возрастают при коэффициентах загрузки, меньших 0,6, а при возрастании номинальной мощности трансформаторов смещаются в сторону уменьшения затрат.

Коэффициент загрузки трансформатора, соответствующий минимуму приведенных затрат,

$$k_{з.м.э} = \sqrt{\frac{\Delta P'_х}{\Delta P'_к} + \frac{k_н K}{C_э T_г}}. \qquad (6.23)$$

Из (6.21) и (6.23) следует, что $k_{з.м.э}$ превышает коэффициент загрузки, соответствующий минимуму потерь $k_{з.м.п}$. Эта разница зависит от сто-

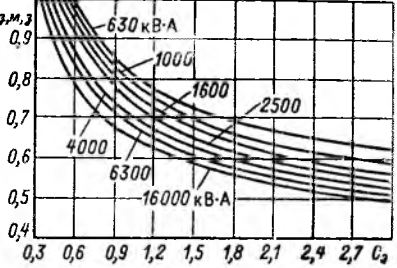


Рис. 6.14. Зависимость оптимального коэффициента загрузки трансформаторов серии ТМ мощностью 630 – 16 000 кВ·А от стоимости электроэнергии

имости электроэнергии $C_э$ и единовременных капитальных вложений в трансформаторы.

По данным на силовые трансформаторы серии ТМ [17, 19] на рис. 6.14 приведены зависимости оптимального коэффициента загрузки $k_{з,м,з}$ трансформаторов мощностью 630 – 16 000 кВ·А от стоимости электроэнергии $C_э$. Характер кривых показывает, что с увеличением номинальной мощности трансформатора при одной и той же стоимости электроэнергии $k_{з,м,з}$ уменьшается.

Номограмма (рис. 6.15) позволяет определить зону экономического использования трансформатора ТМ-1000/10 при изменении стоимости электроэнергии от 0,005 до 0,03 руб/(кВт·ч). В первом квадранте приведена зависимость КПД $= f(k_{з,м,п})$ (кривая *1*). Во втором квадранте показано, как изменяются удельные приведенные затраты $з_{уд}$ в зависимости от КПД при различной стоимости элекроэнергии (кривые *2*, *2'*, *2''*). При изменении стоимости электроэнергии минимум удельных приведенных затрат перемещается по кривой *3*, при этом КПД изменяется незначительно (0,979 – 0,984). Таким образом, из рис. 6.15 видно, что для трансформатора ТМ-1000/10 при изменении $C_э$ от 0,02 до 0,0075 руб/(кВт·ч)

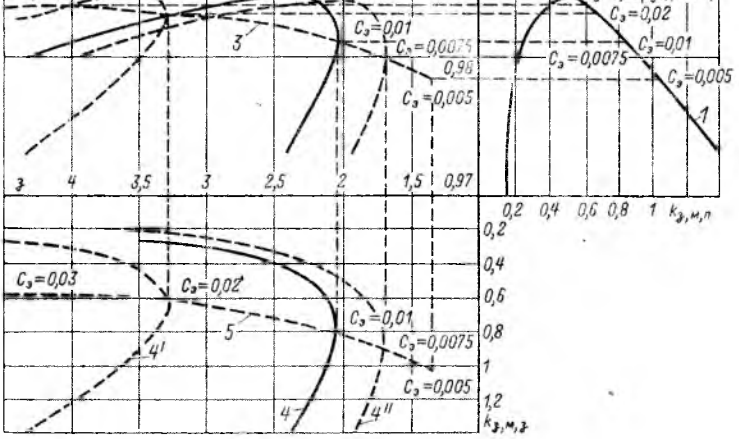


Рис. 6.15. Номограмма для определения зон экономической загрузки трансформатора ТМ-1000/10 при изменении стоимости электроэнергии от 0,03 до 0,005 руб/(кВт·ч)

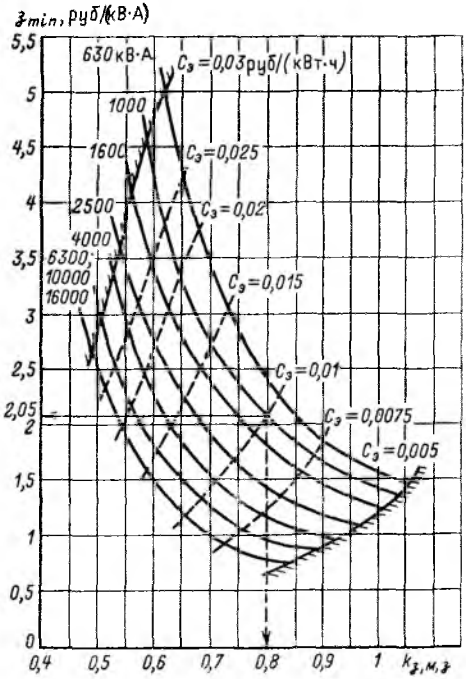


Рис. 6.16. *Зоны оптимальной загрузки трансформаторов серии ТМ мощностью 630 – 10 000 кВ · А*

оптимальный коэффициент загрузки, соответствующий минимуму приведенных затрат, находится в диапазоне 0,64 – 0,9.

Зоны оптимальной загрузки трансформаторов серии ТМ мощностью 630 – 10 000 кВ · А приведены на рис. 6.16. Точка пересечения зависимостей $з = f(k_{з.м.з};\ C_э)$ и $з = f(k_{з.м.з};\ S_{ном.т})$ соответствует оптимальному коэффициенту загрузки. Так, для трансформатора с $S_{ном.т} = 1000$ кВ · А при $C_э = 0{,}01$ руб/(кВт · ч) оптимальный коэффициент загрузки $k_{з.м.з} = 0{,}8$, что соответствует минимальным удельным затратам $з = 2{,}05$ руб/(кВ · А).

6.4. О рациональности шкалы номинальных мощностей силовых трансформаторов

Выбор рациональной номинальной мощности силовых трансформаторов является одной из основных задач при оптимизации систем промышленного электроснабжения. С этой задачей тесно связан вопрос установления рациональной шкалы номинальных мощностей для силовых трансформаторов. На подстанциях промышленных предприятий Советского Союза применяют трансформаторы с различными коэффициентами шкалы номинальных мощностей: 100, 135, 180, 240, 320, 420, 560, 750, 1000 кВ · А и т. д. (коэффициент шкалы $k_ш \approx 1{,}35$) и 100, 160, 250, 400, 630, 1000 кВ · А и т. д. ($k_ш \approx 1{,}6$).

Трансформаторы с первой шкалой номинальных мощностей установлены на действующих предприятиях, и при проектировании новых систем электроснабжения их не применяют. Трансформаторы со второй шкалой номинальных мощностей используют при проектировании новых и реконструкции старых подстанций. Это связано с введением новой шкалы номинальных мощностей трансформаторов ($k_ш \approx 1{,}6$).

При работе двух трансформаторов с $k_ш \approx 1{,}35$ каждый имел коэффициент загрузки в нормальном режиме 0,65 – 0,7. Эта нагрузка обеспечивала наилучший КПД трансформатора по режиму минимальных потерь. При отключении одного из работающих трансформаторов второй перегружался на 30 – 40 %, что допускается ПУЭ. Таким образом, мощность трансформаторов использовалась полностью.

При $k_ш \approx 1{,}6$ мощность трансформаторов не используется примерно на $20-30\,\%$ при допустимой их перегрузке на $30-40\,\%$, т. е. $1{,}6-(1{,}30\div 1{,}4)=(0{,}30\div 0{,}2)$. Покажем это на конкретном примере. Допустим, два трансформатора работают раздельно и нагрузка каждого составляет 80 кВ·А; при отключении одного из них второму требуется обеспечить нагрузку 160 кВ·А. В этом случае и номинальная мощность трансформаторов должна быть выбрана по 160 кВ·А, так как вариант с установкой двух трансформаторов по 100 кВ·А не может быть принят, однако в нормальном режиме загрузка трансформаторов $2\cdot 160$ кВ·А составит всего $80:160=0{,}5$, или $50\,\%$.

При шкале номинальных мощностей с шагом 1,35 в данном случае возможна установка трансформаторов с номинальной мощностью по 135 кВ·А. Такое решение обеспечило лучшее использование трансформаторов в нормальном режиме ($80:135>80:160$), уменьшение потерь электроэнергии и капитальных затрат, а также надежную работу потребителей при отключении одного из трансформаторов ($135:160<1{,}4$).

Нами проведены расчеты, которые показали, что шкала номинальных мощностей силовых трансформаторов должна иметь шаг, равный допустимой перегрузке трансформаторов, например 1,35, тогда в трансформаторе не будет заложена излишняя масса металла, а вся его мощность будет использована в условиях эксплуатации в нормальном и в послеаварийном режимах при работе с перегрузкой.

Таким образом, ряд номинальных мощностей силовых трансформаторов с шагом 1,35 практически не имеет таких значительных разрывов неиспользуемой мощности (рис. 6.17, *б*), как ряд с шагом 1,6 (рис. 6.17, *а*). Эти разрывы определяются шагом номинальных мощностей $1{,}6-1{,}35=0{,}25$ и составляют $0{,}25:1{,}6=16\,\%$ мощности трансформатора. Если учесть, что коэффициент заполнения графика нагрузки равен в среднем 0,7, то значение неиспользуемой мощности составит $16/0{,}7\approx 22\,\%$. Это в свою очередь означает, что примерно $20\,\%$ мощности всех выпускаемых трансформаторов не может быть использовано. Возможным решением для использования этих $20-25\,\%$ мощности является установка двух трансформаторов разной мощности, например 100 и 160 кВ·А. Однако это решение нельзя считать технически ра-

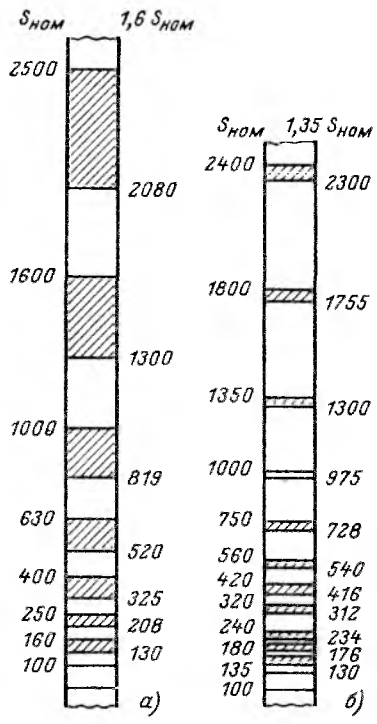


Рис. 6.17. Диаграмма недоиспользованной мощности трансформаторов мощностью $100-2500$ кВ·А:

а – при шкале номинальных мощностей с шагом 1,6; *б* – то же с шагом 1,35 (неиспользованная мощность заштрихована)

циональным. Если из двух работающих трансформаторов будет поврежден и отключится трансформатор, меньший по мощности (100 кВ·А), то трансформатор 160 кВ·А с допустимой перегрузкой 1,40 обеспечит нагрузку большую, чем нужно, т. е. $160 \cdot 1{,}4 = 224$ кВ·А. Но если отключится трансформатор 160 кВ·А, то трансформатор 100 кВ·А сможет обеспечить всего лишь нагрузку 140 кВ·А.

Таким образом, при шкале номинальных мощностей силовых трансформаторов с шагом 1,6 нельзя обеспечить экономически целесообразный режим работы трансформаторов и потребную мощность в аварийном режиме. Последнее можно выполнить только при условии завышения номинальной мощности, которая в нормальном режиме будет недоиспользоваться.

Современная система тарифов при оплате за электроэнергию также способствует низкой степени ис ользования трансформаторов в системах электроснабжения промышленных предприятий. Оплата за электроэнергию помимо основной ставки за мощность, участвующую в максимуме нагрузки энергосистемы, предусматривает дополнительную оплату – ставку за активную энергию, учтенную счетчиками. В этой системе оплаты, связанной с заявляемой и потребляемой мощностью, существует в свою очередь система «штрафов» предприятия. Предприятие заявляет максимальную мощность, участвующую в максимуме энергосистемы. За превышение заявленного максимума нагрузки (даже получасовое) потребитель расплачивается с энергосистемой в течение квартала в десятикратном размере от основной ставки двухставочного тарифа. Это прямой «штраф» предприятия. При потреблении мощности меньше заявленной предприятие расплачивается с энергосистемой за заявленную мощность, т. е. платит за недоиспользованную мощность. Это является неявным «штрафом». Таким образом, имеет место «штраф» как за недоиспользование мощности, так и за превышение заявленного максимума нагрузки. Потребителю «выгоднее» завысить заявляемый максимум нагрузки по сравнению с действительным и переплатить за непотребленную мощность, чем заявить действительную максимальную мощность и платить значительный штраф при случайном выходе нагрузки за пределы заявленного максимума.

Все это приводит к завышению мощности силовых трансформаторов, компенсирующих устройств и других элементов систем промышленного электроснабжения. Так, для предприятий черной металлургии коэффициент использования трансформаторов, установленных на ГПП, имеет значения 0,2 (табл. 6.3), что соответствует установленной мощности трансформаторов 1 млн. кВ·А вместо потребной 200 000 кВ·А, что приводит к перерасходу средств и материалов, вызывает излишние потери электроэнергии, ведет к появлению значительной потребляемой реактивной мощности. Заводы по выпуску трансформаторов оказываются загруженными заказами на трансформаторы, мощность которых недоиспользуется. Все это приводит к увеличению капитальных вложений.

Таким образом, для устранения причин, обусловливающих низкую степень использования силовых трансформаторов, необходимо пересмотреть шкалу их номинальных мощностей и систему, по которой промпредприятия расплачиваются за электроэнергию.

6.5. Выбор трехобмоточных трансформаторов и трансформаторов с расщепленной обмоткой низшего напряжения (НН)

В системах промышленного электроснабжения нередко устанавливают трехобмоточные трансформаторы для обеспечения питания потребителей на разных напряжениях или трансформаторы с расщепленной обмоткой НН.

Трансформаторы с расщепленной обмоткой НН широко используют в системах электроснабжения предприятий черной и цветной металлургии, где имеют место резкопеременные нелинейные нагрузки (например, мощные вентильные преобразователи прокатных станов) (рис. 6.18). При установке таких трансформаторов на ГПП (*Тр1* на рис. 6.18) появляется возможность выделить приемники с относительно спокойной нагрузкой на отдельную секцию шин и тем самым уменьшить степень воздействия на них резкопеременных и нелинейных нагрузок.

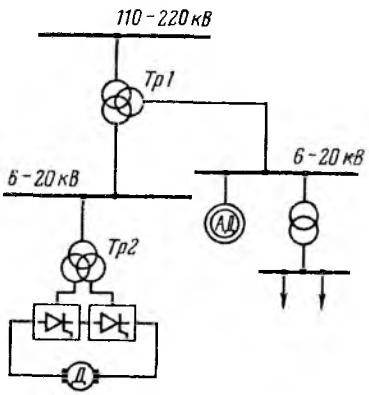


Рис. 6.18. Схема питания мощных вентильных преобразователей от специального трансформатора

Трансформаторы для мощных вентильных преобразователей (*Тр2* на рис. 6.18) для уменьшения их воздействий на питающую сеть и улучшения технико-экономических показателей желательно выполнять с большим числом фаз. В этом случае установка одного трансформатора с расщепленными обмотками НН является предпочтительнее, чем установка двух двухобмоточных трансформаторов. При этом обмотки НН должны быть выполнены с соединениями разных групп.

Технические данные трехобмоточных трансформаторов и трансформаторов с расщепленной обмоткой НН приведены в [17, 19]. Определенные трудности возникают при расчете сопротивлений схем замещения этих трансформаторов и потерь активной мощности при несимметричной загрузке обмоток НН. Остановимся подробнее на этих вопросах.

Одной из основных характеристик трансформаторов с расщепленной обмоткой является коэффициент расщепления k_p, характеризующий электромагнитную связь между обмотками НН и определяемый следующим образом:

$$k_p = \frac{u_{k,НН1-НН2}}{u_{k,ВН-(НН1+НН2)}} = \frac{z_{k,2,3}}{z_{k,сквоз}}, \qquad (6.24)$$

где $u_{k,НН1-НН2}$ $(z_{k,2,3})$ – напряжение КЗ (сопротивление) между ветвями *02* и *03* (рис. 6.19); $u_{k,ВН(НН1+НН2)}$ $(z_{k,сквоз})$ – сквозное напряжение КЗ (сопротивление).

На рис. 6.19 показаны два способа размещения обмоток НН трансформатора.

Если ветви обмоток НН вмотаны одна в другую и между ними существует тесная магнитная связь (рис. 6.19, *а*), то их сопротивления на трехлучевой схеме замещения равны нулю, все сопротивление трансформатора оказывается сосредоточенным в ветви, соответствующей первичной обмотке. Это значит, что при изменении, например, тока I_2 изменяется не только напряжение этой обмотки U_2, но и напряжение U_3, так как ток I_2 вызывает падение напряжения на z_1, которое приводит к изменению напряжения U_3.

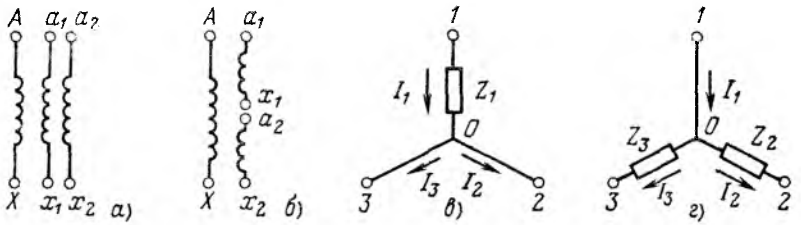


Рис. 6.19. Принципиальные схемы обмоток и схемы замещения трансформаторов с расщепленными обмотками низшего напряжения (НН):
а, б – принципиальные схемы; *в, г* – схемы замещения

С учетом сказанного на рис. 6.19, *в* показана схема замещения и для нее справедливы уравнения

$$z_{к,1,2} = z_{к,1,3} \gg z_{к,2,3};\ k_р \approx 0;\ z_1 = z_{к,сквоз}.$$

Если ветви обмоток НН размещены одна над другой на стержне трансформатора (рис. 6.19, *б*) и магнитная связь между ними практически отсутствует, то индуктивные сопротивления на схеме замещения можно считать сосредоточенными в ветвях обмоток (рис. 6.19, *г*).

Очевидно, что для трансформатора ГПП, к обмоткам НН которого присоединяют разнородную нагрузку, схема замещения должна быть аналогична приведенной на рис. 6.19, *г*, так как при этом нагрузки обмоток практически не оказывают влияния друг на друга и уровни напряжения на каждой обмотке зависят лишь от собственной нагрузки. Так, коэффициент несинусоидальности, относительное отклонение и размахи изменений напряжения в точке *2*, вызванные нелинейной нагрузкой, будут в $(z_1 + z_2)/z_1$ раз меньше, чем в точке *3*.

Для вентильного преобразователя, наоборот, с точки зрения ограничения токов КЗ и скорости нарастания тока di/dt при коммутации вентилей желательно, чтобы сопротивление трансформатора было сосредоточено в ветви, соответствующей обмотке высшего напряжения. На первый взгляд может показаться, что это приведет к увеличению в 2 раза падения напряжения на общем сопротивлении z_1 от токов I_2 и I_3 (рис. 6.19, *в*). Но при работе преобразователя в нормальных режимах этого не произойдет, так как обмотки НН имеют разные схемы соединений (для мостовых схем – звезда – треугольник, а для нулевых – две обратные звезды) и моменты коммутаций токов в них не совпадают.

Методика расчета сопротивлений схем замещения трехобмоточных трансформаторов и трансформаторов с расщепленной обмоткой НН основана на использовании исходных данных табл. 17.7 и 17.12 [17, 19] и приведена в табл. 6.4.

На стадии предварительных расчетов для существующих конструкций трехфазных трансформаторов с $U_{ном} = 10 \div 220$ кВ с расщепленной обмоткой НН, выполненных по схеме рис. 6.19, *б*, можно принять $k_р \approx 3{,}5$; $U_{к,ВН\text{-}НН} \approx 8\,\%$.

Для обоснования установки трехобмоточных трансформаторов вместо двух двухобмоточных сопоставляют экономически два, три варианта и более, пользуясь формулой

$$З = C_э + k_{нэ}K. \tag{6.25}$$

Подсчет капиталовложений K не представляет трудностей, а определение стоимости годовых эксплуатационных расходов $C_э$, в которую входят потери электроэнергии, осложняется тем, что в справочных материалах потери мощности в трехобмоточных трансформаторах даны на весь трансформатор при условии 100 %-ной загрузки всех трех обмоток (высшего, среднего и низшего напряжений). В действительных условиях загрузка обмоток трансформатора не может иметь такого соотношения. Например, когда нагрузка обмоток высшего напряжения (примем ее питающей) равна 100 %, сумма нагрузок обмоток среднего и низшего напряжений должна быть равна тоже 100 % (НН – 30 %, СН – 70 % или НН – 40 %, СН – 60 % и т. д.). Вследствие того что в каталожных данных потери в металле обмоток трехобмоточных трансформаторов приведены для загрузки на 100 % каждой обмотки, расчетные потери получаются не соответствующими действительным, с ошибкой в сторону завышения. Вследствие этого могут получаться неверные решения, особенно при экономическом сопоставлении трехобмоточного трансформатора с двумя двухобмоточными на соответствующие напряжения и мощность (см. пример в [17, 19]).

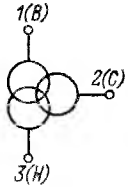
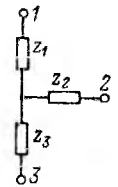
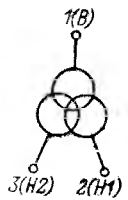
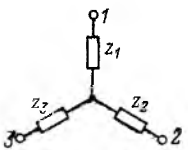
Для правильного определения потерь мощности в трехобмоточных трансформаторах следует пользоваться выражением

$$\Delta P_{т,г} = \Delta P_х + \Delta P_{о,у} + k^2_{з,ВН}\Delta P_{к,ВН} + \\ + k^2_{з,СН}\Delta P_{к,СН} + k^2_{з,НН}\Delta P_{к,НН}, \tag{6.26}$$

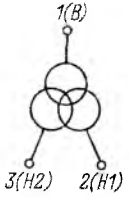
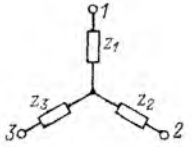
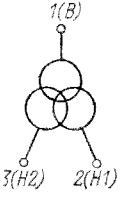
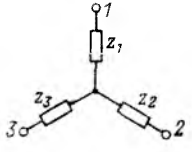
где $\Delta P_х$ – потери мощности ХХ трансформатора; $\Delta P_{о,у}$ – мощность охлаждающих устройств; $\Delta P_{к,ВН}$ – потери мощности в металле обмотки ВН при 100 %-ной ее загрузке; $k_{з,ВН}$ – коэффициент загрузки обмотки ВН; $\Delta P_{к,СН}$ – потери мощности в металле обмотки СН при 100 %-ной ее загрузке; $k_{з,СН}$ – коэффициент загрузки обмотки СН; $\Delta P_{к,НН}$ – потери мощности в металле обмотки НН при 100 %-ной ее загрузке; $k_{з,НН}$ – коэффициент загрузки обмотки НН.

В настоящее время данные потери мощности в трехобмоточных трансформаторах задаются по форме, приведенной в табл. 6.5. Вместо этой формы, пользуясь приведенными ниже формулами (6.28) – (6.30), можно составлять расчетные данные по форме, приведенной в табл. 6.6.

Таблица 6.4. **Расчет сопротивлений схем замещения трехобмоточных трансформаторов и трансформаторов с расщепленной обмоткой НН**

Наименование трансформатора	Исходная схема	Схема замещения	Исходные данные [2]	Расчетные выражения	Примечание
Трехобмоточный трансформатор			$S_{\text{ном, т}}$ кВ·А; $U_{\text{кВН}-\text{СН}}$, %; $U_{\text{кВН}-\text{НН}}$, %; $U_{\text{кСН}-\text{НН}}$, %	$z_{1\text{-}2} = U_{\text{кВН}-\text{СН}}/100$; $z_{1\text{-}3} = U_{\text{кВН}-\text{НН}}/100$; $z_{2\text{-}3} = U_{\text{кСН}-\text{НН}}/100$; $z_1 = 0{,}5(z_{1\text{-}2} + z_{1\text{-}3} - z_{2\text{-}3})$; $z_2 = 0{,}5(z_{1\text{-}2} + z_{2\text{-}3} - z_{1\text{-}3})$; $z_3 = 0{,}5(z_{1\text{-}3} + z_{2\text{-}3} - z_{1\text{-}2})$	$S_{\text{ВН}} = S_{\text{ном, т}}$; $S_{\text{СН}} = S_{\text{ном, т}}$; $S_{\text{НН}} = S_{\text{ном, т}}$
Трехфазный трансформатор с обмоткой низшего напряжения, разделенной на две ветви			$S_{\text{ном, т}}$, кВ·А; $U_{\text{кВН}-\text{НН}}$, % $U_{\text{кН1}-\text{Н2}}$, %; $S_{\text{ном, т, Н1}} =$ $= S_{\text{ном, т, Н2}} =$ $= 0{,}5S_{\text{ном, т}}$	$z_{\text{сквоз}} = U_{\text{кВН}-\text{НН}}/100$; $z_{2\text{-}3} = U_{\text{кН1}-\text{Н2}}/100$; $z_2 = z_3 = 0{,}5z_{2\text{-}3}$; $z_2 = z_3 = 2z_{\text{сквоз}}$; $z_1 = z_{\text{сквоз}} - 0{,}5z_{2\text{-}3}$	$S_{\text{ВН}} = S_{\text{ном, т}}$; $U_{\text{кВН-НН}}$ отнесено к $S_{\text{ном, т}}$; $U_{\text{кН1-Н2}}$ отнесено к $S_{\text{ном, т, н1}} = S_{\text{ном, т, н2}}$

Продолжение табл. 6.4

Наименование трансформатора	Исходная схема	Схема замещения	Исходные данные [2]	Расчетные выражения	Примечание
Трехфазный трансформатор с обмоткой низшего напряжения, разделенной на две ветви			$U_{кВН\text{-}НН}$, %; $S_{ном,\ т}$, кВ·А; $S_{ном,\ т,\ Н1} = S_{ном,\ т,\ Н2} = 0{,}5S_{ном,\ т}$; $k_р = 3{,}8 \div 3{,}2$	$z_{сквоз} = U_{кВН\text{-}НН}/100$; $z_2 = z_3 = z_{сквоз} \cdot \frac{k_р}{2}$; $z_1 = z_{сквоз}\left(1 - \frac{k_р}{4}\right)$; при $k_р = 3{,}5$ $z_2 = z_3 = 1{,}75z_{сквоз}$; $z_1 = 0{,}125z_{сквоз}$	$S_{ВН} = S_{ном,\ т}$
Группа двухобмоточных однофазных трансформаторов с обмоткой низшего напряжения, разделенной на две ветви			$U_{кВН\text{-}НН}$, %; $S_{ном,\ т}$, кВ·А; $S_{ном,\ т,\ Н1} = S_{ном,\ т,\ Н2} = 0{,}5S_{ном,\ т}$; $k_р = 4$	$z_{сквоз} = U_{кВН\text{-}НН}/100$; $z_2 = z_3 = z_{сквоз}\frac{k_р}{2} = 2z_{сквоз}$, $z_1 = z_{сквоз}\left(1 - \frac{k_р}{4}\right) = 0$	$S_{ВН} = S_{ном,\ т}$

Примечание. Если пренебречь активной составляющей сопротивлений, то можно произвести замену $z_1 = x_1$; $z_2 = x_2$; $z_3 = x_3$.

Таблица 6.5. **Структура таблиц по потерям мощности в трехобмоточных трансформаторах, которые приводятся в справочниках**

$\Delta P_{\text{х}}$, кВт	$\Delta P_{\text{к}}$, кВт

Таблица 6.6 **Предлагаемая структура таблиц по потерям мощности в трехобмоточных трансформаторах**

$\Delta P_{\text{х}}$, кВт	$\Delta P_{\text{о.у}}$, кВт	Потери в металле обмоток $\Delta P_{\text{к}}$, кВт		
		ВН	СН	НН

Только после этого можно правильно рассчитать потери мощности и стоимость потерь. При этом (6.26) преобразуют, как и для двухобмоточных трансформаторов, к виду, соответствующему учету потерь активной мощности от реактивной нагрузки трансформатора:

$$\Delta P'_{\text{т,т}} = \Delta P'_{\text{х}} + \Delta P_{\text{о.у}} + k^2_{\text{з,ВН}} \Delta P'_{\text{к,ВН}} + k^2_{\text{з,СН}} \Delta P'_{\text{к,СН}} + k^2_{\text{з,НН}} \Delta P'_{\text{к,НН}}. \quad (6.27)$$

Величина $\Delta P_{\text{о.у}}$ должна учитываться только для времени, когда нагрузка трансформатора имеет значение 70 % и более, т. е. когда работают охлаждающие установки.

Так как в каталогах, заводских данных и других источниках приведены сведения о $\Delta P_{\text{к,ВН}}$, $\Delta P_{\text{к,СН}}$ и $\Delta P_{\text{к,НН}}$, ниже дана методика их определения, основанная на том, что в исходных технических данных по трехобмоточным трансформаторам потери мощности в металле обмоток задаются попарно, т. е.

$\Delta P_{\text{к,ВН-НН}}$ – потери мощности в обмотках ВН и НН;

$\Delta P_{\text{к,ВН-СН}}$ – потери мощности в обмотках ВН и СН;

$\Delta P_{\text{к,СН-НН}}$ – потери мощности в обмотках СН и НН.

Для определения потерь при нагрузке каждой обмотки на номинальную мощность трансформатора составляем уравнения

$$\Delta P_{\text{к,ВН-СН}} = \Delta P_{\text{к,ВН}} + \Delta P_{\text{к,СН}};$$

$$\Delta P_{\text{к,ВН-НН}} = \Delta P_{\text{к,ВН}} + \Delta P_{\text{к,НН}};$$

$$\Delta P_{\text{к.СН-НН}} = \Delta P_{\text{к,СН}} + \Delta P_{\text{к,НН}}.$$

Решая эти уравнения, получаем

$$\Delta P_{\text{к,ВН}} = \frac{\Delta P_{\text{к,ВН-СН}} + \Delta P_{\text{к,ВН-НН}} - \Delta P_{\text{к,СН-НН}}}{2}; \quad (6.28)$$

$$\Delta P_{\text{к,СН}} = \frac{\Delta P_{\text{к,ВН-СН}} + \Delta P_{\text{к,СН-НН}} - \Delta P_{\text{к,ВН-НН}}}{2}; \quad (6.29)$$

$$\Delta P_{\text{к,НН}} = \frac{\Delta P_{\text{к.ВН-НН}} + \Delta P_{\text{к,СН-НН}} - \Delta P_{\text{к,ВН-СН}}}{2}. \quad (6.30)$$

Все величины в (6.28) – (6.30) необходимо пересчитать с помощью $k_{\text{и,п}}$ в приведенные. Данные расчетов сводят в табл. 6.6 в виде приведенных потерь. После определения потерь мощности рассчитывают стоимость потерь электроэнергии.

6.6. Общие выводы по выбору числа и мощности силовых трансформаторов

Выбор числа, мощности и типа силовых трансформаторов (автотрансформаторов) для питания нагрузок промышленных предприятий производят на основании расчетов и обоснований по изложенной ниже общей схеме.

1. Определяют число трансформаторов на подстанции, исходя из обеспечения надежности питания с учетом категории потребителей.

2. Намечают возможные варианты номинальной мощности выбираемых трансформаторов с учетом допустимой нагрузки их в нормальном режиме и допустимой перегрузки в аварийном режиме.

По (6.17) – (6.23)

3. Определяют экономически целесообразное решение из намеченных вариантов, приемлемое для данных конкретных условий.

4. С учетом возможности расширения или развития подстанции решают вопрос о возможной установке более мощных трансформаторов на тех же фундаментах или предусматривают возможность расширения подстанции за счет увеличения числа трансформаторов.

Пример 6.3. Выбрать число и мощность трансформаторов ГПП машиностроительного завода. Суточный график нагрузок наиболее загруженного дня этого завода и его годовой график нагрузок по продолжительности даны на рис. 6.20. Приемники электроэнергии 1-й категории на заводе потребляют мощность 10 МВ·А. Завод в будущем подлежит расширению.

1. Выбираем число трансформаторов на ГПП завода. На заводе имеются потребители 1-й категории, поэтому на ГПП должны быть установлены два силовых трансформатора.

2. Намечаем два возможных варианта мощности трансформаторов ГПП завода с учетом допустимых перегрузок.

Из суточного графика нагрузок завода (рис. 6.20, *б*) имеем максимальную нагрузку за наиболее загруженный день $S_{max} = 25$ МВ·А и продолжительность этой нагрузки за те же сутки $t_{п.п} = 2$ ч.

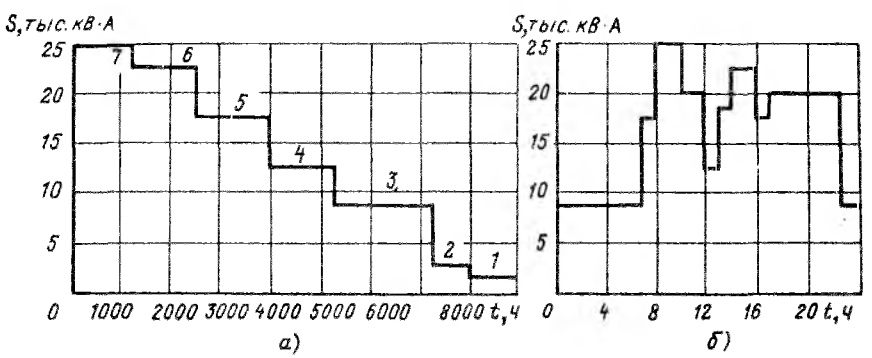


Рис. 6.20. Графики нагрузок машиностроительного завода:

а – годовой график продолжительности использования мощности; *б* – суточный график нагрузки

Определяем коэффициент заполнения графика нагрузки в наиболее загруженные сутки:

$$k_{з.г} = \frac{S_{ср}}{S_{max}} = \frac{\begin{array}{c}8{,}5 \cdot 7 + 17{,}5 \cdot 1 + 25 \cdot 2 + 20 \cdot 2 + 12{,}5 \cdot 1 + \\ + 8{,}5 \cdot 1 + 22{,}5 \cdot 2 + 17{,}5 \cdot 1 + 20 \cdot 6 + 85 \cdot 1\end{array}}{24 \cdot 25} = 0{,}67.$$

По номограмме рис. 17.5 [17] при $k_{з.г} = 0{,}67$ и $t_{п.п} = 2$ ч определяем допустимую систематическую перегрузку трансформаторов в соответствии с суточным графиком нагрузки:

$$S'_{д.п} = 0{,}2 S_{ном.т}.$$

За счет неравномерности годового графика нагрузки (недогрузки в летние месяцы) может быть допущена дополнительная перегрузка трансформаторов в размере $S''_{д.п} = 15\%$, или $S''_{д.п} = 0{,}15\ S_{ном.т}$.

Определяем сумму допустимых перегрузок трансформаторов в нормальном режиме при максимальной нагрузке завода:

$$S'_{д.п} = S'' + S' = 0{,}15 S_{ном.т} + 0{,}2 S_{ном} = 0{,}35 S_{ном.т}.$$

Так как допустимая перегрузка должна составлять не более 30%, принимаем $S_{д.п} = 0{,}3$.

Намечаем два варианта номинальной мощности трансформаторов.

Первый вариант. Два трансформатора по 16 тыс·кВ·А ($2S_{ном.т} = 2 \cdot 16 = 32$ МВ·А). В нормальном режиме трансформаторы работают с неполной нагрузкой. Коэффициент загрузки их в часы максимума равен

$$k_з = \frac{S_м}{2S_{ном.т}} = \frac{25}{2 \cdot 16} = 0{,}78.$$

Второй вариант. Два трансформатора по 10 тыс·кВ·А ($2S_{ном.т} = 2 \cdot 10 = 20$ МВ·А). С учетом нормальной перегрузки, определенной выше, оба трансформатора в нормальном режиме смогут пропустить всю потребляемую мощность во время максимальной нагрузки завода, поскольку допустимая максимальная мощность двух трансформаторов составит

$$S_{м.т} = 1{,}5 \cdot 2S_{ном.т} = 1{,}5 \cdot 2 \cdot 10 = 30\ \text{МВ·А}.$$

С точки зрения работы в нормальном режиме оба варианта приемлемы.

3. Проверяем возможность перегрузки намеченных трансформаторов при отключении одного из них.

Первый вариант. При отключении одного из трансформаторов 16 МВ·А оставшийся в работе сможет пропустить мощность $1{,}4\ S_{ном.т} = 1{,}4 \cdot 16 = 22{,}4$ МВ·А, т. е. 90% всей потребляемой заводом мощности, что приемлемо. Коэффициент 1,4 учитывает допустимую предельную перегрузку трансформатора в аварийном режиме.

Второй вариант. При отключении одного из трансформаторов 10 МВ·А оставшийся в работе трансформатор сможет пропустить мощность $1{,}4 \cdot 10 = 14$ МВ·А.

С учетом того, что в этом режиме питание потребителей первой категории не нарушается, а потребители второй и третьей категорий допускают перерыв в питании на некоторое время, считаем второй вариант также приемлемым.

4. Определяем экономически целесообразный режим работы трансформаторов.

Технические данные двухобмоточных трансформаторов с высшим напряжением 35 кВ определяем из [17].

Первый вариант. $S_{\text{ном,т}} = 16$ МВ·А; $\Delta P_{\text{х}} = 21$ кВт; $\Delta P_{\text{к}} = 90$ кВт; $u_{\text{к}} = 8\,\%$; $I_{\text{х}} = 0{,}6\,\%$; $k_{16} = 18{,}6$ тыс. руб.

Второй вариант. $S_{\text{ном,т}} = 10$ МВ·А; $\Delta P_{\text{х}} = 14{,}5$ кВт; $\Delta P_{\text{к}} = 65$ кВт; $I_{\text{х}} = 0{,}8\,\%$; $u_{\text{к}} = 7{,}5\,\%$; $k_{10} = 12{,}35$ тыс. руб.

Определяем годовые потери мощности и энергии в трансформаторах при работе их в экономически целесообразном режиме. Принимаем при расчетах $k_{\text{и,п}} = 0{,}05$ кВт/кВар (задан энергосистемой для данного завода в соответствии с его местоположением).

Первый вариант.

$$\Delta Q_{\text{х}} = S_{\text{ном,т}} \frac{I_{\text{х}}\,\%}{100} = 16\,000 \frac{0{,}6\,\%}{100} = 96 \text{ кВар};$$

$$\Delta Q_{\text{к}} = S_{\text{ном,т}} \frac{u_{\text{к}}\,\%}{100} = 16\,000 \frac{8}{100} = 1280 \text{ кВар};$$

$$\Delta P'_{\text{х}} = \Delta P_{\text{х}} + k_{\text{и,п}} \Delta Q_{\text{х}} = 21 + 0{,}05 \cdot 96 = 25{,}8 \text{ кВт};$$

$$\Delta P'_{\text{к}} = \Delta P_{\text{к}} + k_{\text{и,п}} \Delta Q_{\text{к}} = 90 + 0{,}05 \cdot 1280 = 154 \text{ кВт}.$$

Приведенные потери мощности в одном трансформаторе, кВт,

$$\Delta P'_{16} = \Delta P'_{\text{х}} + k_{\text{з}}^2 \Delta P'_{\text{к}} = 25{,}8 + k_{\text{з}}^2 154;$$

в двух параллельно работающих трансформаторах, кВт,

$$\Delta P'_{2\cdot 16} = 2\Delta P'_{\text{х}} + 2k_{\text{з}0{,}5}^2 \Delta P_{\text{к}} = 51{,}6 + k_{\text{з}\cdot 0{,}5}^2 \cdot 2 \cdot 154 = 51{,}6 + k_{\text{з}\cdot 0{,}5}^2 \cdot 308 \text{ кВт}.$$

Здесь $k_{\text{з}\cdot 0{,}5}$ – новый коэффициент загрузки за счет разделения нагрузки пополам между двумя одинаковыми трансформаторами.

Второй вариант.

$$\Delta Q_{\text{х}} = 10\,000 \frac{0{,}8}{100} = 80 \text{ кВар};$$

$$\Delta Q_{\text{к}} = 10\,000 \frac{7{,}5}{100} = 750 \text{ кВар};$$

$$\Delta P'_{\text{х}} = 14{,}5 + 0{,}05 \cdot 80 = 18{,}5 \text{ кВт};$$

$$\Delta P'_{\text{к}} = 65 + 0{,}05 \cdot 750 = 102{,}5 \text{ кВт};$$

$$\Delta P'_{10} = 18{,}5 + k_{\text{з}}^2 \cdot 102{,}5 \text{ кВт};$$

$$\Delta P'_{2\cdot 10} = 37 + k_{\text{з}0{,}5}^2 \cdot 205 \text{ кВт}.$$

Находим нагрузку, при которой необходимо переходить на работу с двумя трансформаторами:

1) для трансформатора 16 000 кВ·А (первый вариант)

$$S_{\text{А}} = S_{\text{ном,т}} \sqrt{n(n-1)\frac{\Delta P'_{\text{х}}}{\Delta P'_{\text{к}}}} = 16 \sqrt{2 \frac{25{,}8}{154}} \approx 9{,}3 \text{ МВ·А};$$

2) для трансформаторов 10 000 кВ·А (второй вариант)

$$S_{\text{Б}} = 10 \sqrt{2 \frac{18{,}5}{102{,}5}} = 6 \text{ МВ·А}.$$

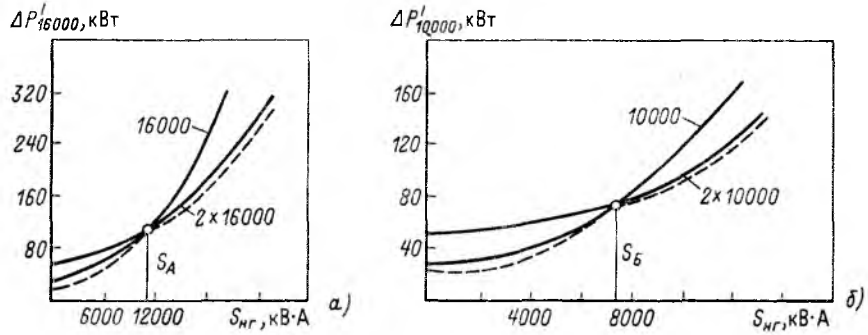


Рис. 6.21. Зависимость приведенных годовых потерь для одного и двух трансформаторов:

а – для двух трансформаторов мощностью по 16 000 кВ · А; *б* – то же мощностью до 10 000 кВ · А

На рис. 6.21 показано графическое определение $S_А$ и $S_Б$. Совпадение результатов расчета получается удовлетворительным. Расчеты по определению годовых потерь мощности и энергии для обоих вариантов сведены в табл. 6.7. Технико-экономическое сопоставление вариантов трансформаторов приводится ниже.

Таблица 6.7. **Потери электроэнергии в трансформаторах**

№ ступени графика нагрузки	Нагрузка, кВ·А	$k_з$	$k_{з\cdot 0,5}$	Продолжительность ступени нагрузки, ч/год	Потери мощности в трансформаторах, кВт	Потери электроэнергии в трансформаторах, кВт · ч/год
Первый вариант (2×16 МВ·А)						
1	1250	0,078	–	760	26,74	20 320
2	2500	0,156	–	750	29,54	22 161
3	8750	0,547	–	2000	97,68	195 356
4	12 500	–	0,39	1250	98,44	123 050
5	17 500	–	0,547	1500	195,36	293 034
6	22 500	–	0,703	1250	203,8	254 770
7	25 000	–	0,782	1250	239,9	299 937
				Всего за год $\Delta Э_{а16} = 1\,208\,628$ кВт·ч		
Второй вариант (2×10 МВ·А)						
1	1250	0,125	–	760	20,1	15 277
2	2500	0,25	–	750	24,9	18 680
3	8750	–	0,438	2000	76,3	152 656
4	12 500	–	0,625	1250	154	192 598
5	17 500	–	0,875	1500	193,9	290 929
6	22 500	–	1,125	1250	296,4	370 566
7	25 000	–	1,25	1250	357,3	446 625
				Всего за год $\Delta Э_{а10} = 1\,487\,331$ кВт·ч		

Первый вариант. Капитальные затраты $K_1 = 2K_2 = 2 \cdot 18{,}6 = 37{,}2$ тыс. руб.

Годовые амортизационные расходы $C_{а1б} = k_а K_1 = 0{,}1 \cdot 37{,}2 = 3{,}72$ тыс. руб/год.

Стоимость потерь при $C_э = 0{,}02$ руб/(кВт·ч) $C_{п1б} = C_э \Delta Э_{а1б} = 0{,}02 \cdot 1\,208\,628 \approx \approx 24{,}2$ тыс. руб/год.

Годовые эксплуатационные расходы

$$C_{э1б} = C_{а1б} + C_{п1б} = 3{,}72 + 24{,}4 = 27{,}92 \text{ тыс. руб/год.}$$

Второй вариант. Капитальные затраты $K_2 = 2K_{10} = 2 \cdot 12{,}35 = 24{,}7$ тыс. руб.

Годовые амортизационные расходы $C_{а10} = k_а K_2 = 0{,}1 \cdot 24{,}7 = 2{,}47$ тыс. руб/год.

Стоимость потерь электроэнергии $C_{п10} = C_э \Delta Э_{а10} = 1\,487\,331 \cdot 0{,}02 = 29{,}7$ тыс. руб/год.

Годовые эксплуатационные расходы

$$C_{э10} = 2{,}47 + 29{,}7 = 32{,}17 \text{ тыс. руб/год.}$$

Определяем срок окупаемости:

$$T_{ок} = \frac{K_1 - K_2}{C_{э10} - C_{э1б}} = \frac{37{,}2 - 24{,}7}{32{,}17 - 27{,}92} = 2{,}94 \text{ года.}$$

Срок окупаемости значительно меньше нормативного, поэтому первый вариант по экономическим соображениям является более предпочтительным. Учитывая заданные условия о будущем расширении завода, окончательно останавливаемся на варианте установки двух трансформаторов мощностью по 16 МВ·А.

Глава седьмая

ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЙ

7.1. Постановка вопроса

Комплекс основных вопросов при проектировании систем электроснабжения промышленных предприятий наряду с выбором общей схемы питания и определением целесообразной мощности силовых трансформаторов включает в себя выбор рациональных напряжений для схемы, поскольку последними определяются параметры линий электропередачи и выбираемого электрооборудования подстанций и сетей, а следовательно, размеры капиталовложений, расход цветного металла, потери электроэнергии и эксплуатационные расходы [8].

Необходимые для передачи электроэнергии от источников питания к приемникам капитальные затраты K зависят от передаваемой мощности S, расстояния l между источником питания и местом потребления (распределения).

Капитальные затраты на сооружение системы электроснабжения выражаются суммой

$$K = K_л + K_{об} + K_{д.в}, \tag{7.1}$$

где $K_л$ – капитальные затраты на сооружение воздушных и кабельных линий ($K_л = K_{ло} l$); $K_{ло}$ – стоимость сооружения 1 км линии; l – длина линии; $K_{об}$ – капитальные затраты на установку оборудования (выключатели, разъединители, отделители, короткозамыкатели, измерительные трансформаторы, реакторы, шины, разрядники, силовые трансформаторы и т. п.);

$K_{д,в}$ – дополнительные капитальные вложения в источники электроэнергии на покрытие потерь мощности в системах электроснабжения.

Эксплуатационные расходы равны

$$C_э = C_п + C_а + C_{о,п} \tag{7.2}$$

и складываются из стоимости потерь электроэнергии $C_п$, амортизационных отчислений $C_а$ и стоимости содержания обслуживающего эксплуатационного персонала $C_{о,п}$.

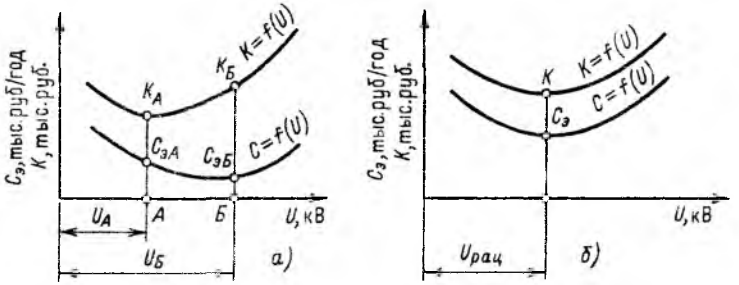


Рис. 7.1. Зависимость капитальных затрат и эксплуатационных расходов от напряжения

Капитальные затраты в общем случае изменяются по кривой $K = f(U)$ и имеют минимум при определенном значении напряжения, которое можно назвать рациональным по капитальным затратам и обозначать $U_{рац,к}$. На рис. 7.1, *а* значение $U_{рац,к}$ равно U_A. Зависимости $K = f(U)$ построены при условии, что расчетная мощность $S_р$ и длина линий l постоянны, а схема питания не изменяется.

В свою очередь эксплуатационные расходы зависят от напряжения U (при соблюдении условий $S_р$ = пост; l = пост. и при постоянной схеме питания), изменяются по некоторой кривой зависимости $C_э = f(U)$ и имеют минимум при напряжении, которое можно назвать рациональным напряжением по эксплуатационным расходам $U_{рац,э}$. На рис. 7.1, *а* значение $U_{рац,э}$ равно $U_Б$.

Точка *Б*, как правило, должна находиться правее точки *А*, т. е. обычно выше, чем $U_{рац,к}$.

При использовании стандартных напряжений 6, 10, 20, 35 и 110 кВ может иметь место $U_{рац,к} \approx U_{рац,э}$ (рис. 7.1, *б*).

Если пользоваться данными капитальных затрат и ежегодных эксплуатационных расходов, то определение рационального напряжения данной системы электроснабжения при рассмотрении двух вариантов производится по формуле

$$T_{ок} = \frac{K_Б - K_A}{C_A - C_Б},$$

где K_A, $K_Б$ – капиталовложения в вариантах *А* и *Б*, тыс. руб.; C_A, $C_Б$ – ежегодные эксплуатационные расходы в вариантах *А* и *Б*, тыс. руб/год.

Когда вариантов больше двух, пользуются формулой ежегодных приведенных затрат

$$З = C_э + k_{н,э}K.$$

На рис. 7.2 представлена зависимость ежегодных приведенных затрат от напряжения. Эту зависимость можно описать несколькими методами, используя интерполяционные полиномы. В зависимости от постановки задачи для практических вычислений можно использовать полиномы Ньютона, Лагранжа, Бесселя, Стирлинга и др. В нашем случае можно воспользоваться методикой Ньютона или Лагранжа.

Вопросам нахождения нестандартного рационального напряжения аналитическим путем уделяют большое внимание за рубежом.

Ниже приведены выражения для определения нестандартного рационального напряжения.

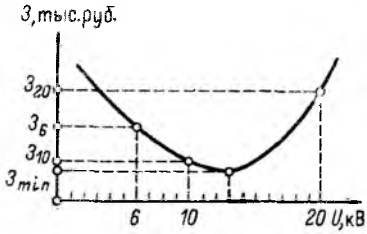


Рис. 7.2. Зависимость годовых затрат от напряжения

ГДР. Инженер Вейкерт предложил определять нестандартное напряжение, кВ, по формуле

$$U = 3\sqrt{S} + 0{,}5l, \qquad (7.3)$$

где S – передаваемая мощность, тыс. кВ · А; l – расстояние, км.

США. В американской практике для нахождения нестандартного напряжения, кВ, применяют формулу Стилла

$$U = 4{,}34\sqrt{l + 16P}, \qquad (7.4)$$

где l – расстояние, км; P – передаваемая мощность, тыс. кВт.

Формула Стилла преобразована С. Н. Никогосовым и приведена к более удобному виду:

$$U = 16\sqrt[4]{Pl}. \qquad (7.5)$$

Швеция. *По справочникам шведских инженеров нестандартное напряжение*, кВ, определяется так:

$$U = 17\sqrt{\frac{l}{16} + P}, \qquad (7.6)$$

где l – расстояние, км; P – передаваемая мощность, тыс. кВт.

Заметим, что (7.4) и (7.6) практически совпадают, но не дают удовлетворительных результатов и не могут быть приняты у нас, так как они не учитывают других факторов, влияющих на выбор рационального напряжения.

7.2. Определение рационального напряжения аналитическим расчетом

При решении задачи выбора рационального напряжения в общем случае предварительно определяют нестандартное рациональное напряжение по минимальным затратам (рис. 7.2). Зная такое напряжение, можно правильнее выбрать целесообразное стандартное напряжение применительно к каждому конкретному случаю. Расчеты по определению нестандарт-

ного рационального напряжения, безусловно, необходимы, так как по опыту таких расчетов, выполненных авторами, экономический эффект при правильном решении этого вопроса весьма значителен.

Для нахождения рационального нестандартного напряжения предлагается методика, основанная на том, что, используя результаты определения приведенных затрат при стандартных напряжениях, с одной стороны, и математические интерполяционные теории, с другой, можно составить уравнение для зависимости $З = f(U)$ (рис. 7.2).

Найдя первую производную этого уравнения и приравняв ее нулю, можно найти теоретический минимум затрат и соответствующее ему нестандартное рациональное напряжение.

а) **Применение интерполяционной теории Ньютона для определения рационального напряжения.** Любая зависимость двух связанных величин, если известны координаты n точек, может быть выражена аналитически с определенной точностью интерполяционной формулой Ньютона, представляющей собой степенную функцию $(n-1)$-го порядка:

$$y = y_1 + A(x - x_1) + B(x - x_1)(x - x_2) + C(x - x_1)(x - x_2)(x - x_3) + \ldots$$

$$\ldots + N(x - x_1)(x - x_2)\ldots(x - x_n). \qquad (7.7)$$

Это уравнение представляет собой кривую, проходящую через точки (x_1, y_1), (x_2, y_2), (x_3, y_3) и т. д. В нашем случае (нахождение рационального напряжения) это уравнение должно соответствовать кривой, проходящей через координаты, выражающие капитальные затраты K, эксплуатационные расходы $C_э$ или годовые затраты $З$ при различных стандартных напряжениях, в частности $U_1 = 6$ кВ; $U_2 = 10$ кВ; $U_3 = 20$ кВ; $U_4 = 35$ кВ; $U_5 = 110$ кВ.

В общем случае это уравнение записывается в соответствии с выражением (7.7) в следующем виде (если желательно определить рациональное напряжение по пяти стандартным напряжениям):

$$З = З_1 + A(U - U_1) + B(U - U_1)(U - U_2) + C(U - U_1)(U - U_2)(U -$$

$$- U_3) + D(U - U_1)(U - U_2)(U - U_3)(U - U_4). \qquad (7.8)$$

Ниже приводится методика определения рационального напряжения по трем стандартным напряжениям. В этом случае уравнение годовых приведенных затрат в соответствии с (7.8) записывается в следующем виде:

$$З = З_1 + A_1(U - U_1) + B(U - U_1)(U - U_2). \qquad (7.9)$$

Для нахождения коэффициентов A_1 и B_1 составляем табл. 7.1, по которой определяем коэффициенты A_1 и B_1:

$$A_1 = \frac{\Delta З_1}{\Delta U_1} \text{ и } B_1 = \frac{A_2 - A_1}{U_3 - U_1} = \frac{\Delta З_2 \Delta U_1 - \Delta З_1 \Delta U_2}{\Delta U_1 \Delta U_2 \Delta' U_1}. \qquad (7.10)$$

Преобразуем выражение (7.9) к виду

$$З = З_1 + A_1(U - U_1) + B_1[U^2 - U(U_1 + U_2) + U_1 U_2]. \qquad (7.11)$$

Таблица 7.1. **Коэффициенты к полиному Ньютона для выбора напряжения по трем точкам**

$З$	U	$\Delta З$	ΔU	A_1	ΔA	$\Delta' U$	B_1
$З_1$	U_1	$\Delta З_1 = З_2 - З_1$	$\Delta U_1 = U_2 - U_1$	$A_1 = \dfrac{\Delta З_1}{\Delta U_1}$	$\Delta A_1 = A_2 - A_1$	$\Delta' U_1 = U_3 - U_1$	$B_1 = \dfrac{\Delta A_1}{\Delta' U_1}$
$З_2$	U_2	$\Delta З_2 = З_3 - З_2$	$\Delta U_2 = U_3 - U_2$	$A_2 = \dfrac{\Delta З_2}{\Delta U_2}$			
$З_3$	U_3						

Для нахождения рационального напряжения по годовым затратам дифференцируем (7.11):

$$dЗ/dU = A_1 + 2B_1U - B_1(U_1 + U_2).$$

Приравняв правую часть этого равенства нулю и решив его относительно напряжения, получим

$$2B_1U_{\text{рац}} = B_1(U_1 + U_2) - A_1,$$

откуда

$$U_{\text{рац}} = \frac{U_1 + U_2}{2} - \frac{A_1}{2B_1}.$$

Подставив вместо коэффициентов A_1 и B_1 их значения из табл. 7.1, получим

$$U_{\text{рац}} = \frac{U_1 + U_2}{2} - \frac{\Delta З_1 \Delta U_1 \Delta U_2 \Delta' U_1}{2\Delta U_1 (\Delta З_2 \Delta U_1 - \Delta З_1 \Delta U_2)}.$$

Произведя дальнейшие преобразования, получим

$$U_{\text{рац}} = \frac{U_1 + U_2}{2} - \frac{\Delta' U_1}{2\left(\dfrac{\Delta З_2 \Delta U_1}{\Delta З_1 \Delta U_2} - 1\right)}.$$

Обозначив $\alpha = \dfrac{\Delta З_2 \Delta U_1}{\Delta З_1 \Delta U_2} - 1$, получим

$$U_{\text{рац}} = \frac{U_1 + U_2}{2} - \frac{\Delta' U_1}{2\alpha}. \qquad (7.12)$$

б) **Применение интерполяционной теории Лагранжа для определения рационального напряжения.** Когда рациональное нестандартное напряжение, определенное по методике Ньютона, находится в середине между двумя стандартными, для выбора рационального стандартного напряжения рекомендуется использовать интерполяционную формулу Лагранжа.

Эта формула в общем виде может быть записана следующим образом:

$$F(x) = F_0(x)\,Y_0 + F_1(x)\,Y_1 + \ldots + F_n(x)\,Y_n. \tag{7.13}$$

Коэффициенты (7.13) определяют из следующих формул:

$$\left.\begin{aligned} F_0(x) &= \frac{(x-x_1)(x-x_2)\ldots(x-x_n)}{(x_0-x_1)(x_0-x_2)\ldots(x_0-x_n)};\\ F_1(x) &= \frac{(x-x_0)(x-x_2)\ldots(x-x_n)}{(x_1-x_0)(x_1-x_2)\ldots(x_1-x_n)};\\ F_n(x) &= \frac{(x-x_0)(x-x_1)\ldots(x-x_{n-1})}{(x_n-x_0)(x_n-x_1)\ldots(x_n-x_{n-1})}. \end{aligned}\right\} \tag{7.14}$$

Степень многочлена определяется эмпирически. Это уравнение представляет собой кривую, проходящую через точки x_0, y_0; x_1, y_1; x_2, y_2; ...; x_n, y_n.

Используя этот метод для определения рационального напряжения, необходимо связать аналитической зависимостью стандартные напряжения и приведенные годовые затраты U_1, $З_1$; U_2, $З_2$; ...; U_n, $З_n$, где U_1, U_2, ..., U_n – стандартные напряжения; $З_1$, $З_2$, ..., $З_n$ – приведенные годовые затраты, соответствующие этим напряжениям.

По этим исходным данным по аналогии с (7.13) может быть составлено уравнение

$$F(U) = F_1(U)\,З_1 + F_2(U)\,З_2 + \ldots + F_n(U)\,З_n, \tag{7.15}$$

где

$$\left.\begin{aligned} F_1(U) &= \frac{(U-U_2)(U-U_3)\ldots(U-U_n)}{(U_1-U_2)(U_1-U_3)\ldots(U_1-U_n)};\\ F_2(U) &= \frac{(U-U_1)(U-U_3)\ldots(U-U_n)}{(U_2-U_1)(U_2-U_3)\ldots(U_2-U_n)};\\ F_n(U) &= \frac{(U-U_1)(U-U_2)\ldots(U-U_{n-1})}{(U_n-U_1)(U_n-U_2)\ldots(U_n-U_{n-1})}. \end{aligned}\right\} \tag{7.16}$$

Уравнение (7.15) показывает общую зависимость между U и $З$ для любого числа вариантов электроснабжения. Из практики проектирования систем электроснабжения известно, что наибольшее количество вариантов, которое рассматривают при выборе рационального напряжения, равно 5.

1. Определение рационального напряжения по пяти точкам. Для пяти точек U_1, $З_1$; U_2, $З_2$; U_3, $З_3$; U_4, $З_4$; U_5, $З_5$ уравнение Лагранжа записывают в виде

$$F(U) = F_1(U)\,З_1 + F_2(U)\,З_2 + F_3(U)\,З_3 + F_4(U)\,З_4 + F_5(U)\,З_5. \tag{7.17}$$

Коэффициенты $F_1(U)$, $F_2(U)$, $F_3(U)$, $F_4(U)$, $F_5(U)$ определяют следующим образом:

$$\left.\begin{aligned}
F_1(U) &= \frac{1}{A}(U-U_2)(U-U_3)(U-U_4)(U-U_5);\\
F_2(U) &= \frac{1}{B}(U-U_1)(U-U_3)(U-U_4)(U-U_5);\\
F_3(U) &= \frac{1}{Q}(U-U_1)(U-U_2)(U-U_4)(U-U_5);\\
F_4(U) &= \frac{1}{D}(U-U_1)(U-U_2)(U-U_3)(U-U_5);\\
F_5(U) &= \frac{1}{E}(U-U_1)(U-U_2)(U-U_3)(U-U_4);
\end{aligned}\right\} \tag{7.18}$$

$$\left.\begin{aligned}
A &= (U_1-U_2)(U_1-U_3)(U_1-U_4)(U_1-U_5);\\
B &= (U_2-U_1)(U_2-U_3)(U_2-U_4)(U_2-U_5);\\
Q &= (U_3-U_1)(U_3-U_2)(U_3-U_4)(U_3-U_5);\\
D &= (U_4-U_1)(U_4-U_2)(U_4-U_3)(U_4-U_5);\\
E &= (U_5-U_1)(U_5-U_2)(U_5-U_3)(U_5-U_4).
\end{aligned}\right\} \tag{7.19}$$

Продифференцировав (7.17) по напряжению, приравняв производную нулю и произведя соответствующие преобразования, получим уравнение

$$\alpha U^3 + \beta U^2 + \gamma U + \delta = 0, \tag{7.20}$$

где

$$\left.\begin{aligned}
\alpha &= 4\left(\frac{3_1}{A}+\frac{3_2}{B}+\frac{3_3}{Q}+\frac{3_4}{D}+\frac{3_5}{E}\right);\\
\beta &= -3\left[\frac{3_1}{A}(U_2+U_3+U_4+U_5)+\frac{3_2}{B}(U_1+U_3+U_4+U_5)+\right.\\
&\quad+\frac{3_3}{Q}(U_1+U_2+U_4+U_5)+\frac{3_4}{D}(U_1+U_2+U_3+U_5)+\\
&\quad\left.+\frac{3_5}{E}(U_1+U_2+U_3+U_4)\right];\\
\gamma &= 2\left[\frac{3_1}{A}(U_2U_3+U_2U_4+U_2U_5+U_3U_4+U_3U_5+U_4U_5)+\right.\\
&\quad+\frac{3_2}{B}(U_1U_3+U_1U_4+U_1U_5+U_3U_4+U_3U_5+U_4U_5)+\\
&\quad+\frac{3_3}{Q}(U_1U_2+U_1U_4+U_1U_5+U_2U_4+U_2U_5+U_4U_5)+\\
&\quad+\frac{3_4}{D}(U_1U_2+U_1U_3+U_1U_5+U_2U_3+U_2U_5+U_3U_5)+\\
&\quad\left.+\frac{3_5}{E}(U_1U_2+U_1U_3+U_1U_4+U_2U_3+U_2U_4+U_3U_4)\right];
\end{aligned}\right\} \tag{7.21}$$

$$\delta = -\left[\frac{3_1}{A}(U_2U_3U_4 + U_2U_3U_5 + U_2U_4U_5 + U_3U_4U_5) + \right.$$
$$+ \frac{3_2}{B}(U_1U_3U_4 + U_1U_3U_5 + U_1U_4U_5 + U_3U_4U_5) +$$
$$+ \frac{3_3}{Q}(U_1U_2U_4 + U_1U_2U_5 + U_1U_4U_5 + U_2U_4U_5) +$$
$$+ \frac{3_4}{D}(U_1U_2U_3 + U_1U_2U_5 + U_1U_3U_5 + U_2U_3U_5) +$$
$$\left. + \frac{3_5}{E}(U_1U_2U_3 + U_1U_2U_4 + U_1U_3U_4 + U_2U_3U_4)\right]$$

Подсчитав по (7.21) коэффициенты α, β, γ, δ и решив это уравнение относительно U, получим рациональное напряжение по приведенным годовым затратам $U_{\text{рац}}$.

Определение коэффициентов уравнения и решение кубического уравнения являются довольно трудоемким процессом, поэтому эти расчеты производят на ЭВМ, для которых в МЭИ составлены программы.

2. Определение рационального напряжения по четырем точкам. В этом случае уравнение для определения рационального нестандартного напряжения получается квадратичным и его решение не представляет затруднений.

Уравнение Лагранжа для четырех точек, заданных координатами U_1, 3_1; U_2, 3_2; U_3, 3_3; U_4, 3_4, записывают в виде

$$F(U) = F_1(U)\,3_1 + F_2(U)\,3_2 + F_3(U)\,3_3 + F_4(U)\,3_4, \tag{7.22}$$

где

$$\left.\begin{aligned} F_1(U) &= \frac{1}{A}(U - U_2)(U - U_3)(U - U_4);\\ F_2(U) &= \frac{1}{B}(U - U_1)(U - U_3)(U - U_4);\\ F_3(U) &= \frac{1}{Q}(U - U_1)(U - U_2)(U - U_4);\\ F_4(U) &= \frac{1}{D}(U - U_1)(U - U_2)(U - U_3); \end{aligned}\right\} \tag{7.23}$$

$$\left.\begin{aligned} A &= (U_1 - U_2)(U_1 - U_3)(U_1 - U_4);\\ B &= (U_2 - U_1)(U_2 - U_3)(U_2 - U_4);\\ Q &= (U_3 - U_1)(U_3 - U_2)(U_3 - U_4);\\ D &= (U_4 - U_1)(U_4 - U_2)(U_4 - U_3). \end{aligned}\right\} \tag{7.24}$$

Продифференцировав уравнение (7.22), приравняв производную нулю и произведя соответствующие преобразования, получим

$$\alpha U^2 + \beta U + \gamma = 0, \tag{7.25}$$

где

$$\left.\begin{aligned}
\alpha &= 3\left(\frac{3_1}{A} + \frac{3_2}{B} + \frac{3_3}{Q} + \frac{3_4}{D}\right);\\
\beta &= -2\left[\frac{3_1}{A}(U_2 + U_3 + U_4) + \frac{3_2}{B}(U_1 + U_3 + U_4) + \right.\\
&\left. + \frac{3_3}{Q}(U_1 + U_2 + U_4) + \frac{3_4}{D}(U_1 + U_2 + U_3)\right];\\
\gamma &= \frac{3_1}{A}(U_2U_3 + U_2U_4 + U_3U_4) + \frac{3_2}{B}(U_1U_3 + \\
&+ U_1U_4 + U_3U_4) + \frac{3_3}{Q}(U_1U_2 + U_1U_4 + U_2U_4) + \\
&+ \frac{3_4}{D}(U_1U_2 + U_1U_3 + U_2U_3).
\end{aligned}\right\} \tag{7.26}$$

3. Определение рационального напряжения по трем точкам. Для выбора рационального напряжения можно ограничиться тремя напряжениями, например 6, 10, 20 или 10, 20, 35 кВ и т. д. Вопрос о том, какие напряжения выбрать для сравнения, решают с помощью цифрограмм или номограмм (см. § 7.3).

При рассмотрении вариантов электроснабжения для трех напряжений определение рационального нестандартного напряжения значительно упрощается. Для вывода аналитического выражения для определения этого напряжения по трем точкам, заданным координатами U_1, 3_1; U_2, 3_2; U_3, 3_3, записывают уравнение Лагранжа в виде

$$F(U) = F_1(U)\,3_1 + F_2(U)\,3_2 + F_3(U)\,3_3, \tag{7.27}$$

где

$$\left.\begin{aligned}
F_1(U) &= \frac{1}{A}(U - U_2)(U - U_3);\\
F_2(U) &= \frac{1}{B}(U - U_1)(U - U_3);\\
F_3(U) &= \frac{1}{Q}(U - U_1)(U - U_2);
\end{aligned}\right\} \tag{7.28}$$

$$\left.\begin{aligned}
A &= (U_1 - U_2)(U_1 - U_3);\\
B &= (U_2 - U_1)(U_2 - U_3);\\
Q &= (U_3 - U_1)(U_3 - U_2).
\end{aligned}\right\} \tag{7.29}$$

После преобразования (7.27) запишется в виде

$$F(U) = \frac{3_1}{A}[U^2 - U(U_2 + U_3) + U_2U_3] +$$

$$+ \frac{3_2}{B}[U^2 - U(U_1 + U_3) + U_1U_3] + \frac{3_3}{Q}[U^2 - U(U_1 + U_2) + U_1U_2]. \quad (7.30)$$

Для нахождения рационального напряжения по приведенным годовым затратам дифференцируем уравнение (7.30) по напряжению и приравниваем его нулю:

$$\frac{dF(U)}{dU} = \frac{3_1}{A}[2U - (U_2 + U_3)] + \frac{3_2}{B}[2U - (U_1 + U_3)] +$$

$$+ \frac{3_3}{Q}[2U - (U_1 + U_2)] = 0, \quad (7.31)$$

откуда

$$U_{\text{рац}} = \frac{\frac{3_1}{A}(U_2 + U_3) + \frac{3_2}{B}(U_1 + U_3) + \frac{3_3}{Q}(U_1 + U_2)}{2\left(\frac{3_1}{A} + \frac{3_2}{B} + \frac{3_3}{Q}\right)}. \quad (7.32)$$

Обозначим

$$\left.\begin{aligned} \alpha &= 2\left(\frac{3_1}{A} + \frac{3_2}{B} + \frac{3_3}{Q}\right); \\ \beta &= \frac{3_1}{A}(U_2 + U_3) + \frac{3_2}{B}(U_1 + U_3) + \frac{3_3}{Q}(U_1 + U_2). \end{aligned}\right\} \quad (7.33)$$

В результате получим

$$U_{\text{рац}} = \frac{\beta}{\alpha}. \quad (7.34)$$

Выражения (7.20), (7.25) и (7.34) дают возможность определить нестандартное рациональное напряжение с учетом всех факторов, влияющих на этот выбор. По цифрограммам и номограммам (§ 7.3) можно правильно выбрать стандартное рациональное напряжение при проектировании систем электроснабжения с учетом изменений, которые будут происходить в системе в дальнейшем.

Пример 7.1. Определить годовые приведенные затраты (рис. 7.3). Исходные данные для расчета: генплан, расчетная мощность предприятия 5000 кВ·А; расстояние от пункта питания до места потребления электроэнергии 0,9 км; линии питания – воздушные; питание потребителей осуществляется по двум линиям; в начале и в конце линий установлены выключатели при наличии на приемной подстанции секционного выключателя; стоимость электроэнергии 0,011 руб/(кВт·ч); трансформация в конце питающей линии отсутствует.

Рассматривается случай, когда питание можно производить на напряжении 6, 10, 20, 35 и 110 кВ. Для сокращения объема расчетов подробно рассматривается определение годовых затрат только на напряжении 10 кВ. Годовые затраты по

остальным напряжениям приводятся только в виде окончательных результатов подсчета. Годовые эксплуатационные расходы для каждого года равны

$$C_{эi} = C_р + C_{к.р} + C_м + C'_э$$

или

$$C_{эi} = C_а + C_м + C'_э.$$

Амортизационные расходы на реновацию $C_р$ в расчетах не учитывают, поскольку срок службы системы электроснабжения принимают равным 30 годам (воздушные линии на бетонных пасынках обеспечивают такой срок эксплуатации).

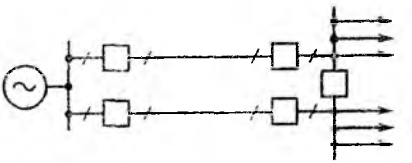


Рис. 7.3. Схема системы электроснабжения к примеру 7.1. Разъединители для упрощения показаны наклонной чертой

Годовые расходы на эксплуатацию $C'_э$, включающие в себя расходы на текущий ремонт, заработную плату, общепроизводственные расходы, принимают одинаковыми для всех вариантов. Годовые расходы $C_м$ принимают равными стоимости потерь электроэнергии в линиях $C_п$. Годовые расходы на капитальный ремонт $C_{к.р}$ принимают равными амортизационным отчислениям $C_а$. Для воздушных линий амортизационные отчисления принимают равными 6%, для подстанции 10%. Следовательно, $C_э = C_п + C_а$.

В соответствии с изложенным выше годовые затраты принимаем по выражению

$$З = C_э + k_{из}K.$$

Определим затраты при напряжении 10 кВ.

1. Капиталовложения $K_{\Sigma 10} = K_{л10} + K_{э.а10}$, где $K_{л10}$ – стоимость сооружения воздушных линий 10 кВ (линии на деревянных опорах); $K_{э.а10}$ – стоимость электрической аппаратуры напряжением 10 кВ. Все капиталовложения определяем по укрупненным технико-экономическим показателям.

Определим $K_{л10}$. Для определения капиталовложений на сооружение двух цепей линии 10 кВ необходимо знать сечение проводов линий. Выбор сечения проводов производим из расчета обеспечения питания предприятия по одной линии в случае повреждения или отключения другой. Принимаем допустимую перегрузку линии в аварийном режиме равной 1,3; тогда сечение линии должно соответствовать пропускаемой мощности $S_л = S_п = 5000 : 1{,}3 = 3846$ кВ·А.

Принимаем две цепи линии 10 кВ с проводами А (3×70) мм^2. Для данного сечения линии ее пропускная способность в нормальном режиме работы равна 4600 кВ·А. При полной загрузке потери $\Delta P_{ном} = 116$ кВт/км. Стоимость линии равна 1,56 тыс·руб/км. Принимая допустимые потери напряжения в аварийном режиме равными 10%, рассчитываем допустимую длину передачи. Определение производим упрощенным методом:

$$l_{доп} = l_{\Delta U}\,\Delta U_{доп}\,\frac{S_{доп}}{S_{авар}} = 0{,}49 \cdot 10\,\frac{4600}{5000} \approx 4{,}5 \text{ км},$$

что больше действительного расстояния, равного 0,9 км, более чем в 4 раза. Проверка воздушных линий на термическую стойкость к токам КЗ не производится. Механическая прочность и минимальные потери на коронирование на напряжении 10 кВ при сечении 70 мм^2 обеспечены. Таким образом, по техническим условиям выбираем две линии сечением 3×70 мм^2 на деревянных опорах с железобетонными пасынками.

Выбор экономического сечения линий производим упрощенным способом на основании ПУЭ (по экономической плотности тока). Для нашего случая $J_э = 1$ А/мм^2.

Определим экономическое сечение:

$$s_э = \frac{S_р}{2\sqrt{3}\,U_{ном} J_э} = \frac{5000}{2\sqrt{3}\cdot 10\cdot 1} = 144 \text{ мм}^2.$$

Хотя по техническим условиям было бы достаточно передавать заданную мощность по двум линиям с проводами А(3 × 70) мм^2, по экономическим соображениям требуется увеличить сечение этих линий до 120 мм^2, поэтому окончательно останавливаемся на выборе двух линий с проводами А(3 × 120) мм^2 на деревянных опорах:

$$K_{1км} = 1{,}94 \text{ тыс. руб.}; \quad K_{л10} = 2\cdot 0{,}9\cdot 1{,}94 = 3{,}49 \text{ тыс. руб.}$$

Определим $K_{э,а10}$. Расчетный ток равен

$$I_р = \frac{S_р}{1{,}3\sqrt{3}\,U_{ном}} = \frac{5000}{1{,}3\sqrt{3}\cdot 10} \approx 222 \text{ А}.$$

Задаваясь условием, что отключающая способность выключателя должна быть до 350 тыс. кВ · А, выбираем выключатель типа ВМГ-10 в комплектном исполнении (КРУ) с приводом ПС-10 стоимостью 1,57 тыс. руб.

Капиталовложения в электрическую аппаратуру составляют

$$K_{э,а10} = 5K_в = 5\cdot 1{,}57 = 7{,}85 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения в систему электроснабжений 10 кВ

$$K_{\Sigma 10} = K_{л10} + K_{э,а10} = 3{,}49 + 7{,}85 = 11{,}34 \text{ тыс. руб.}$$

2. Эксплуатационные расходы определяем по формуле

$$C_э = C_п + C_а.$$

Определим потери мощности и энергии в линиях 10 кВ сечением А(3 × 120) мм^2 на 1 км. При полной загрузке потери $\Delta P_{и1км} = 136$ кВт. Номинальная загрузка линии $S_{ном} = 6{,}5$ тыс · кВ · А, расчетная загрузка $S_р = 2{,}5$ тыс · кВ · А, при этом $k_з = 2{,}5/6{,}5 \approx 0{,}38$.

Определим расчетные потери мощности в двух линиях:

$$\Delta P_р = 2l\,\Delta P_{и1км} k_з^2 = 2\cdot 0{,}9\cdot 136\,(0{,}38)^2 \approx 35{,}2 \text{ кВт}.$$

Задавшись числом часов работы, определим расход электроэнергии на потери при $t_{пот} = 5000$ ч:

$$\Delta Э_{а10} = \Delta P_р t_{пот} = 35{,}2\cdot 5000 = 176\,000 \text{ кВт · ч/год}.$$

Стоимость потерь

$$C_{п10} = \Delta Э_{а10} c_0 = 176\,000\cdot 0{,}011\cdot 10^{-3} = 1{,}936 \text{ тыс. руб.}$$

Определим годовые амортизационные расходы. Амортизационные отчисления по линиям принимаем 6 %, по подстанции 10 %. Следовательно,

$$C_{а,л10} = 0{,}06\cdot 3{,}49 = 0{,}209 \text{ тыс. руб/год};$$

$$C_{а,э10} = 0{,}1\cdot 7{,}85 = 0{,}785 \text{ тыс. руб/год};$$

$$C_{а10} = C_{а,л10} + C_{а,э10} = 0{,}994 \text{ тыс. руб/год}.$$

Суммарные эксплуатационные расходы

$$C_{э10} = C_{п10} + C_{а10} = 1{,}936 + 0{,}994 \approx 2{,}93 \text{ тыс. руб/год}.$$

В итоге при осуществлении передачи электроэнергии на напряжении 10 кВ получим $K_{\Sigma 10} = 11{,}33$ тыс. руб., $C_{э10} = 2{,}93$ тыс. руб/год.

Годовые затраты по варианту 10 кВ

$$З_{10} = C_{э10} + 0{,}12K_{\Sigma 10} = 2{,}93 + 0{,}12 \cdot 11{,}33 = 4{,}29 \text{ тыс. руб/год.}$$

Подсчитав аналогичным образом годовые затраты на напряжения 6, 20, 35 и 110 кВ, получим

$$З_6 = 6{,}36 \text{ тыс. руб/год}; \quad З_{10} = 4{,}29 \text{ тыс. руб/год}; \quad З_{20} = 4{,}39 \text{ тыс. руб/год};$$
$$З_{35} = 6{,}76 \text{ тыс. руб/год}; \quad З_{110} = 15{,}20 \text{ тыс. руб/год.}$$

Пример 7.2. Определить рациональное напряжение по пяти, четырем и трем стандартным напряжениям и соответствующим им значениям годовых приведенных затрат с применением метода Лагранжа:

$$U_1 = 6 \text{ кВ}, \quad З_1 = 6{,}35 \text{ тыс. руб.};$$
$$U_2 = 10 \text{ кВ}, \quad З_2 = 4{,}29 \text{ тыс. руб.};$$
$$U_3 = 20 \text{ кВ}, \quad З_3 = 4{,}39 \text{ тыс. руб.};$$
$$U_4 = 35 \text{ кВ}, \quad З_4 = 6{,}76 \text{ тыс. руб.};$$
$$U_5 = 110 \text{ кВ}, \quad З_5 = 15{,}20 \text{ тыс. руб.}$$

1. Определяем рациональное напряжение по пяти точкам. В соответствии с (7.20) запишем уравнение

$$\alpha U^3 + \beta U^2 + \gamma U + \delta = 0.$$

Коэффициенты α, β, γ, δ определяем из (7.21):

$$\alpha = 4\left[\frac{6{,}35}{168\,896} + \frac{4{,}29}{(-100\,000)} + \frac{4{,}39}{189\,000} + \frac{6{,}76}{(-815\,625)} + \frac{15{,}20}{70\,200\,000}\right] = 0{,}0000227;$$

$$\beta = -3\left[\frac{6{,}35}{168\,896}(10 + 20 + 35 + 110) - \frac{4{,}29}{100\,000}(6 + 20 + 35 + 110) + \right.$$
$$+ \frac{4{,}29}{189\,000}(6 + 10 + 35 + 110) - \frac{6{,}76}{815\,625}(6 + 10 + 20 + 110) +$$
$$\left. + \frac{15{,}20}{70\,200\,000}(6 + 10 + 20 + 35)\right] = -0{,}0032;$$

$$\gamma = 2\left[\frac{6{,}35}{168\,896}(10 \cdot 20 + 10 \cdot 35 + 10 \cdot 110 + 20 \cdot 35 + 20 \cdot 110 + 35 \cdot 110) - \right.$$
$$- \frac{4{,}29}{100\,000}(6 \cdot 20 + 6 \cdot 35 + 6 \cdot 110 + 20 \cdot 35 + 20 \cdot 110 + 35 \cdot 110) +$$
$$+ \frac{4{,}39}{189\,000}(6 \cdot 10 + 6 \cdot 35 + 6 \cdot 110 + 10 \cdot 35 + 10 \cdot 110 + 35 \cdot 110) -$$
$$- \frac{6{,}76}{815\,625}(6 \cdot 10 + 6 \cdot 20 + 6 \cdot 110 + 10 \cdot 20 + 10 \cdot 110 + 20 \cdot 110) +$$
$$\left. + \frac{15{,}20}{70\,200\,000}(6 \cdot 10 + 6 \cdot 20 + 6 \cdot 35 + 10 \cdot 20 + 10 \cdot 35 + 20 \cdot 35)\right] = 0{,}122;$$

$$\delta = -\left[\frac{6{,}35}{168\,896}(10\cdot 20\cdot 35 + 10\cdot 20\cdot 110 + 10\cdot 35\cdot 110 + 20\cdot 35\cdot 110) - \right.$$

$$- \frac{4.29}{100\,000}(6\cdot 20\cdot 35 + 6\cdot 20\cdot 110 + 6\cdot 35\cdot 110 + 20\cdot 35\cdot 110) +$$

$$+ \frac{4{,}39}{189\,000}(6\cdot 10\cdot 35 + 6\cdot 10\cdot 110 + 6\cdot 35\cdot 110 + 10\cdot 35\cdot 110) -$$

$$- \frac{6{,}76}{815\,625}(6\cdot 10\cdot 20 + 6\cdot 10\cdot 110 + 6\cdot 20\cdot 110 + 10\cdot 20\cdot 110) +$$

$$\left. + \frac{15{,}20}{70\,200\,000}(6\cdot 10\cdot 20 + 6\cdot 10\cdot 35 + 6\cdot 20\cdot 35 + 10\cdot 20\cdot 35)\right] = -1{,}20.$$

Величины A, B, Q, D, E определяем из (7.19):

$$A = (6-10)(6-20)(6-35)(6-110) = 168\,896;$$

$$B = (10-6)(10-20)(10-35)(10-110) = -100\,000;$$

$$Q = (20-6)(20-10)(20-35)(20-110) = 189\,000;$$

$$D = (35-6)(35-10)(35-20)(35-110) = -815\,625;$$

$$E = (110-6)(110-10)(110-20)(110-35) = 70\,200\,000.$$

Подставив значения коэффициентов α, β, γ, δ в (7.20), получим $0{,}0000227U^3 - 0{,}0032U^2 + 0.122U - 1{,}2 = 0$.

Решив полученное уравнение относительно U, получим $U_1 = 15.4$ кВ: $U_2 = 38{,}7$ кВ; $U_3 = 38{,}2$ кВ.

Теперь найденные значения U_1, U_2, U_3 надо было бы подставить в выражение для затрат и выбрать $U_{\text{рац}}$, для которого затраты минимальны. Однако в данном примере преимущество напряжения $U_1 = 15{,}4$ кВ является очевидным.

2. Определяем рациональное напряжение по четырем точкам. В соответствии с (7.25) запишем уравнение $\alpha U^2 + \beta U + \gamma = 0$.

Коэффициенты α, β, γ определяем из (7.26):

$$\alpha = 3\left(\frac{6{,}35}{-1624} + \frac{4{,}29}{1000} + \frac{4{,}39}{-2100} + \frac{6{,}76}{10\,875}\right) = -0{,}0021;$$

$$\beta = -2\left[\frac{6{,}35}{-1624}(10 + 20 + 35) + \frac{4{,}29}{1000}(6 + 20 + 35) + \right.$$

$$\left. + \frac{4{,}39}{-2100}(6 + 10 + 35) + \frac{6{,}76}{10\,875}(6 + 10 + 20)\right] = 0{,}108;$$

$$\gamma = -\frac{6{,}35}{1624}(10\cdot 20 + 10\cdot 35 + 20\cdot 35) + \frac{4{,}29}{1000}(6\cdot 20 + 6\cdot 35 + 20\cdot 35) -$$

$$- \frac{4{,}39}{2100}(6\cdot 10 + 6\cdot 35 + 10\cdot 35) + \frac{6{,}76}{10\,875}(6\cdot 10 + 6\cdot 20 + 10\cdot 20) = -1.11.$$

Величины A, B, Q, D определяем из (7.24):

$$A = (6-10)(6-20)(6-35) = -1624;$$

$$B = (10-6)(10-20)(10-35) = 1000;$$

$$Q = (20-6)(20-10)(20-35) = -2100;$$

$$D = (35-6)(35-10)(35-20) = 10\,875.$$

Подставив значения α, β, γ в (7.25), получим

$$-0{,}0021U^2 + 0{,}108U - 1{,}11 = 0;$$

$$U_{12} = 25{,}5 + \sqrt{25{,}5^2 - 528};$$

$$U_1 = 15{,}5 \text{ кВ};$$

$$U_2 = 35{,}5 \text{ кВ}.$$

Сопоставив затраты при 15,5 и 35,5 кВ, найдем

$$U_{\text{рац}} = 15{,}5 \text{ кВ}.$$

3. Определяем рациональное напряжение по трем точкам. В соответствии с (7.32) запишем уравнение

$$U_{\text{рац}} = \frac{\frac{3_1}{A}(U_2 + U_3) + \frac{3_2}{B}(U_1 + U_3) + \frac{3_3}{Q}(U_1 + U_2)}{2\left[\frac{3_1}{A} + \frac{3_2}{B} + \frac{3_3}{Q}\right]} =$$

$$= \frac{\frac{6{,}35}{56}(10 + 20) - \frac{4{,}29}{40}(6 + 20) + \frac{4{,}39}{140}(6 + 10)}{2\left[\frac{6{,}35}{56} - \frac{4{,}29}{40} + \frac{4{,}39}{140}\right]} = 15{,}6 \text{ кВ}.$$

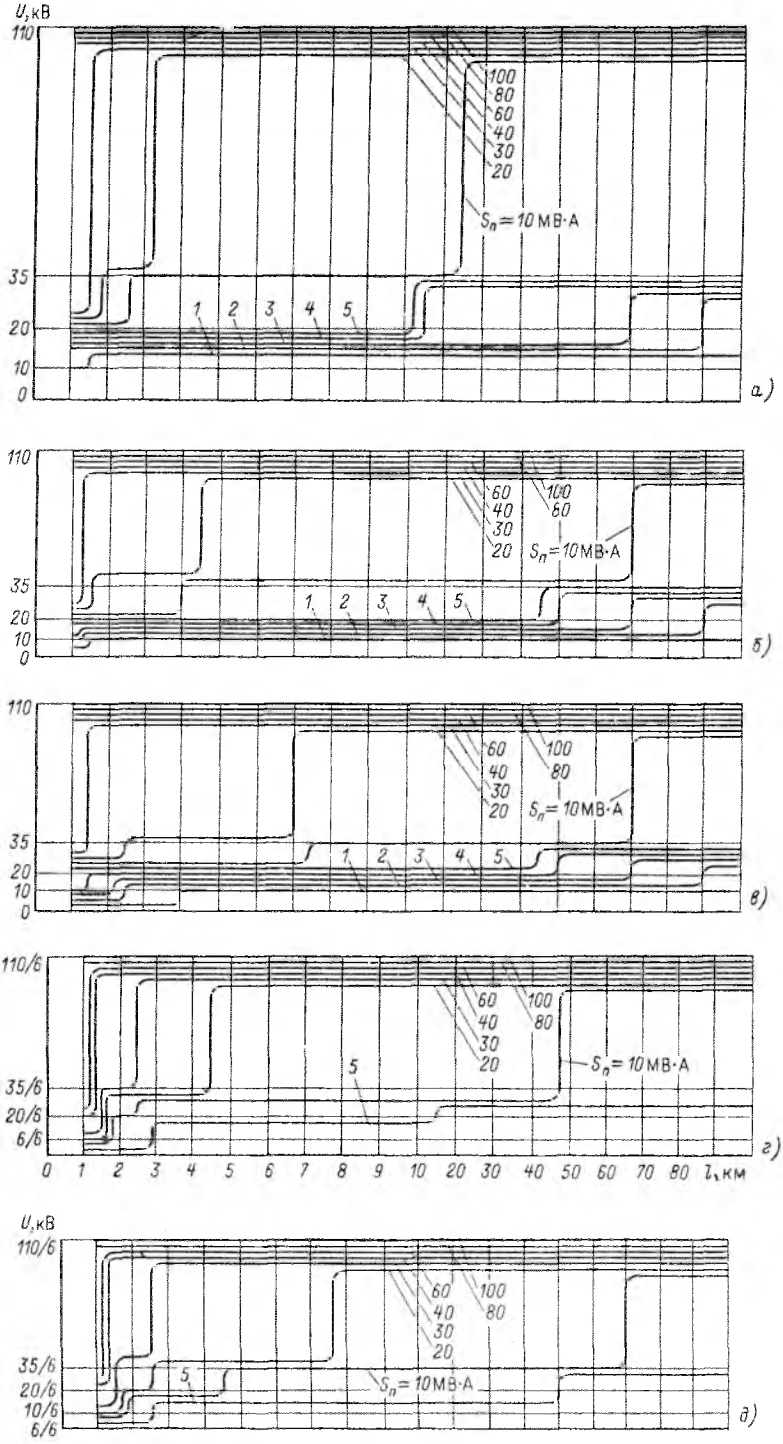
Сравнивая расчеты по пяти (15,4 кВ), четырем (15,5 кВ) и трем точкам (15,6 кВ), видим, что результаты практически одинаковы.

Из изложенного следует, что определение рационального напряжения, как правило, достаточно производить по трем точкам.

7.3. Приближенное определение рационального напряжения

Опыт проектирования систем промышленного электроснабжения позволяет заранее задать ожидаемое рациональное напряжение. Однако, как показывает практика расчетов, при таком способе решения вопроса ошибки часты. В то же время трудоемкие расчеты по определению затрат для всей шкалы напряжений требуют большой дополнительной работы. Для экономии затрат труда на определение рационального напряжения выполнены расчеты, в которых нагрузка, потребляемая промышленными предприятиями, изменялась от 1000 до 100 000 кВ · А, расстояние от источника питания до предприятий – от 1 до 100 км, стоимость электроэнергии – от 0,4 до 1,1 коп/(кВт · ч). Схемы были даны для систем питания без трансформации (рис. 7.3) и с трансформацией напряжения. Линии принимались воздушные и кабельные. Из всех этих расчетов для сроков окупаемости 6 – 12 лет составлены приводимые ниже номограммы, которые позволяют быстро определить приближенное значение рационального напряжения (рис. 7.4).

Зная приблизительное значение стандартного рационального напряжения, можно взять для расчетов еще два ближайших стандартных напряжения (одно выше, другое ниже) и получить, таким образом, только те три точки, по которым необходимо определить точное значение нестандартного рационального напряжения. Это дает возможность значительно сократить расчеты.


U, кВ
110
35
20
10
0
100
80
60
40
30
20
S_n = 10 МВ·А
1
2
3
4
5
а)
60
40
30
20
100
80
S_n = 10 МВ·А
б)
в)
110/6
35/6
20/6
6/6
г)
0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 20 30 40 50 60 70 80 l, км
10/6
д)

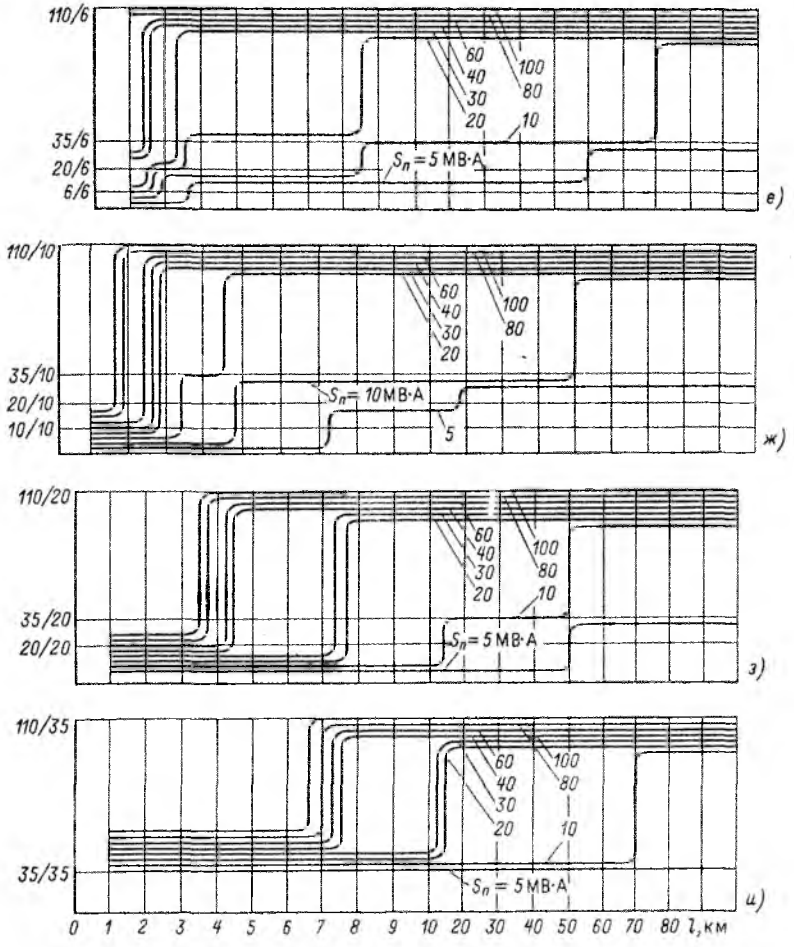


Рис. 7.4. Номограммы для приближенного определения рационального напряжения систем электроснабжения промышленных предприятий в зависимости от передаваемой мощности $S_п$, длины питающих линий l, схемы питания, конструктивного выполнения линий и стоимости электроэнергии:

а, г, ж, з, и – $c_э$ = 1,1 коп/(кВт · ч); *б, д* – $c_э$ = 0,8 коп/(кВт · ч); *в, е* – $c_э$ = 0,4 коп/(кВт · ч); *а, б, в* – для выбора напряжения без трансформации в конце питающей линии; *г, д, е* – с трансформацией на 6 кВ; *ж* – то же на 10 кВ; *з* – то же на 20 кВ; *и* – то же на 35 кВ; *1 – 5* – номера кривых

Вместо номограмм, представленных на рис. 7.4, можно использовать цифрограммы. Пример цифрограмм при стоимости электроэнергии c_0 = = 1,1 коп/(кВт · ч) для системы электроснабжения без трансформации в конце питающей линии приведен в табл. 7.2.

Таблица 7.2. **Ориентировочные значения рационального напряжения**

S, тыс. кВ·А	Длина линии l, км											
	1	2	3	4	5	10	20	30	40	60	80	100
1000	10	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
2000	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	35
3000	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	35	35
4000	20	20	20	20	20	20	35	35	35	35	35	35
5000	20	20	20	20	20	20	35	35	35	35	35	35
10 000	20	20	35	35	35	35	35	110	110	110	110	110
20 000	20	35	35	110	110	110	110	110	110	110	110	110
30 000	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
40 000	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
60 000	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
80 000	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
100 000	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110

7.4. Выбор рационального напряжения при равномерно распределенной нагрузке

В результате работы по определению рационального напряжения ряда промышленных предприятий с равномерной нагрузкой по площади цехов, а также для ряда районов Москвы и других городов с различными коэффициентами застройки, разной этажностью установлено, что хотя эти показатели и влияют на выбор рационального напряжения, но решающим фактором в определении $U_{\text{рац}}$ является удельная нагрузка (кВт/м^2).

На рис. 7.5 приведена номограмма, по которой можно определять рациональное напряжение в зависимости от удельной нагрузки на 1 м^2

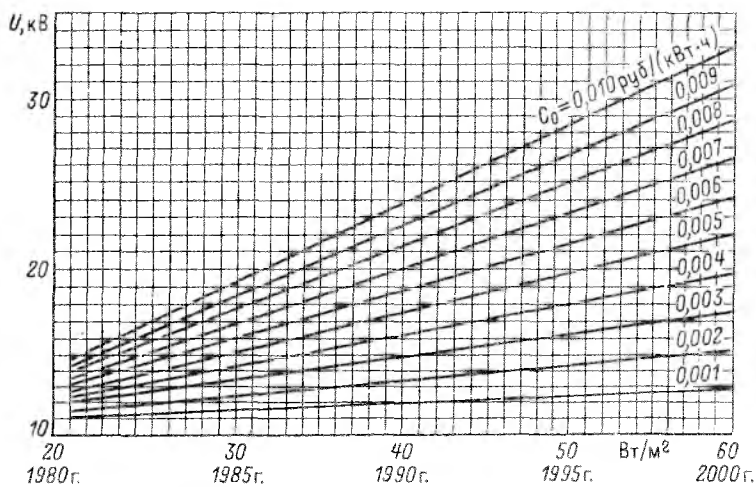


Рис. 7.5. Номограмма для приближенного определения рационального напряжения в зависимости от удельной нагрузки на 1 м^2 площади

рассматриваемой площади и стоимости электроэнергии от 0,001 до 0,01 руб/(кВт · ч). Для городов данная номограмма составлена для условий, когда коэффициент застройки лежит в пределах 0,1 – 0,15. Учитывая, что происходит рост нагрузки во времени, на номограмме удельную нагрузку можно привязать к году, когда ожидается эта нагрузка (рис. 7.5).

Пользуясь данными таких номограмм, можно выбрать рациональное напряжение с учетом перспективы, что очень важно, так как электрические сети служат до перехода на новое напряжение примерно 20 – 30 лет.

Так, например, для определенных конкретных условий и стоимости электроэнергии в 1980 г. $c_0 = 1$ коп/(кВт · ч) (удельная нагрузка 20 Вт/м^2) рациональное напряжение составило 14,5 кВ. При нагрузке 40 Вт/м^2 в 1990 г. ожидаемая стоимость электроэнергии составит 0,8 коп/(кВт · ч), тогда рациональное напряжение будет равно 21 кВ; наконец, при нагрузке 60 Вт/м^2, планируемой в 2000 г., и ожидаемой стоимости электроэнергии 0,6 коп/(кВт · ч) рациональное напряжение составит 18,5 кВ. Таким образом, в данном конкретном случае оказывается, что в течение 20 лет рациональное напряжение держится примерно на одном уровне.

7.5. Определение рационального напряжения с применением методов планирования эксперимента

Метод оптимизации систем электроснабжения промышленных предприятий с использованием теории планирования эксперимента был разработан в МЭИ [21 и 22] и состоит в получении математических моделей, связывающих значение оптимизируемого параметра с факторами, оказывающими наибольшее влияние. В данном случае в качестве оптимизируемого параметра выбрано рациональное напряжение для систем внутризаводского электроснабжения.

Факторами, наиболее влияющими на рациональное напряжение, являются следующие: S_Σ – суммарная нагрузка предприятия, кВ · А; $l_{ср}$ – средняя длина линии распределительной сети, км; Δc_0 – стоимость 1 кВт · года потерь электроэнергии, руб/(кВт · год); β – отношение нагрузки потребителей (6 кВ) ко всей нагрузке предприятия, %; α – отношение числа часов работы предприятия в году $T_г$ к числу часов использования максимума нагрузки $T_м$.

Приводимые ниже математические модели для определения рационального напряжения разработаны для предприятий средней и отчасти большой мощности, работающих в две и три смены [9, 18, 22].

В соответствии с этим были выбраны диапазоны изменения (варьирования) для каждого влияющего фактора, приведенные в табл. 7.3 и позволяющие охватить значительное число промышленных предприятий.

Все влияющие факторы в математических моделях используют в кодированном виде, переход к которому осуществляют по формуле

$$x_i = \frac{X_i - X_{i,б}}{\Delta X_i}, \tag{7.35}$$

где x_i – кодированное значение фактора; X_i – действительное значение фактора; $X_{i,б}$ – базовый уровень фактора; ΔX_i – шаг варьирования фактора.

Таблица 7.3. **Выбор факторов и интервалов их варьирования**

Факторы	Базовый уровень $X_{i,\,б}$	Шаг варьирования ΔX_i	Верхний уровень $X_{i,\,max}$	Нижний уровень $X_{i,\,min}$
$x_1 - S_\Sigma$, кВ·А	30 000	20 000	50 000	10 000
$x_2 - l_{ср}$, км	0,6	0,4	1	0,2
$x_3 - \gamma$, руб/(кВт·год)	70	30	100	40
$x_4 - \beta$, %	6	4	10	2
$x_5 - a$, %	1,3	0,1	0,4	1,2

Кроме факторов, перечисленных выше, на выбор рационального напряжения решающее влияние оказывает схема распределения электроэнергии по территории промышленного объекта. Ниже приводятся математические модели выбора рационального напряжения для наиболее распространенных схем внутризаводского электроснабжения.

Радиальная одноступенчатая схема, кВ,

$$U_{рац} = 7{,}59 + 0{,}74x_1 + 1{,}21x_2 + 0{,}27x_3 - \\ - 1{,}18x_4 + 0{,}61x_1x_2 + 0{,}22x_2x_3 + 0{,}20x_2x_4. \qquad (7.36)$$

Магистральная схема с двойными сквозными магистралями, кВ,

$$U_{рац} = 8{,}07 + 0{,}92x_1 + 1{,}45x_2 + 0{,}37x_3 - 1{,}33x_4 - 0{,}14x_5 + \\ + 0{,}67x_1x_2 + 0{,}20x_1x_3 + 0{,}24x_2x_3 + 0{,}29x_2x_4. \qquad (7.37)$$

При выборе $U_{рац}$ по математическим моделям (7.36) и (7.37) напряжение, как правило, получается нестандартным. Для определения рационального стандартного напряжения необходимо определить приведенные затраты для ближайшего большего и ближайшего меньшего к расчетному значению нестандартного $U_{рац}$.

Определение приведенных затрат для стандартных напряжений осуществляется также с помощью математических моделей, полученных с применением теории планирования эксперимента для радиальной и магистральной схем с учетом влияющих факторов, перечисленных выше. Математические модели приведены для рациональных напряжений 6, 10, 20 кВ, которые являются наиболее применимыми для систем внутризаводского электроснабжения.

Радиальная одноступенчатая схема, тыс. руб/год,

$$З_{\Sigma\,6} = 87{,}33 + 42{,}43x_1 + 10{,}93x_2 + 12{,}37x_3 - \\ - 2{,}13x_4 + 5{,}99x_1x_2 + 7{,}71x_1x_3; \qquad (7.38)$$

$$З_{\Sigma\,10} = 87{,}15 + 41{,}20x_1 + 8{,}27x_2 + 11{,}95x_3 + 3{,}88x_1x_2 + 7{,}43x_1x_3; \qquad (7.39)$$

$$З_{\Sigma\,20} = 107{,}94 + 45{,}13x_1 + 14{,}27x_2 + \\ + 10{,}61x_3 + 3{,}14x_4 + 4{,}55x_1x_2 + 6{,}44x_1x_3. \qquad (7.40)$$

Магистральная схема с двойными сквозными магистралями, тыс. руб/год,

$$З_{\Sigma 6} = 89{,}67 + 46{,}31x_1 + 10{,}22x_2 + 13{,}31x_3 - \\ - 2{,}96x_3 + 6{,}04x_1x_2 + 8{,}25x_1x_3; \quad (7.41)$$

$$З_{\Sigma 10} = 88{,}55 + 44{,}48x_1 + 7{,}05x_2 + 12{,}46x_3 - \\ - 2{,}61x_3 + 3{,}69x_1x_2 + 7{,}57x_1x_3; \quad (7.42)$$

$$З_{\Sigma 20} = 106{,}21 + 47{,}90x_1 + 9{,}79x_2 - 11{,}23x_3 - \\ - 2{,}41x_5 + 3{,}12x_1x_2 + 6{,}60x_1x_3. \quad (7.43)$$

Предложенная методика определения рационального напряжения может быть использована при расчетах систем электроснабжения на цифровой ЭВМ «Мир», для которой в МЭИ разработана и опробована программа.

Пример 7.3. Определить рациональное напряжение при радиальной схеме внутризаводских сетей. На рис. 7.6 представлены генеральный план (масштаб 1:2000) и распределительная сеть промышленного предприятия. Из расчета электрических нагрузок и задания на проект известны следующие исходные данные: суммарная расчетная нагрузка цеховых подстанций $\sum S_{\text{р. тп}} = 43\,540$ кВ · А; суммарная расчетная нагрузка двигателей 6 кВ $\sum S_{\text{р. д}} = 2600$ кВ · А; стоимость 1 кВт · ч потерь электроэнергии $c_0 = 0{,}012$ руб/(кВт · ч); продолжительность работы предприятия в году $T_г = 6400$ ч; число часов использования максимума нагрузки $T_м = 4850$ ч; коэффициент разновременности максимумов нагрузки на шинах ГПП $K_{\text{р. м}} = 0{,}95$.

Преобразуем натуральные значения факторов (исходные данные) в кодированные, для чего воспользуемся (7.35) и данными табл. 7.3.

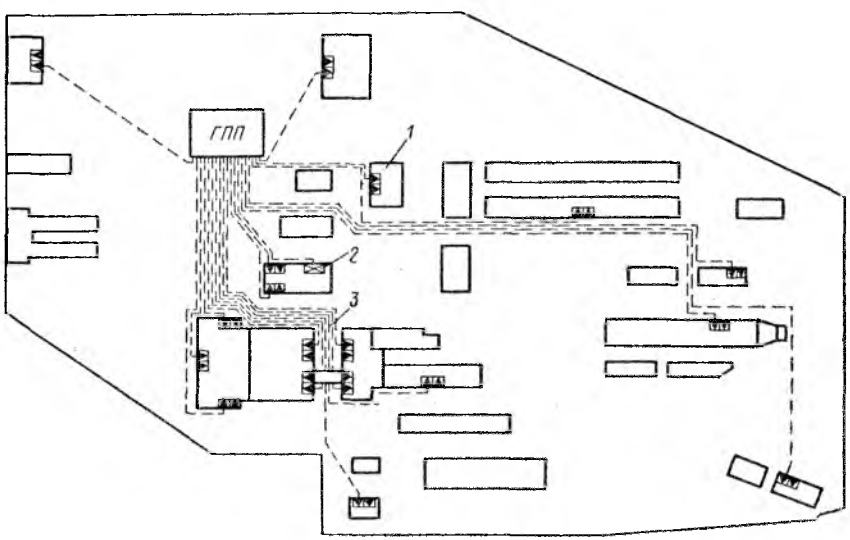


Рис. 7.6. Генеральный план промышленного предприятия с радиальной схемой электроснабжения:
1 – цеховые ТП; *2* – РУ 6–20 кВ; *3* – кабельные линии

Фактор x_1 – суммарная нагрузка на шинах ГПП:

$$S_\Sigma = (\sum S_{\text{р.тп}} + \sum S_{\text{р.д}})\, K_{\text{р.м}} = (43\,540 + 2600) \cdot 0{,}95 = 43\,900 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$x_1 = \frac{X_1 - X_{1.6}}{\Delta X_1} = \frac{43\,900 - 30\,000}{20\,000} = 0{,}69.$$

Фактор x_2 – средняя длина кабельной линии:

$$l_{\text{ср}} = \frac{\sum_1^n l_i}{n}, \tag{7.44}$$

где n – общее число кабельных линий, отходящих от ГПП к цеховым ТП или РП 6 кВ; l_i – длины этих линий, определяемые по генеральному плану. Отметим, что на рис. 7.6 показана половина общего числа линий ($n = 38$); цеховые ТП – двухтрансформаторные, а РУ 6 кВ – двухсекционное.

Определив l_i по генеральному плану и подставив их значения в (7.44), найдем

$$(0{,}12 \cdot 2 + 0{,}15 \cdot 2 + 0{,}14 \cdot 2 + 0{,}21 \cdot 2 + 0{,}29 \cdot 2 + 0{,}23 \cdot 2 +$$
$$+ 0{,}28 \cdot 2 + 0{,}42 \cdot 2 + 0{,}21 \cdot 2 + 0{,}27 \cdot 2 + 0{,}53 \cdot 2 + 0{,}53 \cdot 2 + 0{,}37 \cdot 2 +$$
$$+ 0{,}36 \cdot 2 + 0{,}14 \cdot 2 + 0{,}14 \cdot 2 + 0{,}70 \cdot 2 + 0{,}20 \cdot 2 + 0{,}15 \cdot 2) : 38 = 0{,}286 \text{ км};$$

$$x_2 = \frac{X_2 - X_{2.6}}{\Delta X_2} = \frac{0{,}286 - 0{,}6}{0{,}4} = -0{,}78.$$

Фактор x_3 – стоимость 1 кВт · года потерь электроэнергии:

$$\Delta c_0 = c_0 T_\text{г} = 0{,}012 \cdot 6400 = 77 \text{ руб/(кВт} \cdot \text{год)};$$

$$x_3 = \frac{X_3 - X_{3.6}}{\Delta X_3} = \frac{77 - 70}{30} = 0{,}23.$$

Фактор x_4 – отношение нагрузки двигателей 6 кВ ко всей нагрузке предприятия:

$$\beta = \frac{\sum S_{\text{р.д}}}{\sum S_{\text{р.тп}} + \sum S_{\text{р.д}}} 100\,\% = \frac{2600}{43\,540 + 2600} 100\,\% = 5{,}63\,\%;$$

$$x_4 = \frac{X_4 - X_{4.6}}{\Delta X_4} = \frac{5{,}63 - 6}{4} = 0{,}097.$$

Подставив найденные значения факторов в (7.36), получим

$$U_{\text{рац}} = 7{,}59 + 0{,}74 \cdot 0{,}69 + 1{,}21\,(-0{,}78) + 0{,}27 \cdot 0{,}23 - 1{,}18\,(-0{,}09) +$$
$$+ 0{,}61 \cdot 0{,}69\,(-0{,}78) + 0{,}22\,(-0{,}78)\,(0{,}23) + 0{,}20\,(-0{,}78)\,(-0{,}09) = 6{,}97 \text{ кВ}.$$

Для определения стандартного рационального напряжения воспользуемся (7.38) и (7.39), т. е. рассчитаем годовые затраты для ближайшего большего и ближайшего меньшего стандартного напряжения:

$$З_{\Sigma 6} = 109{,}30 \text{ тыс. руб/год};$$

$$З_{\Sigma 10} = 111{,}17 \text{ тыс. руб/год}.$$

Рациональным стандартным напряжением для данной системы электроснабжения является напряжение 6 кВ.

Пример 7.4. Определить рациональное напряжение при магистральной схеме внутризаводских сетей. Предполагается, что на рассмотренном выше предприятии распределительная сеть выполнена двойными сквозными магистралями (рис. 7.7).

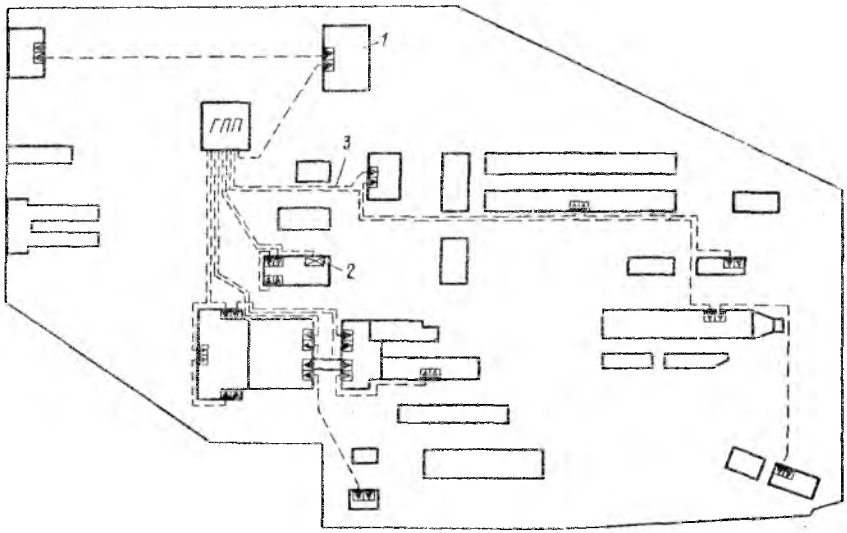


Рис. 7.7. Генеральный план промышленного предприятия с магистральной схемой электроснабжения. Обозначения те же, что и на рис. 7.6

При этом значения факторов, кроме x_2, сохраняются неизменными. Значение $l_{ср}$ вычисляют следующим образом. В (7.44) подставляют длины l_{1i} магистральных линий от ГПП до первых по этим линиям ТП и длины l_i линий от ГПП до РУ 6 кВ. Расстояния между смежными по одной магистральной линии ТП не учитывают, поскольку их средние значения заложены в модели (7.37).

Определив l_{1i} по генеральному плану по (7.44) с учетом $n = 18$, найдем

$$l_{ср} = (0{,}12 \cdot 2 + 0{,}14 \cdot 2 + 0{,}21 \cdot 2 + 0{,}28 \cdot 2 + 0{,}21 \cdot 2 + $$
$$+ 0{,}53 \cdot 2 + 0{,}14 \cdot 2 + 0{,}14 \cdot 2 + 0{,}15 \cdot 2) : 18 = 0{,}214 \text{ км};$$

$$x_2 = \frac{X_2 - X_{2б}}{\Delta X_2} = \frac{0{,}214 - 0{,}6}{0{,}4} = -0{,}96.$$

Фактор x_5 – неравномерность графика электрических нагрузок:

$$\alpha = \frac{T_г}{T_м} = \frac{6400}{4850} = 1{,}32;$$

$$x_5 = \frac{X_5 - X_{5б}}{\Delta X_5} = \frac{1{,}32 - 1{,}30}{0{,}1} = 0{,}20.$$

Подставив значения факторов в (7.37), получим

$$U_{рац} = 8{,}07 + 0{,}92 \cdot 0{,}69 + 1{,}45\,(-0{,}96) + 0{,}37 \cdot 0{,}23 - 1{,}33\,(-0{,}09) -$$
$$-0{,}14 \cdot 0{,}20 + 0{,}67 \cdot 0{,}69\,(-0{,}96) + 0{,}20 \cdot 0{,}69 \cdot 0{,}23 + 0{,}24\,(-0{,}96)\,(0{,}23) +$$
$$+ 0{,}29\,(-0{,}96)\,(0{,}09) = 7{,}05 \text{ кВ};$$

$$З_{\Sigma 6} = 111{,}77 \text{ тыс. руб/год};$$

$$З_{\Sigma 10} = 113{,}80 \text{ тыс. руб/год};$$

$$U_{рац} = 6 \text{ кВ}.$$

В примерах 7.3 и 7.4 затраты на систему электроснабжения 6 кВ оказались меньше примерно на 2%, чем затраты на систему электроснабжения 10 кВ, т. е. годовые затраты примерно одинаковы. Если предполагается дальнейшее расширение предприятия и увеличение его мощности, то в качестве рационального напряжения с учетом динамики развития предприятия может быть рекомендовано напряжение 10 кВ.

Глава восьмая

ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ И ЖИЛ КАБЕЛЕЙ

8.1. Постановка вопроса

Сечения проводов и жил кабелей выбирают в зависимости от ряда технических и экономических факторов.

Технические факторы, влияющие на выбор сечений, следующие:

1) нагрев от длительного выделения тепла рабочим (расчетным) током;

2) нагрев от кратковременного выделения тепла током КЗ;

3) потери (падение) напряжения в жилах кабелей или проводах воздушной линии от проходящего по ним тока в нормальном и аварийном режимах;

4) механическая прочность – устойчивость к механической нагрузке (собственная масса, гололед, ветер);

5) коронирование – фактор, зависящий от применяемого напряжения, сечения провода и окружающей среды.

Влияние и учет перечисленных факторов в воздушных и кабельных линиях неодинаковы.

В [2, табл. 8.1] приведены особенности, присущие кабельным и воздушным линиям.

Выбор экономически целесообразного сечения по ПУЭ производят по так называемой экономической плотности тока в зависимости от материала провода и числа часов использования максимума нагрузки по формуле

$$s_э = I_р / J_э, \tag{8.1}$$

где $I_р$ – расчетный ток; $J_э$ – экономическая плотность тока.

Методика выбора экономического сечения по ПУЭ не соответствует положениям об экономических соображениях при решении электротехнических вопросов. На самом деле, если рассмотреть условия передачи некоторой постоянной расчетной мощности при постоянной длине, то она может быть осуществлена при помощи кабельных или воздушных линий разных сечений. При этом затраты будут изменяться и не может быть речи о каком-то постоянном экономически целесообразном сечении, определенном по (8.1).

Если учесть, что стоимость электроэнергии изменяется, то зависимости $З = f(s)$ примут вид, показанный на рис. 8.1 (кривые *1*, *2*, *3*). На этом рисунке имеются два вида зависимостей: $З = f(s)$ и $s_{э.ц} = f(c_0)$ – экономически целесообразное сечение $s_{э.ц}$ в зависимости от стоимости электроэнергии c_0. Экономическое сечение, определенное по (8.1), показано на рис. 8.1 прямой линией, параллельной оси ординат. На основании изложенного выше сечение, определенное по (8.1), не является экономическим.

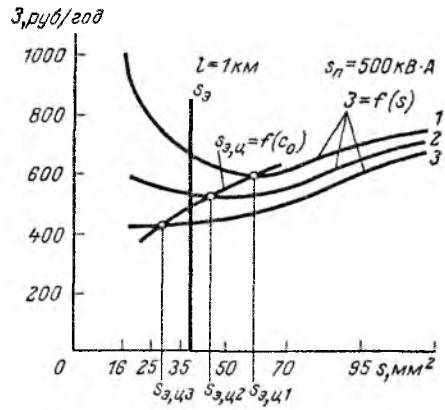


Рис. 8.1. Пример определения экономически целесообразного сечения проводов или жил кабелей в зависимости от стоимости электроэнергии и по экономической плотности тока:

1 – при $c_0 = 0{,}01$ руб/(кВт · ч); *2* – при $c_0 = 0{,}005$ руб/(кВт · ч); *3* – при $c_0 = 0{,}002$ руб/(кВт · ч)

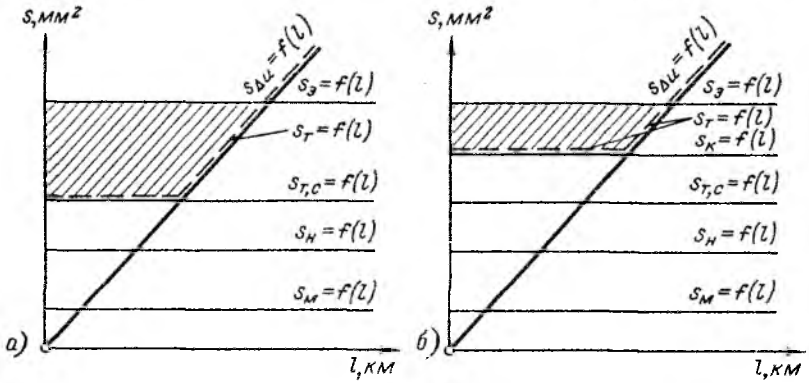


Рис. 8.2. Факторы, влияющие на выбор сечения проводов и жил кабелей:

$s_э = f(l)$ – экономическое сечение в зависимости от длины линии; $s_{т.с} = f(l)$ – термически стойкое сечение в зависимости от длины линии; $s_т = f(l)$ – техническое сечение в зависимости от длины линии; $s_к = f(l)$ – сечение по условиям короны в зависимости от длины линии; $s_н = f(l)$ – сечение по нагреву в зависимости от длины линии; $s_м = f(l)$ – сечение по механической прочности в зависимости от длины линии; *а* – на напряжение 10 – 20 кВ; *б* – то же 35 кВ и выше, когда необходимо считаться с явлением коронирования $K_м$

Единственное достоинство такого метода определения – его простота, но не целесообразность. Ниже приведены обоснованные упрощенные методы определения экономически целесообразных сечений жил кабелей и проводов. Приведенные рассуждения иллюстрируются рис. 8.2, на котором показаны факторы, влияющие на выбор сечений проводов и жил кабелей. Выбор экономически целесообразного сечения дает возможность экономить электроэнергию для относительно коротких линий, что в значительной мере относится к сетям промышленных предприятий.

8.2. Выбор сечений жил кабелей и проводов воздушных линий по нагреву расчетным током

Выбор сечений жил кабелей. Для выбора сечений жил кабелей по нагреву определяют расчетный ток и по таблицам (гл. 1 и 2) [1] выбирают стандартное сечение, соответствующее ближайшему большему току. Аналогично поступают, если в расчете определена расчетная мощность,

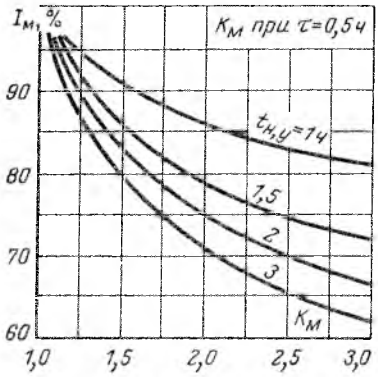


Рис. 8.3. Зависимость максимальных токовых нагрузок от $K_м$ для различных $t_{н.у}$

Пример 8.1. Определен расчетный ток $I_р = 78$ А; известно, что используется кабельная линия с алюминиевыми жилами и бумажной пропитанной изоляцией для прокладки в земле. Напряжение 10 кВ.

По табл. 1-3-12 [1] находим для кабеля 10 кВ допустимый ток. При сечении 16 мм^2 он равен 75 А, для сечения 25 мм^2 – 90 А. Выбираем сечение по нагреву $s_н = 25$ мм^2. Однако здесь следует учитывать следующие положения:

1) в соответствии с проведенными расчетами установлено, что кабели высокого напряжения могут выбираться по расчетному току, равному среднему току. Это относится ко всем кабелям высокого напряжения систем внутреннего электроснабжения промышленных предприятий кроме кабелей, питающих двигатели (отдельный или группу двигателей) напряжением выше 1000 В;

2) в Ленинградском отделении ГПИ Тяжпромэлектропроект инж. П. Н. Клейном проведены исследования, на основе которых даны практические рекомендации для выбора сечений жил кабелей с учетом постоянной времени нагрева. Им найдено допустимое уменьшение расчетной максимальной нагрузки в зависимости от ее продолжительности и подсчитано возможное снижение расчетного тока максимальной нагрузки в зависимости от коэффициента максимума $K_м$ при различных значениях $t_{н.у}$ времени нагрева кабеля до температуры, равной 95% установившейся (рис. 8.3).

Ниже приведен пример пользования этим методом. Допустим, что требуется определить сечение кабеля марки ААГ при прокладке его на открытом воздухе для линии напряжением 380 В по условиям нагрева при следующих исходных данных:

$$t_{н.у} = 1{,}5 \text{ ч}; \quad K_м = 2; \quad S_м = 120 \text{ кВ} \cdot \text{А}; \quad I_м = 183 \text{ А}.$$

Сечения кабеля 3×95 мм^2 (большее), $I_{доп} = 190$ А и 3×70 мм^2 (меньшее), $I_{доп} = 155$ А.

Проверяем возможность выбора кабеля сечением 3×70 мм^2. По рис. 8.3 при $K_м = 2$ по кривой $t_{н.у} = 1{,}5$ ч находим $I_м = 80\%$. Определяем расчетный ток $I_р = 0{,}8 I_м \approx 0{,}8 \times 183 \approx 146$ А. Сечение кабеля 3×70 мм^2 может быть принято.

Во всех случаях выбора сечений жил кабеля необходимо анализировать полученные результаты расчета нагрузок и, где это возможно и целесообразно, учитывать изложенные выше два дополнения, сокращая тем самым расход цветного металла на сооружаемые электрические сети.

Таблицы для выбора сечений жил кабелей с учетом специфических условий, вызывающих внесение поправок на число кабелей, вид прокладки и другие условия, приведены в [1].

Выбор сечений проводов воздушных линий по нагреву расчетным током производят аналогично выбору сечений жил кабелей в соответствии с [1].

8.3. Выбор сечений жил кабелей по нагреву током короткого замыкания

Для выбора термически стойкого сечения жил кабеля необходимо знать установившийся ток КЗ и возможное время прохождения этого тока через кабель. Время определяется уставкой защиты, которая имеет наибольшее значение выдержки времени (если есть несколько видов защиты).

Определение сечения по термической стойкости производится по формуле

$$s_{т.с.расч} = \alpha I_{\infty} \sqrt{t_{п}}, \qquad (8.2)$$

где α – расчетный коэффициент, определяемый ограничением допустимой температуры нагрева жил кабеля.

Таблица 8.1. **Значения коэффициента α**

Жилы кабеля до 10 кВ	Коэффициент α	Допустимая температура, °С
Медные	7	250
Алюминиевые	12	250

Значения расчетного коэффициента α и допустимые предельные температуры нагрева кабелей при прохождении по ним тока КЗ приведены в табл. 8.1.

Пример 8.2. Из расчета известно, что установившийся ток КЗ равен $I_{\infty} = 6$ кА; $I'' = 9$ кА. Время действия защиты равно 1,5 с. Напряжение линии 10 кВ. Линия кабельная с алюминиевыми жилами. Кабель проложен в земле, $\alpha = 12$ (находят из табл. 8.1).

При составлении этой таблицы было принято, что температура кабеля до возникновения КЗ была не выше номинальной. Практически кабели работают всегда с некоторой недогрузкой (кроме аварийных режимов), и поэтому при выборе сечения кабеля по термической стойкости следует принимать ближайшее меньшее, а не большее стандартное сечение.

Конечную температуру, до которой нагреваются жилы кабеля, можно подсчитать, если это требуется, воспользовавшись материалами [18] и зависимостями, приведенными на рис. 9.9 [2].

Величину $t_{п}$ находят по зависимостям $t_{п} = f(t)$; $\beta = I''/I_{\infty} = 1{,}5$; для $\beta'' = 1{,}5$ $t_{п} = 1{,}58$. Следовательно, $s_{т.с.расч} = 12 \cdot 6\sqrt{1{,}58} \approx 90$ мм^2. Следует выбрать стандартное сечение 70 мм^2, $s_{т.с} = 70$ мм^2.

Кабели, защищенные плавкими токоограничивающими предохранителями, на термическую стойкость к токам КЗ не проверяют, поскольку время срабатывания предохранителя мало (0,008 с) и выделившееся тепло не в состоянии нагреть кабель до опасной температуры.

Выбор сечений жил кабелей и проводов воздушных линий по потерям напряжения следует производить согласно [2, 18].

8.4. Выбор сечений жил кабелей и проводов по экономическим соображениям

Как было сказано в § 8.1, выбор сечений проводов и жил кабелей по экономической плотности тока недостаточно обоснован, дает ошибочные результаты и находится в некотором противоречии с основными методическими положениями технико-экономических расчетов в энергетике [8].

При передаче мощности S на расстояние l при стоимости 1 кВт·ч электроэнергии c_0 и напряжении U капиталовложения K и эксплуатационные расходы $C_э$ зависят от сечения проводов и кабелей s, принимаемого для передачи электроэнергии. Изменяя в приведенных выше условиях сечения проводов или жил кабелей, получаем соответствующие им приведенные затраты (рис. 8.4).

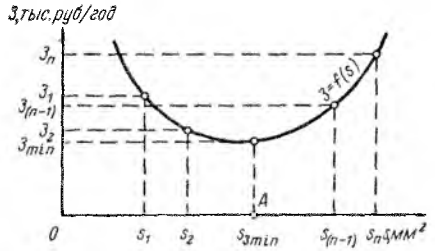


Рис. 8.4. Зависимость затрат от сечения провода (или жилы кабеля) для определения экономически целесообразного сечения

Как видно из рис. 8.4, затраты минимальны при сечении, соответствующем точке $s_{З,min}$. Сечение провода или жил кабеля, соответствующее этим затратам, и является экономически целесообразным $s_{э.ц}$. В общем случае оно будет нестандартным и может совпадать со стандартным только случайно.

После того как будет найдено экономически целесообразное нестандартное сечение провода или жилы кабеля, необходимо выбрать стандартное сечение. Ниже излагается рекомендуемый порядок решения этой задачи.

Любая зависимость, в данном случае $З = f(s)$, если известны n ее точек, может быть выражена аналитически с определенным приближением по формуле Ньютона степенной функцией $(n-1)$-го порядка:

$$y = y_1 + A_1(x - x_1) + B_1(x - x_1)(x - x_2) + C_1(x - x_1)(x - x_2)(x - x_3) + \ldots + N_1(x - x_1)(x - x_2)\ldots(x - x_{n-1}). \quad (8.3)$$

В нашем случае это уравнение должно приближенно соответствовать кривой $З = f(s)$, проходящей через точки, соответствующие стандартным сечениям (16, 25, 35, 50, 70 мм² и т. д.).

В общем виде это уравнение может быть записано так:

$$З = З_1 + A_1(s - s_1) + B_1(s - s_1)(s - s_2) + C_1(s - s_1)(s - s_2)(s - s_3) + \ldots + N_1(s - s_1)(s - s_2)\ldots(s - s_{n-1}).$$

Каждому стандартному сечению при этом должны соответствовать определенные затраты: сечению s_1 – затраты $З_1$; сечению s_2 – затраты $З_2$ и т. д. Опыт решения таких уравнений показывает, что достаточно воспользоваться четырьмя или тремя точками (для смежных стандартных сечений).

Определение $s_{э.ц}$ по четырем стандартным сечениям s_1, s_2, s_3 и s_4 будет производиться в соответствии с (8.4). Перемножив разности при коэффициентах B_1 и C_1, получим

$$З = З_1 + A_1(s - s_1) + B_1[s_2^2 - s(s_1 + s_2) + s_1 s_2] + C_1[s^3 - s^2(s_1 + s_2 + s_3) + s(s_1 s_2 + s_1 s_3 + s_2 s_3) - s_1 s_2 s_3]. \quad (8.4)$$

Для определения экономически целесообразного сечения продифференцируем (8.4) по сечению:

$$\frac{d3}{ds} = A_1 + 2B_1 s - B_1(s_1 + s_2) + 3C_1 s^2 - 2C_1 s(s_1 + s_2 + s_3) + C_1(s_1 s_2 + s_1 s_3 + s_2 s_3). \tag{8.5}$$

Приравняв правую часть (8.5) нулю и сгруппировав соответственно его члены, получим уравнение для экономически целесообразного сечения:

$$3C_1 s_{э.ц}^2 + 2s_{э.ц}[B_1 - C_1(s_1 + s_2 + s_3)] + A_1 - B_1(s_1 + s_2) + C_1(s_1 s_2 + s_1 s_3 + s_2 s_3) = 0. \tag{8.6}$$

Определим коэффициенты A_1, B_1, C_1.

Коэффициенты A_i вычисляются по выражениям

$$A_1 = \frac{\Delta 3_1}{\Delta s_1};\ A_2 = \frac{\Delta 3_2}{\Delta s_2};\ A_3 = \frac{\Delta 3_3}{\Delta s_3},$$

где

$$\Delta 3_1 = 3_2 - 3_1;\ \Delta s_1 = s_2 - s_1;$$
$$\Delta 3_2 = 3_3 - 3_2;\ \Delta s_2 = s_3 - s_2;$$
$$\Delta 3_3 = 3_4 - 3_3;\ \Delta s_3 = s_4 - s_3.$$

Далее

$$B_1 = \frac{\Delta A_1}{\Delta' s_1};\ B_2 = \frac{\Delta A_2}{\Delta' s_2},$$

где

$$\Delta A_1 = A_2 - A_1 = \frac{\Delta 3_2}{\Delta s_2} - \frac{\Delta 3_1}{\Delta s_1} = \frac{\Delta 3_2 \Delta s_1 - \Delta 3_1 \Delta s_2}{\Delta s_1 \Delta s_2};$$

$$\Delta A_2 = A_3 - A_2 = \frac{\Delta 3_3}{\Delta s_3} - \frac{\Delta 3_2}{\Delta s_2} = \frac{\Delta 3_3 \Delta s_2 - \Delta 3_2 \Delta s_3}{\Delta s_3 \Delta s_2};$$

$$\Delta' s_1 = s_3 - s_1;\ \Delta' s_2 = s_4 - s_2.$$

Тогда

$$B_1 = \frac{\Delta A_1}{\Delta' s_1} = \frac{\Delta 3_2 \Delta s_1 - \Delta 3_1 \Delta s_2}{\Delta s_1 \Delta s_2 \Delta' s_1}; \tag{8.7}$$

$$B_2 = \frac{\Delta A_2}{\Delta' s_2} = \frac{\Delta 3_3 \Delta s_2 - \Delta 3_2 \Delta s_3}{\Delta s_2 \Delta s_3 \Delta' s_2}; \tag{8.8}$$

$$C_1 = \frac{\Delta B_1}{\Delta'' s_1},$$

где

$$\Delta B_1 = B_2 - B_1 = \frac{\Delta 3_3 \Delta s_2 - \Delta 3_2 \Delta s_3}{\Delta s_2 \Delta s_3 \Delta' s_2} - \frac{\Delta 3_2 \Delta s_1 - \Delta 3_1 \Delta s_2}{\Delta s_1 \Delta s_2 \Delta' s_1} =$$

$$= \frac{\Delta 3_3 \Delta s_1 \Delta s_2 \Delta' s_1 - \Delta 3_2 \Delta s_1 \Delta s_3 \Delta' s_1 - \Delta 3_2 \Delta s_1 \Delta s_3 \Delta' s^2 + \Delta 3_1 \Delta s_2 \Delta s_3 \Delta' s_2}{\Delta s_1 \Delta s_2 \Delta s_3 \Delta' s_1 \Delta' s_2}.$$

Следовательно,

$$C_1 = \frac{\Delta 3_3 \Delta s_1 \Delta s_2 \Delta' s_1 - \Delta 3_2 \Delta s_1 \Delta s_3 (\Delta' s_1 + \Delta' s_2)}{\Delta s_1 + \Delta s_2 \Delta s_3 \Delta' s_1 \Delta' s_2 \Delta'' s_1} +$$

$$+ \frac{\Delta 3_1 \Delta s_2 \Delta s_3 \Delta' s_2}{\Delta s_1 \Delta s_2 \Delta s_3 \Delta' s_1 \Delta' s_2 \Delta'' s_1}. \qquad (8.9)$$

Подставив значения коэффициентов A_1, B_1 и C_1 в (8.6), получим уравнение для экономически целесообразного сечения проводов или жил кабелей. В (8.6) обозначим

$$\alpha = 3C_1; \ \beta = 2[B_1 - C_1(s_1 + s_2 + s_3)];$$

$$\gamma = [A_1 - B_1(s_1 + s_2) + C_1(s_1 s_2 + s_1 s_3 + s_2 s_3)].$$

После подстановки получим уравнение для экономически целесообразного сечения проводов и кабелей

$$\alpha s_{э.ц}^2 + \beta s_{э.ц} + \gamma = 0. \qquad (8.10)$$

Так как формулы для определения коэффициентов A_1, B_1 и C_1 получаются довольно громоздкими и расчет по ним требует много времени, для облегчения расчетов составляют таблицы, из которых находят эти коэффициенты. Наиболее удачное решение эта методика расчетов дает для линий, однотипных по исполнению. Так, для систем промышленного электроснабжения решение задачи получается достаточно точным для линий напряжением до 35 кВ.

Нахождение экономически целесообразного сечения по трем стандартным сечениям (трем точкам). Для практических расчетов можно ограничиться тремя сечениями проводов или жил кабелей, из которых среднее сечение выбрано по наименьшим приведенным затратам. В этом случае уравнение для приведенных затрат имеет вид

$$З = З_1 + A_1(s - s_1) + B_1(s - s_1)(s - s_2).$$

Решив это уравнение, получим

$$s_{э.ц} = \frac{s_1 + s_2}{2} - \frac{A_1}{2B_1}, \qquad (8.11)$$

где для первого сечения $A_1 = \Delta З_1/\Delta s_1$, для второго $A_2 = \Delta З_2/\Delta s_2$:

$$\left.\begin{aligned} \Delta З_1 &= З_2 - З_1;\ \Delta s_1 = s_2 - s_1;\\ \Delta З_2 &= З_3 - З_2;\ \Delta s_2 = s_3 - s_2;\\ B_1 &= \Delta A_1/\Delta' s_1;\\ \Delta A_1 &= \frac{\Delta З_2}{\Delta s_2} - \frac{\Delta З_1}{\Delta s_1} = \frac{\Delta З_2 \Delta s_1 - \Delta З_1 \Delta s_2}{\Delta s_1 \Delta s_2};\\ \Delta' s_1 &= s_3 - s_1;\\ B_1 &= \frac{\Delta З_2 \Delta s_1 - \Delta З_1 \Delta s_2}{\Delta s_1 \Delta s_2 \Delta' s_1}. \end{aligned}\right\} \qquad (8.12)$$

Подставив найденные выражения для A_1 и B_1 в (8.11), получим

$$s_{э.п} = \frac{s_1 + s_2}{2} - \frac{\Delta' s_1}{2\delta};\ \delta = \frac{\Delta З_2}{\Delta З_1}\,\frac{\Delta s_1}{\Delta s_2} - 1. \qquad (8.13)$$

Пример 8.3. Найти экономически целесообразное сечение жил кабеля с алюминиевыми жилами, питающего нагрузку $S = 500$ кВ·А. Напряжение сети 6 кВ; расстояние $l = 1$ км; стоимость электроэнергии $c_0 = 0{,}2$; 0.5 и 1 коп. за 1 кВт·ч.

В таблице допустимых (по нагреву) нагрузок кабелей напряжением 6 кВ с алюминиевыми жилами [1, гл. 1] находим сечение кабеля 16 мм^2 с пропускной способностью 872 кВ·А. По табл. [2] находим потери мощности на 1 км линии в таком кабеле при полной нагрузке $\Delta P_{ном} = 42$ кВт/км. Определяем коэффициент загрузки линии:

$$k_з = \frac{500}{872} = 0{,}57;\ k_з^2 = 0{,}33.$$

Определяем потери при действительной нагрузке:

$$\Delta P_д = \Delta P_{ном} k_з^2 = 42 \cdot 0{,}33 = 13{,}86 \text{ кВт/км}.$$

Приняв расчетное время потерь $T_п = 5000$ ч, получим расход электроэнергии на потери:

$$\Delta Э_а = 13{,}86 \cdot 5000 \approx 69\,300 \text{ кВт·ч/(год·км)}.$$

Стоимость потерь составит

$$C_п = \Delta Э_а c_0 = 69\,300 \cdot 0{,}01 = 693 \text{ руб/(год·км)}.$$

Примем капиталовложения на сооружение линии (стоимость кабеля) $K = 2000$ руб/км.

Ежегодные амортизационные отчисления

$$C_а = K k_а = 2000 \cdot 0{,}03 = 60 \text{ руб/(год·км)}.$$

Полагая стоимость расходов на содержание персонала и ремонт одинаковой при всех сечениях жил кабеля, определим стоимость эксплуатационных годовых расходов из выражения

$$C_э = C_п + C_а = 693 + 60 = 753 \text{ руб/(год·км)}.$$

Общие годовые затраты

$$З = C_э + 0{,}12K = 753 + 0{,}12 \cdot 2000 = 993 \text{ руб/(год·км)}.$$

Определяя затраты для сечений 16, 25, 35, 50, 70, 95 и 120 мм^2, находим, что минимальные затраты соответствуют сечению 70 мм^2 и составляют 702 руб/(год·км). Принимая ближайшее меньшее сечение 50 мм^2 и ближайшее большее 95 мм^2, определяем экономически целесообразное нестандартное сечение по формуле

$$s_{э,ц} = \frac{s_1 + s_2}{2} - \frac{\Delta' s_1}{2\delta},$$

где

$$\delta = \frac{\Delta З_2 \Delta s_1}{\Delta З_1 \Delta s_2} - 1 = \frac{1{,}00 \cdot 20}{-24 \cdot 25} - 1 = -3{,}34 - 1 = -4{,}34;$$

$$s_1 = 50 \text{ мм}^2;\ З_1 = 726 \text{ руб/(год·км)};$$

$$s_2 = 70 \text{ мм}^2;\ З_2 = 702 \text{ руб/(год·км)};$$

$$s_3 = 95 \text{ мм}^2;\ З_3 = 802 \text{ руб/(год·км)};$$

$$\Delta s_1 = s_2 - s_1;\ \Delta З_1 = З_2 - З_1 = -24 \text{ руб/(год·км)};$$

$$\Delta s_2 = s_3 - s_2;\ \Delta З_2 = З_3 - З_2 = 100 \text{ руб/(год·км)};\ \Delta' s_1 = s_3 - s_1;$$

$$\Delta s_1 = 20 \text{ мм}^2;\ \Delta s_2 = 25 \text{ мм}^2;\ \Delta' s_1 = 45 \text{ мм}^2;$$

$$s_{э,ц} = \frac{50 + 70}{2} - \frac{45}{2 \cdot (-4{,}34)} = 60 + 5{,}2 = 65{,}2 \text{ мм}^2.$$

Сечение, найденное по экономической плотности тока, равно

$$s_э = \frac{I_{ном}}{J_э} = \frac{45{,}7}{1{,}2} \approx 38 \text{ мм}^2;$$

$$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3}\, U_{ном}} = \frac{500}{1{,}73 \cdot 6{,}3} \approx 45{,}9 \text{ А};$$

$J_э = 1{,}2$ А/мм^2 для кабелей с алюминиевыми жилами; $l = 1$ км; $S_п = 500$ кВ·А.

Находим $s_{э,ц}$ при стоимостях электроэнергии 0,005 и 0,002 руб/(кВт·ч) [2].

На рис. 8.1 приведены зависимости $З = f(s)$ и $s_{э,ц} = f(c_0)$, которые характеризуют выбор экономически выгодного сечения.

Кроме сказанного выше следует иметь в виду то обстоятельство, что зависимость приведенных годовых затрат от сечения может иметь вид, представленный на рис. 8.5. В этом случае если принять ошибку в определении годовых приведенных затрат в пределах допустимой точности инженерных расчетов равной 5 – 10 %, то можно будет принимать по экономическим соображениям сечения жил кабелей и проводов, дающие значительную экономию в расходе цветного металла.

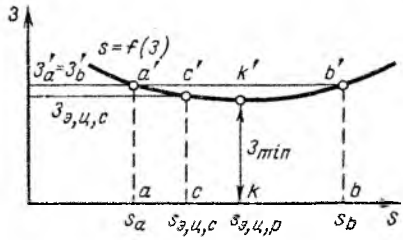


Рис. 8.5. Выбор экономически целесообразного сечения при неявно выраженном минимуме

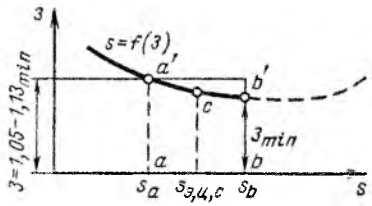


Рис. 8.6. Выбор экономически целесообразного сечения для случая, когда при увеличении сечения затраты становятся практически постоянной величиной

Как видно из рис. 8.5, при одинаковых приведенных годовых затратах можно принять сечение $s_{э,ц,с}$, дающее значительную экономию цветного металла и находящееся между расчетными нестандартными сечениями s_a и s_b.

Нередко зависимость приведенных годовых затрат имеет вид, показанный на рис. 8.6. Для расчета точек зависимости $З = f(s)$ (рис. 8.5) необходимо сделать значительное количество вычислений, практически не имеющих смысла, но требующих значительного времени. В этом случае можно принять за минимальные приведенные годовые затраты величину,

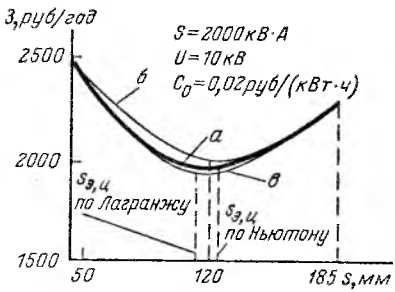


Рис. 8.7. Графики сравнительных расчетов по Ньютону и Лагранжу для выбора экономически целесообразных сечений: по стандартным сечениям – кривая *а*; по Лагранжу – кривая *б*; по Ньютону – кривая *в*

ограниченную отрезком прямой $b - b'$, и выбрать стандартное экономически целесообразное сечение $s_{э,ц,с}$, находящееся в интервале между s_b и s_a. Это сечение соответствует затратам в пределах от $З_{min}$ до $(1{,}05 - 1{,}1)\,З_{min}$.

Применение интерполяционной методики Лагранжа для определения экономически целесообразного сечения в системах электроснабжения дает более точные результаты, чем использование для этой цели интерполяционной методики Ньютона. Сравнительные результаты показали, что разница в результатах расчетов по выбору сечения незначительна. На рис. 8.7 показан пример такого расчета по методике Ньютона и Лагранжа [кривые $З = f(s)$].

Как показали результаты расчета на ЭВМ, отклонения сечений при расчете по методике Ньютона, если принимать данные, полученные при расчете по Лагранжу, за 100 %, составляют не более 12 %. Таким образом, учитывая простоту расчетов по методике Ньютона, допускающих производство ручного счета, следует рекомендовать ее к использованию для расчетов экономически целесообразного сечения.

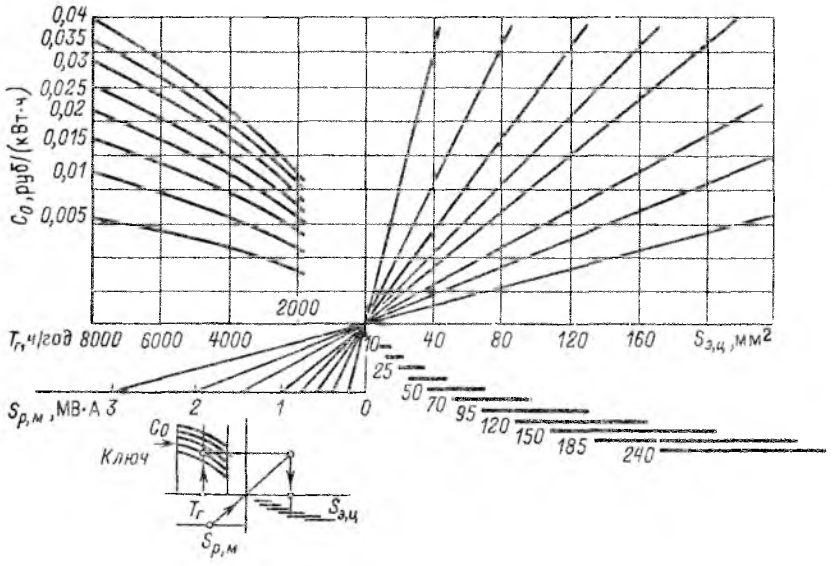


Рис. 8.8. Номограмма для выбора экономически целесообразного сечения кабелей с алюминиевыми жилами напряжением 10 кВ:

$S_{р.м}$ — расчетная мощность

Рекомендуемые ПУЭ экономические плотности тока не определяют действительного экономически целесообразного сечения проводов и жил кабеля, так как они не отражают влияния стоимости электроэнергии, в очень малой степени зависят от числа часов работы линии, не зависят от конкретного значения капитальных затрат на сооружение линии и других влияющих факторов, тогда как изложенная в данной главе методика позволяет достаточно точно определять экономически целесообразное сечение.

Для упрощения пользования изложенной выше методикой была разработана номограмма, приведенная на рис. 8.8.

Глава девятая

ВЫБОР МЕСТА РАСПОЛОЖЕНИЯ ПИТАЮЩИХ ПОДСТАНЦИЙ И СХЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

9.1. Общие положения

Задачи, решаемые при проектировании систем промышленного электроснабжения, разнообразны по своему содержанию и по сложности. Ниже рассмотрены задачи определения числа, расположения источников питания, распределения приемников электроэнергии по источникам питания и др.

При проектировании современных систем электроснабжения решать перечисленные задачи становится все сложнее. Это объясняется тем, что

проектировщикам при решении этих задач приходится оперировать с большим количеством исходных данных, объем которых постоянно увеличивается. В первую очередь это относится к возросшему числу приемников электроэнергии. Большой объем данных и постоянный его рост привели к широкому внедрению вычислительной техники в проектную практику, что потребовало разработки иных подходов к проектированию.

В настоящее время имеется достаточное количество материалов, подтверждающих, что для решения перечисленных выше задач с помощью вычислительной техники необходим специальный подход, который позволил бы анализировать и описывать структуру распределения нагрузок и геометрию взаимного расположения приемников электроэнергии. Первое представление о характере распределения нагрузок по территории объекта получают с помощью картограммы нагрузок.

9.2. Картограмма нагрузок

Картограммой нагрузок называют план, на котором изображена картина средней интенсивности распределения нагрузок приемников электроэнергии. Картограмму нагрузок строят как на плане расположения приемников электроэнергии в цехах, так и на генеральном плане всего промышленного предприятия. Если картограмму строят на генеральном плане промышленного предприятия, то в качестве приемников электроэнергии рассматривают сами цехи.

Геометрические изображения средней интенсивности распределения нагрузок на картограмме выполняют различными способами. Наиболее простой из них состоит в изображении степени интенсивности распределения нагрузок приемников при помощи кругов. Он состоит в следующем. В качестве центра круга выбирают центр электрической нагрузки (ЦЭН) приемника электроэнергии, а радиус круга связывают с расчетной мощностью приемника электроэнергии; значение его находят из условия равенства расчетной мощности P_i площади круга:

$$P_i = \pi r_i^2 m, \tag{9.1}$$

где r_i – радиус круга; m – масштаб; $\pi = 3{,}14$, откуда

$$r_i = \sqrt{\frac{P_i}{\pi m}}. \tag{9.2}$$

Каждый круг может быть разделен на секторы, площади которых равны соответственно осветительной и силовой нагрузкам. В этом случае картограмма дает представление не только о значениях нагрузок, но и об их структуре. На рис. 9.1 приведена картограмма активных нагрузок для промышленного предприятия, состоящего из 10 цехов. Пунктиром нанесены цехи, которые должны быть построены с учетом перспективы развития, и картограммы электрических нагрузок с учетом расширения производства на определенный срок: точка A – ЦЭН без учета расширения, A_1 – ЦЭН с учетом расширения.

Поскольку при проектировании систем промышленного электроснабжения решают и задачу определения расположения источников питания для реактивных нагрузок, рекомендуется иметь две картограммы: одну

для активных, а другую для реактивных нагрузок. Картограмма реактивных нагрузок приведена на рис. 9.2. Центр реактивных электрических нагрузок найден для случая, когда вопрос о компенсации реактивной мощности решается централизованно (с использованием для этой цели синхронных компенсаторов).

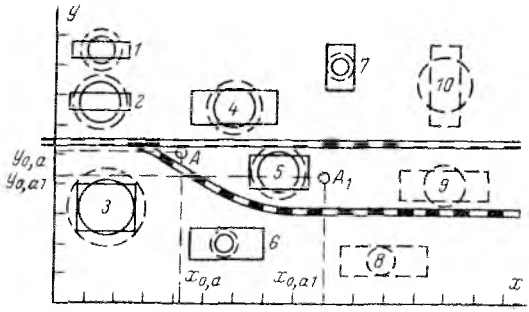


Рис. 9.1. Генеральный план промышленного предприятия с картограммой и центром электрических нагрузок

Отметим, что питание активных нагрузок может быть обеспечено как от собственных электростанций промышленного предприятия, так и от подстанций энергосистемы. Питание реактивных нагрузок осуществляют от конденсаторных батарей, располагаемых в местах потребления реактивной мощности (индуктивного характера), от синхронных компенсаторов и от перевозбужденных синхронных двигателей, которые, как правило, располагают вблизи мест потребления реактивной мощности. В этом случае находят центры потребления реактивной мощности. Неправильный выбор мест установки источников реактивной мощности вызывает необоснованные перетоки реактивной мощности по элементам систем электроснабжения промышленных предприятий и служит причиной возникновения дополнительных потерь электроэнергии. Картограмма активных нагрузок необходима для выбора рационального места расположения питающих подстанций (ГПП или ГРП), помогает определить рациональное размещение компенсирующих устройств в конкретной системе электроснабжения промышленного предприятия.

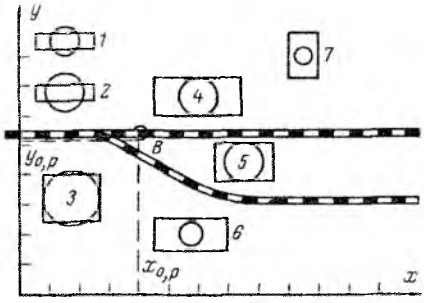


Рис. 9.2. Генеральный план промышленного предприятия с картограммой электрических реактивных нагрузок

Закономерность распределения нагрузок приемников электроэнергии, разделения заданного множества приемников на группы, каждая из которых должна получать питание из своего центра, нахождения области расположения ЦЭН в этих группах можно проследить на картограмме с помощью метода потенциальных функций [23]. Сущность этого метода заключается в следующем. Проводится аналогия между нагрузками P_i приемников объекта, расположенных в точках $(x_i; y_i)$, и потенциалами некоторых источников энергии, расположенных в тех же точках. Будем

считать, что потенциалы этих источников в точках их расположения равны нагрузкам P_i приемников. При переходе в любую другую точку $(x; y)$ потенциалы их убывают и в некоторых точках, удаленных от мест расположения приемников, близки к нулю. Существуют эквипотенциальные контуры, которые описываются значениями функции, определенной суммой потенциалов всех источников энергии. Такие контуры разделяют заданное множество G приемников на группы; вершины графика потенциальной функции определяют области расположения ЦЭН в этих группах.

Потенциальные функции нагрузок приемников электроэнергии выражают различными формулами [23]. Для построения картограммы нагрузок можно выбрать показательную форму потенциальной функции

$$П(x, y) = \sum_{i=1}^{n} P_i e^{-\alpha[(x-x_i)^2+(y-y_i)^2]}, \qquad (9.3)$$

где α – параметр контрастности рельефа графика потенциальной функции, задаваемый проектировщиком.

Число групп, на которые разделяется множество приемников электроэнергии эквипотенциальными контурами, зависит от значения параметра контрастности α. При достаточно большом значении этого параметра множество приемников разделяется на группы, содержащие по одному приемнику.

Пример 9.1. Построим с помощью потенциальной функции (9.3) картограмму нагрузок для 29 приемников электроэнергии, исходные данные которых (координаты мест расположения x_i; y_i и нагрузки P_i) даны в табл. 9.1 в условных единицах измерения.

Таблица 9.1. **Исходные данные для примера 9.1**

Номера приемников		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Координаты	x_i	3,8	1,5	4,4	2,2	4,2	2,6	2,9	0,7	1,7	2,0
	y_i	9,4	11,0	11,6	13,3	10,7	12,1	9,8	5,3	6,3	5,2
Нагрузки	P_i	19,1	9,2	18,5	13,9	23,0	4,1	7,0	25,3	6,7	12,8
Номера приемников		11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Координаты	x_i	2,8	3,5	2,5	4,1	6,8	8,0	9,8	8,7	10,4	8,8
	y_i	4,3	7,1	7,2	7,1	9,1	7,0	7,0	9,1	7,2	10,6
Нагрузки	P_i	6,7	5,3	1,6	20,5	25,5	7,9	7,9	4,3	1,6	1,8
Номера приемников		21	22	23	24	25	26	27	28	29	
Координаты	x_i	6,7	8,6	10,9	10,5	11,9	8,3	10,1	12,5	8,3	
	y_i	7,2	7,2	4,0	2,4	4,0	5,3	5,6	5,5	2,1	
Нагрузки	P_i	12,0	9,5	23,1	6,8	4,8	7,2	6,5	6,5	1,6	

Выберем параметр контрастности $\alpha = 0{,}5$ и запишем потенциальную функцию нагрузок этих приемников (рис. 9.3)

$$П(x,\ y) = \sum_{i=1}^{29} P_i e^{-0{,}5\,[(x-x_i)^2+(y-y_i)^2]}.$$

На плане расположения приемников электроэнергии нанесем прямоугольную сетку координат с шагом h_x по оси Ox, равным шагу h_y по оси Oy. С уменьшением шага сетки точность изображения картины распределения нагрузок повышается, но увеличивается объем вычислительных работ.

В узлах сетки вычислим значения потенциальной функции нагрузок приемников. Точки равных значений потенциальной функции соединим плавными линиями, представляющими эквипотенциальные контуры функции $П(x,\ y)$.

На рис. 9.3 изображена картограмма нагрузок приемников, построенная этим методом. Места расположения приемников показаны крестиками и обозначены их номерами. В узлах сетки координат записаны значения потенциальной функции.

Из рис. 9.3 видно, что эквипотенциальные контуры разбили план территории объекта на «плато», над которыми возвышается холмообразная поверхность потенциальной функции $П(x,\ y)$ с вершинами над точками расположения приемников электроэнергии. Соседние «плато» разделены «долинами», в точках которых значения потенциала наименьшие. Окрестность точек с наибольшим значением

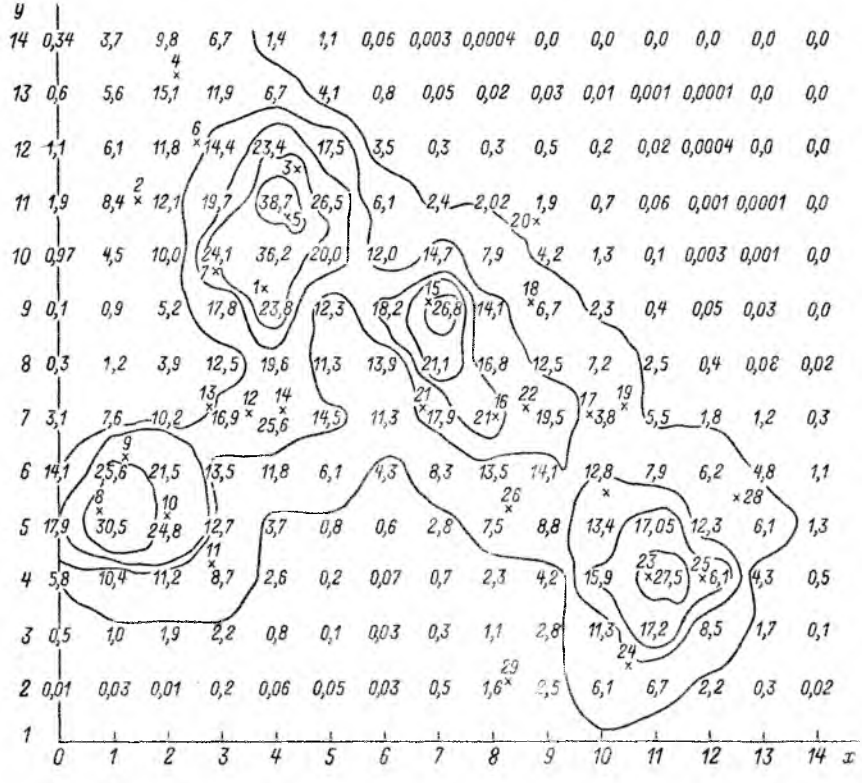


Рис. 9.3. Потенциальная функция нагрузок приемников, $\alpha = 0{,}5$

потенциальной функции в каждом «плато», отделенном «долиной» от соседнего, определяет возможное место расположения источника питания.

В нашем примере получилось четыре «плато» с вершинами в окрестностях точек (1; 5); (4; 11); (7; 9); (11; 4). Каждое «плато» определяет группу приемников, которые будут питаться от своего источника. Таких групп четыре: $A_1 = 1 \div 7$, $A_2 = 8 \div 14$, $A_3 = 15 \div 22$, $A_4 = 23 \div 29$, причем каждый приемник, входящий в ту или иную группу, расположен ближе к вершине своего «плато», чем к другим.

Однако для описания закономерностей распределения нагрузок и геометрии взаимного расположения приемников объекта, для постановки и решения задач оптимизации систем электроснабжения промышленных предприятий одной только картограммы нагрузок недостаточно, нужны специальные характеристики, которые описаны ниже.

9.3. Разброс нагрузок

Рассмотрим распределение нагрузок четырех приемников электроэнергии по схеме и эпюрам на рис. 9.4. Длина стрелок эпюр в выбранном масштабе равна нагрузкам приемников. Это распределение можно изучать относительно произвольной точки ξ, η территории объекта, а также вдоль осей координат Ox и Oy – относительно проекций ξ и η точки (ξ, η) на эти оси. Сравнивая между собой эпюры распределений нагрузок вдоль осей, видим, что они отличаются друг от друга качеством, которое можно назвать разбросом нагрузок вдоль этих осей относительно точек ξ и η.

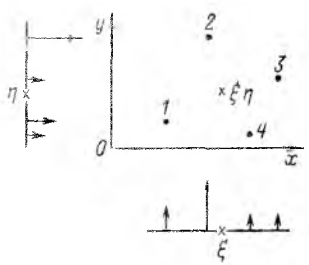


Рис. 9.4. Группа приемников, использованная для иллюстрации вывода разброса нагрузок

Требуется количественно описать это качество. Такое описание можно провести различными способами; важно, чтобы вклад каждого приемника, входящего в характеристику, описывающую разброс нагрузок, был пропорционален расстояниям от его места расположения до точек ξ и η, взвешенным по его же нагрузке.

В соответствии с этим требованием для произвольной группы приемников, номера $i = 1, 2, \ldots, n$, нагрузки P_i и координаты $(x_i; y_i)$ места расположения которых известны, введем две характеристики

$$R_x = \sum_{i=1}^{n} P_i (x_i - \xi)^2; \quad R_y = \sum_{i=1}^{n} P_i (y_i - \eta)^2. \tag{9.4}$$

Эти характеристики называют показателями разброса нагрузок приемников электроэнергии относительно точек ξ и η вдоль осей Ox и Oy соответственно.

Важным обстоятельством определенных таким образом показателей разброса является то, что величины R_x и R_y не зависят от начала отсчета мест расположения приемников электроэнергии. Так, при переносе начала системы координат в точку (a, b) координаты мест расположения

приемников и точки (ξ, η) преобразуют по формулам

$$\left.\begin{aligned} x' &= x - a; \\ y' &= y - b, \end{aligned}\right\} \tag{9.5}$$

а величины R_x и R_y сохраняют свои значения, т. е.

$$R'_x = R_x; \quad R'_y = R_y. \tag{9.6}$$

Однако при повороте системы координат на угол α они изменяют свои значения. Преобразование координат мест расположения приемников электроэнергии и точки (ξ, η) осуществляют по формулам

$$\left.\begin{aligned} x' &= x\cos\alpha + y\sin\alpha; \\ y' &= -x\sin\alpha + y\cos\alpha, \end{aligned}\right\} \tag{9.7}$$

а показатели разброса преобразуют по правилам

$$\left.\begin{aligned} R'_x &= \sum_{i=1}^{n} P_i (x_i - \xi)^2 \cos^2\alpha + \sum_{i=1}^{n} P_i (x_i - \xi)(y_i - \eta)\sin 2\alpha + \\ &\quad + \sum_{i=1}^{n} P_i (y_i - \eta)^2 \sin^2\alpha; \\ R'_y &= \sum_{i=1}^{n} P_i (x_i - \xi)^2 \sin^2\alpha - \sum_{i=1}^{n} P_i (x_i - \xi)(y_i - \eta)\sin 2\alpha + \\ &\quad + \sum_{i=1}^{n} P_i (y_i - \eta)^2 \cos^2\alpha. \end{aligned}\right\} \tag{9.8}$$

Следовательно, значения показателей разброса нагрузок вдоль различных направлений различны; эти значения могут быть вычислены и их изменения изучены при помощи соотношений (9.8).

Кроме показателей разброса R_x и R_y вдоль осей Ox и Oy для изучения закономерностей распределения нагрузок требуется располагать показателем разброса нагрузок относительно самой точки (ξ, η). Такой показатель (обозначим его через R^2) получим при сложении величин R_x и R_y, т. е.

$$R^2 = R_x + R_y. \tag{9.9}$$

Значение R^2 зависит только от состава приемников в группе: их нагрузок P_i, координат (x_i, y_i), мест их расположения и выбора точки (ξ, η), относительно которой изучают закономерности распределения нагрузок, и не зависит от поворота осей координат.

Таким образом, показатель R^2 разброса нагрузок является инвариантной характеристикой группы приемников относительно произвольной точки (ξ, η).

9.4. Центр электрических нагрузок

Из (9.4) и (9.9) видно, что R_x, R_y и R^2 являются значениями функций координат ξ и η точки (ξ, η). Выясним, существует ли такая точка (ξ_0, η_0), в которой функции R_x, R_y и R^2 достигают наименьших значений.

Найдем необходимые и достаточные условия минимума:

$$\left.\begin{aligned} &\frac{\partial R^2}{\partial \xi}=0; \quad \frac{\partial R^2}{\partial \eta}=0; \quad d^2R^2>0; \\ &\frac{\partial R_x}{\partial \xi}=0; \quad d^2R_x>0; \\ &\frac{\partial R_y}{\partial \eta}=0; \quad d^2R_y>0. \end{aligned}\right\} \tag{9.10}$$

Функции R_x, R_y и R^2 достигают наименьших значений в точке, координаты которой выражаются формулами

$$\xi_0=\frac{\sum\limits_{i=1}^{n} P_i x_i}{\sum\limits_{i=1}^{n} P_i}; \quad \eta_0=\frac{\sum\limits_{i=1}^{n} P_i y_i}{\sum\limits_{i=1}^{n} P_i}. \tag{9.11}$$

Эту точку называют центром электрических нагрузок (ЦЭН) группы приемников. Данное понятие введено в теорию электроснабжения промышленных предприятий [18] по аналогии с понятием центра тяжести системы материальных точек. Теперь в связи с изучением распределения нагрузок в группе приемников это понятие получило иное обоснование.

ЦЭН группы приемников будем называть точку с координатами ξ_0; η_0, относительно которой показатели разброса нагрузок R_x, R_y и R^2 наименьшие.

Показатели разброса нагрузок и центр электрических нагрузок являются взаимосвязанными простейшими характеристиками распределения нагрузок группы приемников.

Теперь покажем, как, используя эти простейшие характеристики, можно ставить и решать задачи оптимизации системы электроснабжения.

9.5. Выбор места расположения источника питания

Следует иметь в виду, что постановка любой задачи оптимизации зависит от математических средств, которыми располагает исследователь. Ниже показано, как, располагая только двумя характеристиками распределения нагрузок, показателем разброса R^2 и ЦЭН, можно корректно поставить задачу выбора места расположения источника питания.

Задачу сформулируем в следующих терминах.

Для заданной группы приемников, номера $i = 1, 2, \ldots, n$, нагрузки P_i и координаты (x_i, y_i) мест расположения которых известны, найти такое место расположения источника питания, чтобы целевая функция $R^2 = \sum\limits_{i=1}^{n} P_i\left[(x_i-\xi)^2+(y_i-\eta)^2\right]$ приняла наименьшее значение.

При постановке этой задачи исходим из предположения, что поиск места расположения источника питания, минимизирующий показатель разброса R^2, приводит к уменьшению затрат на сооружение и эксплуатацию системы электроснабжения.

Это предположение можно обосновать математически и экспериментально [24].

Выше показано, что целевая функция задачи принимает наименьшее значение в ЦЭН, координаты которого определены по (9.11). Следовательно, разброс нагрузок приемников электроэнергии относительно источника питания, расположенного в ЦЭН, наименьший.

В [24] показано, что при расположении источника питания в ЦЭН затраты на систему электроснабжения достигают наименьшего значения, когда нагрузки приемников распределены симметрично относительно этого центра. В этом случае расположение источника питания в ЦЭН является по затратам наивыгоднейшим.

9.6. Разложение показателя разброса нагрузок на составляющие

Пусть имеется множество G приемников z_i, $i = 1, 2, \ldots, n$, которое разобьем на s произвольных групп, $j = 1, 2, \ldots, s < n$. Запишем показатель разброса нагрузок всего множества G приемников относительно точки, имеющей координаты a; $в$:

$$R^2 = \sum_{i=1}^{n} P_i [(x_i - a)^2 + (y_i - в)^2] = \sum_{j=1}^{s} \sum_{i=1}^{m_j} P_i [(x_i - a)^2 + (y_i - в)^2], \quad (9.12)$$

где m_j – количество приемников электроэнергии в j-й группе.

Разложение этого показателя производится при помощи следующего преобразования:

$$R^2 = \sum_{j=1}^{s} \sum_{i=1}^{m_j} P_i \{[(x_i - \xi_{0j}) + (\xi_{0j} - a)]^2 + [(y_i - \eta_{0j}) + (\eta_{0j} - в)]^2\}. \quad (9.13)$$

Раскроем в (9.13) квадраты разностей $x_i - \xi_{0j}$, $\xi_{0j} - a$, $y_i - \eta_{0j}$ и $\eta_{0j} - в$, произведем группировку слагаемых относительно них и, приняв во внимание, что $(\xi_{0j}; \eta_{0j})$ – координаты ЦЭН j-й группы приемников

$$\xi_{0j} = \frac{\sum_{i=1}^{m_j} P_i x_i}{\sum_{i=1}^{m_j} P_i}; \quad \eta_{0j} = \frac{\sum_{i=1}^{m_j} P_i y_i}{\sum_{i=1}^{m_j} P_i}, \quad (9.14)$$

получим

$$R^2 = \sum_{j=1}^{s} \sum_{i=1}^{m_j} P_i [(x_i - \xi_{0j})^2 + (y_i - \eta_{0j})^2] + \sum_{j=1}^{s} \sum_{i=1}^{m_j} P_i [(\xi_{0j} - a)^2 + (\eta_{0j} - в)^2]. \quad (9.15)$$

Условие (9.14) определяет, что суммы $2\sum_{j=1}^{s}\sum_{i=1}^{m_j} P_i(x_i-\xi_{0j})(\xi_{0j}-a)$ и $2\sum_{j=1}^{s}\sum_{i=1}^{m_j} P_i(y_i-\eta_{0j})(\eta_{0j}-в)$ равны нулю.

В правой части (9.15) в первом слагаемом под знаком суммы $\sum_{j=1}^{s}$ выражение

$$R_j^2=\sum_{i=1}^{m_j} P_i\left[(x_i-\xi_{0j})^2+(y_i-\eta_{0j})^2\right] \tag{9.16}$$

является показателем разброса нагрузок приемников в группе с номером j относительно своего ЦЭН; а второе слагаемое под знаком суммы $\sum_{j=1}^{s}$

$$R_{0j}^2=\sum_{i=1}^{m_j} P_i\left[(\xi_{0j}-a)^2+(\eta_{0j}-в)^2\right] \tag{9.16а}$$

является показателем разброса нагрузки $\sum_{i=1}^{m_j} P_i$ j-й группы относительно исходной точки (a, $в$).

Таким образом, показатель разброса нагрузок всего множества G приемников, вычисленный относительно заданной точки, разлагают на сумму показателей разброса нагрузок групп приемников относительно их ЦЭН и сумму показателей разброса нагрузок самих групп $\sum_{i=1}^{m_j} P_i$, $j=1, 2, \ldots, s$ относительно исходной точки с координатами a, $в$, т. е.

$$R^2=\sum_{j=1}^{s} R_j^2+\sum_{j=1}^{s} R_{0j}^2. \tag{9.17}$$

Для фиксированной точки (a, $в$) величина разброса R^2 постоянна и не зависит ни от числа групп приемников, ни от способов распределения приемников электроэнергии по ним. Распределение приемников электроэнергии, минимизирующее суммарный разброс $\sum_{j=1}^{s} R_j^2$, равносильно максимизации величины $\sum_{j=1}^{s} R_{0j}$.

С увеличением числа групп первое слагаемое (9.17) уменьшается, а второе возрастает, и когда число групп будет равно числу приемников электроэнергии, т. е. $s=n$, то

$$\sum_{j=1}^{s} R_j^2=0, \quad \text{а} \quad \sum_{j=1}^{s} R_{0j}^2=R^2.$$

Теперь допустим, что приемники электроэнергии по группам должны быть связаны распределительной сетью, передающей электроэнергию напряжением U_1 от источников питания, расположенных в ЦЭН групп, а источники питания должны быть связаны питающей сетью, передающей электроэнергию напряжением U_2 ($U_2 > U_1$) от источника питания, расположенного в точке (a, $в$). Тогда распределение приемников на группы по заданному числу s источников питания, минимизирующее суммарный показатель разброса нагрузок $\sum_{j=1}^{s} R_j^2$, приводит к уменьшению затрат на распределительную сеть и увеличению затрат на питающую сеть. Но снижение затрат $\Delta З_1$ на распределительную сеть больше увеличения затрат $\Delta З_2$ ($\Delta З_1 > \Delta З_2$) на питающую сеть. Следовательно, (9.17) может быть использовано в качестве целевой функции для постановки и решения задач:

1) об оптимальном распределении приемников электроэнергии промышленного объекта по заданному числу источников питания с определением мест расположения последних в центрах нагрузок групп;

2) об оптимальном числе источников питания для заданного множества приемников электроэнергии промышленного объекта.

9.7. Задача об оптимальном распределении приемников электроэнергии объекта по источникам питания

При проектировании систем промышленного электроснабжения такая задача возникает, когда требуется заданное множество приемников электроэнергии промышленного объекта разбить на s групп по источникам питания или узлам распределения электроэнергии, так чтобы был удовлетворен критерий оптимальности.

Для постановки и решения этой задачи необходима целевая функция, с помощью которой можно измерять качество группировки любой части множества G приемников электроэнергии.

В качестве такой функции можно использовать суммарный показатель разброса нагрузок в группах, т. е.

$$\Phi = \sum_{j=1}^{s} \sum_{i=1}^{m_j} P_i \left[(x_i - \xi_j)^2 + (y_i - \eta_j)^2\right], \qquad (9.18)$$

где ξ_j и η_j ($j = 1, 2, \ldots, s$) – искомые координаты мест расположения источников питания.

Отметим, что разбиение приемников электроэнергии на группы по заданному числу источников питания, минимизирующее целевую функцию (9.18), приводит к уменьшению суммарных затрат на построение и эксплуатацию системы электроснабжения этих групп.

Корректность поставленной задачи оптимизации зависит от обоснованного нахождения целевой функции.

Требуется заданное множество G приемников электроэнергии z_i с номерами $i = 1, 2, \ldots, n$, нагрузки P_i и координаты (x_i, y_i) мест расположения

которых известны, разбить на s непересекающихся групп A_j, $j = 1, 2, \ldots, s < n$, по заданному числу источников питания, так чтобы целевая функция (9.18) приняла наименьшее значение.

Для решения этой задачи необходимо рассмотреть правила выбора центров распределения; критерий принадлежности каждого приемника электроэнергии одному из центров распределения, а также алгоритм распределения.

На начальной стадии распределения выбор центров распределения может быть произвольным. Однако, приняв во внимание свойство показателя разброса нагрузок всего множества приемников, описанное в § 9.6, начальные центры распределения следует выбирать так, чтобы они были удалены друг от друга на наибольшие расстояния. Кроме того, при выборе начальных центров распределения может быть использована другая информация о закономерностях распределения нагрузок: места скопления приемников, места возможного расположения источников питания и картограммы нагрузок.

В качестве критерия принадлежности приемника z_i с координатами (x_i, y_i) группе A_j с центром (ξ_j, η_j) распределения используем следующее правило:

$$\left.\begin{array}{c} z_i \in A_j, \text{ если } (x_i - \xi_j)^2 + (y_i - \eta_j)^2 < \\ < (x_i - \xi_l)^2 + (y_i - \eta_l)^2,\ l = 1, 2, \ldots, s;\ i \neq j, \end{array}\right\} \qquad (9.19)$$

т. е. приемник z_i с номером i относится к группе A_j, расстояние до центра $(\xi_j; \eta_j)$ которой от места расположения $(x_i; y_i)$ приемника наименьшее.

К хорошим результатам распределения приводит следующий алгоритм, минимизирующий целевую функцию (9.18). На 1-м шаге его работы выбирают исходные центры (ξ_j, η_j) $j = 1, 2, \ldots, s$ разбиения; по правилу (9.19) приемники электроэнергии распределяют по выбранным центрам. Для каждой группы вычисляют по (9.11) ЦЭН, которые принимают за центры разбиения на 2-м шаге. На k-м шаге вычислительную процедуру 1-го шага повторяют, при этом целевая функция (9.18) не возрастает. Этот алгоритм сходится к минимуму целевой функции (9.18), поскольку эта функция ограничена снизу и на каждом шаге работы алгоритма не возрастает.

Если на любом $(k + 1)$-м шаге работы алгоритма по всем группам ЦЭН остались неизменными, то считают, что функция (9.18) достигла минимума, а разбиение заданного множества на группы – оптимума.

Пример 9.2. Исходные данные по 14 приемникам электроэнергии даны в табл. 9.2 в условных единицах измерения. Требуется разбить эти приемники по трем источникам питания и найти координаты места расположения их, так чтобы целевая функция $\Phi = \sum_{j=1}^{s} \sum_{i=1}^{m_j} P_i \left[(x_i - \xi_j)^2 + (y_i - \eta_j)^2\right]$ приняла наименьшее значение.

Процедура разбиения осуществляется по предложенному выше алгоритму. За исходные центры распределения принимают координаты места расположения приемников с номерами 5, 14 и 2. Результаты расчета по алгоритму даны

Таблица 9.2. **Исходные данные для примера 9.2**

Номер приемников		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Координаты	x_i	3,6	8,1	8,3	6,5	1,0	4,0	2,4	8,4	7,6	5,0	1,3	4,6	1,3	3,2
	y_i	7,3	8,3	7,8	8,5	8,6	5,9	6,9	6,6	6,6	5,1	5,8	4,9	4,0	0,6
Нагрузки	P_i	7,1	20,1	18,1	21,1	9,1	11,3	13,6	12,1	6,2	9,2	5,7	30,1	9,1	6,8

Таблица 9.3. **Результаты расчета по алгоритму**

Номер шага	Номер источника питания	Состав группы	ξ_j	η_j	Ф
1	1	5, 7, 11, 6, 1	2,56	6,92	498,8
	2	14, 13, 12	3,78	4,09	
	3	10, 9, 8, 3, 4,2	7,43	7,60	
2	1	5,7, 11, 6, 1	2,56	6,92	378,6
	2	14, 13, 12, 10	3,95	4,26	
	3	9, 8, 4, 3, 2	7,72	7,84	
3	1	5, 7, 11, 1	2,11	7,24	361,1
	2	13, 14, 12, 10, 6	3,96	4,54	
	3	9, 8, 4, 3, 2	7,72	7,84	

в табл. 9.3 и зависят от выбора исходных центров разбиения и взаимного расположения приемников. Например, при выборе за исходные центры приемников с номерами 1, 9 и 10 число итераций возрастает до пяти, но алгоритм приводит к тому же решению.

Найденное разбиение заданных приемников электроэнергии по трем источникам питания является наивыгоднейшим по затратам на систему электроснабжения.

9.8. О числе источников питания

Для заданного множества приемников электроэнергии требуется найти наивыгоднейшее число s источников питания. Для решения этой задачи нужно разбить приемники электроэнергии на группы по найденному числу источников питания и в каждой группе определить места расположения источника питания. Таким образом, здесь оптимизации подлежит такой новый параметр системы электроснабжения как число источников питания. Следовательно, в условиях решения предыдущих задач эта задача недоопределена. Иначе говоря, при помощи критериев оптимизации, которые были уже использованы ранее, эта задача не может быть решена.

Таким образом, выбор оптимального числа источников питания сводится к поиску условия, определяющего этот параметр. При проектировании систем электроснабжения эта задача решается методом сопоставления и отбора варианта с числом источников питания, при котором суммарные затраты на сооружение и эксплуатацию системы электроснабжения будут наименьшими. Это условие используем в качестве критерия отбора варианта с наивыгоднейшим числом источников питания.

Если бы были известны удельные приведенные затраты $з_1$ и $з_2$, рассчитанные на единицу разброса нагрузок на распределительные и питающие сети соответственно, то целевую функцию по затратам для поиска оптимального числа источников питания можно было бы составить из показателей разброса нагрузок приемников по группам относительно места расположения источников питания и показателя разброса нагрузок проектируемых источников питания относительно места расположения заданного источника питания:

$$З = з_1 \sum_{j=1}^{s} R_j^2 + з_2 \sum_{j=1}^{s} R_{0j}^2. \qquad (9.20)$$

Но такие исходные данные не введены в проектную практику. Поэтому целевую функцию решения поставленной задачи составим из формул для расчетов затрат на сети. Для краткости записей таких целевых функций считаем, что распределительные и питающие сети радиально-лучевые. Для таких сетей целевая функция затрат имеет вид

$$З = \sum_{j=1}^{s} \sum_{i=1}^{m_j} з_i \sqrt{(x_i - \xi_j)^2 + (y_i - \eta_j)^2} + \sum_{j=1}^{s} з_j \sqrt{(\xi_j - a)^2 + (\eta_j - в)^2}, \qquad (9.21)$$

где $з_i$ и $з_j$ – удельные приведенные затраты на единицу длины линий распределительных и питающих сетей соответственно; s – искомое число источников питания; ξ_j и η_j – искомые координаты их мест расположения; a и $в$ – координаты места расположения заданного источника питания.

Первое слагаемое этой суммы представляет собой затраты на распределительные сети, связывающие проектируемые источники питания с приемниками электроэнергии по группам, второе слагаемое – затраты на питающие сети, связывающие заданный источник питания, расположенный в точке (a, $в$), с проектируемыми.

При необходимости целевая функция (9.21) может быть дополнена слагаемым, учитывающим стоимость $\bar{З}_j$ самих источников питания,

$$\sum_{j=1}^{s} \bar{З}_j.$$

Тогда целевая функция принимает вид

$$З = \sum_{j=1}^{s} З_j + З_0 + \sum_{j=1}^{s} \bar{З}_j, \qquad (9.22)$$

где $З_j$ – затраты на распределительную сеть группы приемников с номерами j; $З_0$ – затраты на питающую сеть.

При изменении числа источников питания от $s = 1$ до $s = k$ функции (9.21) и (9.22) изменяют свои значения, причем первое слагаемое убывает, второе и третье возрастают. Следовательно, существует такое значение $s = k$ числа источников питания, при котором функции (9.21) и (9.22) принимают наименьшие значения. Поиск их осуществляют методом вариантного сопоставления затрат, рассчитанных по (9.21) и (9.22), путем разбиения заданного множества приемников на две, три и большее число групп по алгоритму предыдущего пункта.

9.9. Показатель связи распределения нагрузок

Формулы (9.8) преобразования показателей разброса нагрузок R_x и R_y при повороте системы координат показывают, что эти показатели в новой системе координат выражаются через исходные показатели и третью, новую величину $\sum_{i=1}^{n} P_i(x_i - \xi)(y_i - \eta)$, смысл которой раскрывается при помощи следующей интерпретации.

Наборы произведений

$$\left.\begin{aligned} \bar{A} &= [\sqrt{P_1}(x_1 - \xi),\ \sqrt{P_2}(x_2 - \xi),\ \ldots,\ \sqrt{P_n}(x_n - \xi)]; \\ \bar{B} &= [\sqrt{P_1}(y_1 - \eta),\ \sqrt{P_2}(y_2 - \eta),\ \ldots,\ \sqrt{P_n}(y_n - \eta)] \end{aligned}\right\} \tag{9.23}$$

будем рассматривать как векторы в n-мерном евклидовом пространстве. Тогда показатели разбросов нагрузок приемников R_x и R_y по осям могут быть интерпретированы как квадраты длин этих векторов. Последние в рассматриваемом пространстве в зависимости от распределения нагрузок приемников в группе имеют некоторое взаимное расположение, определяемое косинусом угла между ними

$$\cos\varphi = \frac{\sum_{i=1}^{n} P_i(x_i - \xi)(y_i - \eta)}{\sqrt{R_x}\sqrt{R_y}}. \tag{9.24}$$

Существование этой величины обосновано известным неравенством Коши – Буняковского [25], которое в терминах изучаемой задачи имеет вид

$$\left|\sum_{i=1}^{n} P_i(x_i - \xi)(y_i - \eta)\right| \leqslant \sqrt{R_x}\sqrt{R_y}. \tag{9.25}$$

Знак равенства в этом соотношении имеет место в том и только в том случае, когда векторы $\bar{A}$ и $\bar{B}$ параллельны:

$$\lambda\sqrt{P_i}(x_i - \xi) = \sqrt{P_i}(y_i - \eta),\ i = 1,\ 2,\ \ldots,\ n, \tag{9.26}$$

т. е. когда приемники электроэнергии расположены на отрезке прямой $y = \lambda x$, проходящий через точку $(\xi,\ \eta)$. В этом случае $\cos\varphi = \pm 1$ в зависимости от знака коэффициента пропорциональности.

При уменьшении косинуса угла φ от 1 до 0 при одних и тех же длинах векторов $\bar{A}$ и $\bar{B}$ величина $\sum_{i=1}^{n} P_i(x_i - \xi)(y_i - \eta)$ убывает до нуля. Расположение нагрузок в группе видоизменяется – они заполняют некоторую область и в пределе, когда $\cos\varphi = 0$, векторы $\bar{A}$ и $\bar{B}$ ортогональны. Этот факт будем интерпретировать как уменьшение линейной связи

распределения нагрузок вдоль отрезка прямой, а величину

$$R_{xy} = \sum_{i=1}^{n} P_i (x_i - \xi)(y_i - \eta) \tag{9.27}$$

– как показатель связи распределения нагрузок. Эта величина обладает свойством

$$R_{xy} = \sum_{i=1}^{n} P_i (x_i - \xi)(y_i - \eta) = \sum_{i=1}^{n} P_i (y_i - \eta)(x_i - \xi) = R_{yx}. \tag{9.28}$$

т. е. она не изменяется при перестановке сомножителей $x_i - \xi$ и $y_i - \eta$. При повороте системы координат на угол α показатель связи преобразуется по формуле

$$R^1_{xy} = \frac{1}{2}(R_y - R_x)\sin 2\alpha + R_{xy}\cos 2\alpha, \tag{9.29}$$

следовательно, существуют такие взаимно перпендикулярные направления, в которых показатель связи достигает как наибольшего, так и наименьшего значения.

9.10. Тензорная природа характеристических свойств распределения нагрузок

В задачах проектирования систем промышленного электроснабжения, в которых приемники электроэнергии рассматривают как точки, характеризующиеся удельными приведенными затратами на элементы системы электроснабжения, нагрузками активными или реактивными и другими и, кроме того, координатами мест расположения, свойства распределения этих величин имеют тензорную природу и с наибольшей полнотой могут быть описаны тензорами.

Тензор является обобщением понятия вектора как физической величины, которая в каждой точке характеризуется числом и направлением. В отличие от вектора тензор как физическая величина в каждой точке по каждому направлению характеризуется своим числовым значением [25].

При изучении разброса нагрузок относительно точки (ξ, η) мы воспользовались тензором, состоящим из трех компонент,

$$R_x = \sum_{i=1}^{n} P_i (x_i - \xi)^2; \quad R_y = \sum_{i=1}^{n} P_i (y_i - \eta)^2, \quad R_{xy} = \sum_{i=1}^{n} P_i (x_i - \xi)(y_i - \eta), \tag{9.30}$$

который в каждых двух взаимно перпендикулярных направлениях, фиксированных осями координат, описывает разбросы нагрузок приемников и связи распределения нагрузок приемников относительно этих осей.

Аналитическим признаком тензора являются формулы преобразований его компонент при повороте системы координат на угол α, т. е.

$$\left.\begin{aligned} R'_x &= R_x \cos^2\alpha + R_{xy}\sin 2\alpha + R_y \sin^2\alpha; \\ R'_y &= R_x \sin^2\alpha - R_{xy}\sin 2\alpha + R_y \cos^2\alpha; \\ R'_{xy} &= \frac{1}{2}(R_y - R_x)\sin 2\alpha + R_{xy}\cos 2\alpha. \end{aligned}\right\} \tag{9.31}$$

По этим формулам по каждым двум взаимно перпендикулярным направлениям вычисляют показатели разброса нагрузок приемников и показатель их связи. Эти показатели допускают другую полезную для дальнейшего изложения материала геометрическую интерпретацию, рассмотренную ниже.

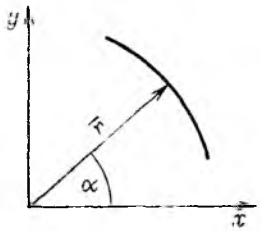


Рис. 9.5. Линия, определенная радиусом-вектором $\bar{r}$, использованная для вывода уравнения эллипса

В системе координат xOy рассмотрим линию, определенную радиусом-вектором $\bar{r}$ с координатами x, y.

Из рис. 9.5 следует

$$\cos\alpha = x/r; \quad \sin\alpha = y/r. \tag{9.32}$$

Внесем, например, во второе равенство (9.31) вместо тригонометрических функций их выражения через координаты (x, y) и длину радиуса-вектора $\bar{r}$ рассматриваемой линии из (9.32) и будем иметь

$$R_x x^2 - 2R_{xy}xy + R_y y^2 = R'_y r^2. \tag{9.33}$$

Если положить, что $R'_y r^2 = \lambda$ – величина постоянная, то полученное уравнение определяет линию 2-го порядка. Поскольку по определению $R_x > 0$ и $R_y > 0$, эта линия является эллипсом рассматриваемого тензора. Эллипс несет существенную информацию о распределении нагрузок в группе и их разбросах относительно его центра и главных осей. Эта информация раскрывается при помощи инвариантов тензора – величин, не зависящих от выбора системы координат.

Тензор (9.30) имеет два независимых инварианта, при помощи которых можно построить любое число других инвариантов, описывающих характеристические свойства распределения нагрузок в изучаемой группе приемников. В качестве независимых инвариантов тензора выберем два:

$$R^2 = R_x + R_y \tag{9.34}$$

и

$$J^2 = (R_x - R_y)^2 + 4R_{xy}^2. \tag{9.35}$$

Свойства инварианта R^2 описаны в § 9.3. Свойства инварианта J^2 рассмотрим при разборе показателей характеристических свойств распределения нагрузок группы приемников в следующем параграфе.

9.11. Показатели характеристических свойств группы приемников

Выразим через независимые инварианты R^2 и J^2 тензора (9.30) показатели некоторых характеристических свойств, описывающих любую группу приемников. Описать группу приемников при помощи показателей характеристических свойств – значит получить необходимую информацию об особенностях распределения нагрузок и взаимного расположения приемников в группе относительно возможного центра их питания.

Такая информация приобретает важное значение при решении задач автоматизированного проектирования систем электроснабжения промышленных предприятий. Дело в том, что в процессе автоматизированного формирования и отбора вариантов систем электроснабжения возникает необходимость оценивать эти варианты, не прибегая к фиксации их на планах. Такая задача может быть решена только с помощью формализованных показателей, раскрывающих свойства групп приемников, распределенных по источникам питания, а следовательно, и самих вариантов, от которых зависят технико-экономические показатели проекта.

В предыдущем параграфе нами рассмотрены простейшие показатели характеристических свойств группы приемников – это ЦЭН и показатели разброса нагрузок вдоль осей координат и относительно произвольной точки (ξ, η) и ЦЭН. Все эти показатели связаны с инвариантом R^2 тензора (9.30).

Теперь стоит задача описать размеры областей распределения нагрузок и расположения самих приемников в группе. Показатель размера области распределения нагрузок мы получим, если инвариант R^2 разделим на суммарную нагрузку приемников группы, т. е.

$$\rho^2 = \frac{R^2}{\sum_{i=1}^{n} P_i}. \tag{9.36}$$

Выражение представляет собой средний квадрат расстояний, взвешенных по нагрузкам мест расположения приемников в группе от точки (ξ, η), относительно которой вычислен разброс R^2, до места расположения приемников. Этот показатель зависит от выбора точки (ξ, η). Наименьшее значение он принимает тогда, когда показатель разброса нагрузок R^2 вычислен относительно центра электрических нагрузок. Очевидно, что показатель размера области распределения нагрузок остается неизменным при повороте осей системы координат. Следовательно, он является инвариантом тензора (9.30).

Показатель (9.36) имеет размерность квадрата длины. Для наглядной характеристики размера области распределения нагрузок удобнее пользоваться показателем, размерность которого совпадает с длиной. Для этого из показателя (9.36) извлекаем корень квадратный, т. е.

$$\rho = \frac{R}{\sqrt{\sum_{i=1}^{n} P_i}}. \tag{9.36а}$$

Чтобы получить чисто геометрические характеристики расположения приемников в группе, следует в (9.11) координат ЦЭН и (9.36), (9.36а) положить все нагрузки приемников равными единице, тогда будем иметь формулы для расчетов:

а) геометрического центра расположения приемников в группе

$$\bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^{n} x_i}{n}; \quad \bar{y} = \frac{\sum_{i=1}^{n} y_i}{n}; \tag{9.36б}$$

б) среднего квадрата размера области расположения приемников в группе относительно точки $(\bar{x}; \bar{y})$

$$\rho_0^2 = \frac{\sum_{i=1}^{n} [(x_i - \bar{x})^2 + (y_i - \bar{y})^2]}{n}; \tag{9.36в}$$

в) среднего размера области расположения приемников в группе относительно той же точки

$$\rho_0 = \sqrt{\rho_0^2}. \tag{9.36г}$$

Все эти показатели необходимы при решении, например, задачи, описанной в § 9.7, так как при разбиении некоторого множества приемников на группы стремятся к тому, чтобы падение напряжения в каждой группе было меньше некоторого заданного значения. Для этого надо собрать такие группы, чтобы ρ_0

не превышало некоторых допустимых значений. Кроме того, эти показатели войдут в другие, один из которых рассмотрен ниже.

Для группы приемников, изображенных на рис. 9.6, центр электрических нагрузок и геометрический центр (9.36б) совпадают. Но стоит только изменить нагрузку или место расположения любого приемника, как сразу же происходит смещение одного центра относительно другого. Следовательно, всякие неравномерности распределения приемников и их нагрузок в группе влекут смещения ЦЭН относительно геометрического центра. Такое свойство будем называть асимметрией распределения нагрузок приемников относительно ЦЭН, а измерять его будем при помощи безразмерной величины

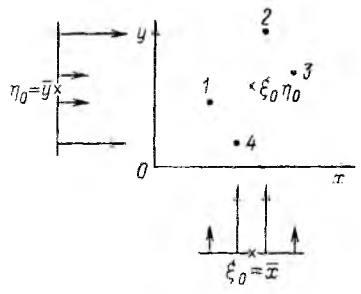


Рис. 9.6. Группа приемников, использованная для иллюстрации показателя ε

$$\varepsilon = \frac{1}{\rho_0}\left[(\xi_0 - \bar{x})^2 + (\eta_0 - \bar{y})^2\right]^{1/2}, \qquad (9.37)$$

которую будем называть показателем асимметрии распределения нагрузок относительно геометрического центра.

Если ЦЭН совмещен с геометрическим центром, то $\varepsilon = 0$ – распределение нагрузок симметричное. При смещении ЦЭН на границу участка области расположения приемников показатель асимметрии равен единице ($\varepsilon = 1$).

Из (9.8) видно, что при повороте системы координат на угол α показатели разброса нагрузок R_x и R_y вдоль осей системы координат изменяют свои значения, следовательно, найдутся два таких направления, в одном из которых показатель разброса нагрузок будет наибольшим, а в другом – наименьшим. Поиск таких направлений осуществляется исследованием на экстремум функции (9.8) разброса нагрузок в зависимости от угла α поворота осей системы координат. Производные первого порядка от той и другой функции, например

$$\frac{\partial R'_x}{\partial \alpha} = -R_x \sin 2\alpha + 2R_{xy}\cos 2\alpha + R_y \sin 2\alpha = 0, \qquad (9.38)$$

приводят к одному и тому же условию, определяющему эти направления:

$$\operatorname{tg} 2\varphi = \frac{2R_{xy}}{R_x - R_y}. \qquad (9.39)$$

Каждому значению тангенса соответствуют два угла

$$\varphi = \frac{1}{2}\operatorname{arctg}\frac{2R_{xy}}{R_x - R_y} + \frac{\pi}{2}n, \quad n = 0,1, \qquad (9.39а)$$

отличающиеся один от другого на $\pi/2$. Один из этих углов определяет направление наибольшего, а другой – наименьшего разброса нагрузок приемников в группе. Эти направления будем называть главными осями разброса нагрузок.

Для однозначного определения угла, составленного осью Ox и главной осью наибольшего разброса нагрузок, следует руководствоваться предлагаемым правилом: если $R_{xy} > 0$ и $R_x > R_y$ или $R_{xy} < 0$ и $R_x > R_y$, то в этой формуле следует положить $n = 0$; если же $R_{xy} < 0$ и $R_x < R_y$ или $R_{xy} > 0$ и $R_x < R_y$, то $n = 1$. При повороте системы координат на этот угол ось Ox будет совмещена с осью наибольшего разброса.

Легко убедиться, что в главных осях разброса нагрузок показатель связи $R_{xy} = 0$. Для этого нужно в третью формулу (9.31) подставить значения $\sin 2\alpha$ и $\cos 2\alpha$, найденные из (9.39).

Рассмотрим свойства второго независимого инварианта J^2, определенного (9.35). Сопоставим изменение величин R_x, R_y, R_{xy} в правой части (9.35) с поведением уравнения (9.33) эллипса тензора.

Если $R_x = R_y$ и $R_{xy} = 0$, то уравнение эллипса вырождается в уравнение окружности

$$R_y x^2 + R_x y^2 = R'_y r^2. \tag{9.40}$$

Следовательно, в этом случае область разброса нагрузок группы приемников представляет собой круг и по любым направлениям разбросы нагрузок приемников одинаковы.

Предполагая, что компонента тензора может быть равна, например, $R_y = 0$, из формулы

$$R_y = \sum_{i=1}^{n} P_i (y_i - \eta)^2 = 0 \tag{9.41}$$

получим, что $y_i - \eta = 0$ для всех $i = 1, 2, \ldots, n$ номеров приемников электроэнергии, показатель связи $R_{xy} = 0$ и уравнение эллипса тензора вырождается в пару уравнений прямых

$$R_x y^2 = R'_y r^2, \tag{9.42}$$

параллельных оси Ox. В направлении одной из них разброс нагрузок равен R_x. Следовательно, в этом случае область разброса нагрузок представляет собой отрезок прямой, а инвариант J^2 достигает наибольшего значения. Доказательство последнего утверждения проводится при помощи неравенства Коши – Буняковского (9.25) и дано ниже.

Во всех остальных случаях, когда $R_x \neq 0$, $R_y \neq 0$ и $R_{xy} \neq 0$, область разброса нагрузок группы приемников является эллипсом, вытянутость которого с возрастанием J^2 увеличивается.

Для описания формы области разброса нагрузок удобнее использовать безразмерный показатель, построенный из инвариантов R^2 и J^2 и выраженный формулой

$$\nu = J/R^2, \tag{9.43}$$

который изменяется от 0 до 1. Он равен нулю, когда $R_x = R_y$ и $R_{xy} = 0$, а область разброса – круг. Если же область разброса нагрузок – отрезок прямой, то величины R_x, R_y и R_{xy} в общем случае связаны соотношением

$$R_{xy}^2 = R_x R_y, \tag{9.44}$$

следующим из неравенства (9.25) Коши – Буняковского.

Отсюда

$$\nu = \frac{\sqrt{(R_x - R_y)^2 + 4R_{xy}^2}}{R_x + R_y} = 1. \tag{9.45}$$

Во всех остальных случаях $(0 < \nu < 1)$ область разброса нагрузок – эллипс, вытянутость которого увеличивается с возрастанием ν.

Главные оси эллипса выражаются через показатель разброса нагрузок приемников R^2 и инвариант J^2 при помощи соотношений

$$\left.\begin{aligned} 2R_1 &= R^2 + J; \\ 2R_2 &= R^2 - J. \end{aligned}\right\} \tag{9.46}$$

Чтобы получить эти соотношения, в формулы (9.31), выражающие преобразование компонент тензора при повороте системы координат на угол α, вместо $\sin 2\alpha$ и $\cos 2\alpha$ надо подставить их выражения из (9.39), определяющие направле-

ние главных осей разброса нагрузок. Тогда получим, что главные оси разброса нагрузок равны

$$\left.\begin{matrix} 2R_1 \\ 2R_2 \end{matrix}\right\} = R_x + R_y \pm \sqrt{(R_x - R_y)^2 + 4R_{xy}^2}. \tag{9.47}$$

Отношение главных осей разброса нагрузок выражают через показатель формы области разброса нагрузок. Поделив первое равенство (9.46) на второе, получим

$$\frac{R_1}{R_2} = \frac{R^2 + J}{R^2 - J} \tag{9.48}$$

и далее, поделив числитель и знаменатель правой части этого равенства на R^2, получим

$$\frac{R_1}{R_2} = \frac{1 + \dfrac{J}{R^2}}{1 - \dfrac{J}{R^2}} = \frac{1 + \nu}{1 - \nu}. \tag{9.49}$$

Например, если $\nu = 0{,}5$, то отношение главных осей разброса нагрузок

$$\frac{R_1}{R_2} = \frac{1 + 0{,}5}{1 - 0{,}5} = 3.$$

9.12. Обобщение тензора разброса нагрузок

Запишем компоненты тензора разброса нагрузок P_i приемников с номерами $i = 1, 2, \ldots, n$ в следующем виде:

$$G_x = \sum_{i=1}^{n} P_i^k (x_i - \xi)^2;\ G_y = \sum_{i=1}^{n} P_i^k (y_i - \eta)^2,\ G_{xy} = \sum_{i=1}^{n} P_i^k (x_i - \xi)(y_i - \eta). \tag{9.50}$$

В (9.50) произведения координат $(x_i - \xi)(y_i - \eta)$ места расположения приемников относительно точки (ξ, η) и их квадраты взвешены по нагрузкам в степени k, где k – любое положительное действительное число. При $k = 1$ компоненты (9.50) совпадают с компонентами (9.30) тензора, рассмотренного ранее. Следовательно, тензор (9.50) является обобщением изученного тензора.

Координаты ξ_0 и η_0 точки, в которой компоненты G_x и G_y достигают наименьшего значения, выражаются формулами

$$\xi_0 = \frac{\sum_{i=1}^{n} P_i^k x_i}{\sum_{i=1}^{n} P_i^k};\quad \eta_0 = \frac{\sum_{i=1}^{n} P_i^k y_i}{\sum_{i=1}^{n} P_i^k}. \tag{9.50а}$$

Показатель степени k для заданной группы приемников определяют из дополнительных условий так, что при $k > 1$ приемники с бóльшими нагрузками в среднем ближе расположены к точке (ξ_0, η_0), чем с меньшими, и при $k < 1$ приемники с меньшими нагрузками в среднем ближе расположены к этой точке, чем с бóльшими.

При помощи обобщенного тензора нагрузок решение задач, рассмотренных в предыдущих параграфах, уточняется, и могут быть поставлены новые задачи.

Покажем использование этого тензора на примере, который рассмотрен в [4].

Заданы два приемника электроэнергии, нагрузка первого составляет $P_1 = 200$ кВ · А, второго $P_2 = 800$ кВ · А, расположены они один от другого на расстоянии l. Требуется найти наивыгоднейшее место расположения источника питания по затратам на сооружение и эксплуатацию сети. Решение проводим при помощи обобщенного тензора (9.50).

Координаты места расположения источника питания в системе координат, ось Ox которой проходит через точки расположения этих приемников, определяются (9.50а):

$$\xi_0 = \frac{800^k l}{800^k + 200^k}; \quad \eta_0 = 0;$$

при $k = 1$

$$\xi_0 = \frac{800l}{800 + 200} = 0{,}80l;$$

при $k = 2$

$$\xi_0 = \frac{800^2 l}{800^2 + 200^2} = 0{,}94l;$$

при $k = 3$

$$\xi_0 = \frac{800^3 l}{800^3 + 200^3} = 0{,}99l.$$

Таким образом, с любой точностью источник питания может быть приближен к приемнику с большей нагрузкой.

Более подробно со свойствами этого тензора и постановкой задач оптимизации можно ознакомиться в [24].

9.13. Зона рассеяния центра электрических нагрузок промышленного объекта

До сих пор все рассуждения по определению ЦЭН наивыгоднейшего места расположения источника питания, изучения распределения нагрузок на территории проектируемого объекта велись при условии, что нагрузки приемников являются фиксированными величинами. Поэтому ЦЭН определялся как некоторая стабильная точка на генплане объекта.

Однако каждый приемник электроэнергии, цех, наконец, промышленное предприятие работают в соответствии со своим графиком нагрузок, нагрузки приемников с течением времени (смены, суток и т. д.) изменяются в соответствии с технологическим процессом производства. Поэтому нельзя говорить о ЦЭН как о стабильной точке, координаты ЦЭН в каждый момент времени будут принимать значения, определенные нагрузками графика. Это положение обосновано в [26, 27].

Рассмотрим приемники электроэнергии промышленного предприятия. Пусть для каждого приемника электроэнергии заданы графики нагрузок $P_i(t)$, где $i = 1, 2, \ldots, n$; $t = 1, 2, \ldots, T$, тогда координаты ЦЭН промышленного объекта являются значениями функции времени

$$\xi(t) = \frac{\sum_{i=1}^{n} P_i(t)\, x_i}{\sum_{i=1}^{n} P_i(t)}; \quad \eta(t) = \frac{\sum_{i=1}^{n} P_i(t)\, y_i}{\sum_{i=1}^{n} P_i(t)}. \tag{9.51}$$

Для краткости записей введем обозначения

$$\alpha_i(t) = \frac{P_i(t)}{\sum_{i=1}^{n} P_i(t)}.$$

Величина $\alpha_i(t)$ представляет собой отношение нагрузки приемника с номером i к суммарной нагрузке всех приемников объекта в один и тот же момент времени t. Эту величину будем называть относительной нагрузкой приемника с номером i в момент времени t.

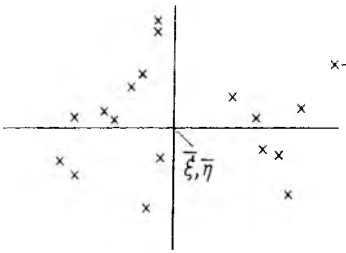


Рис. 9.7. Множество точек G_t зоны рассеяния ЦЭН

На основании изложенного выше значения функции координат ЦЭН выражаются формулами

$$\xi(t) = \sum_{i=1}^{n} x_i \alpha_i(t); \quad \eta(t) = \sum_{i=1}^{n} y_i \alpha_i(t). \tag{9.52}$$

Эти функции описывают перемещение ЦЭН; значения их, вычисленные в дискретные моменты времени $t = 1, 2, \ldots, T$, образуют множество точек G_t, заполняющих некоторую область (рис. 9.7), которую называют зоной рассеяния ЦЭН.

Актуальность изучения зоны рассеяния ЦЭН приемников для задач оптимизации систем электроснабжения доказана практикой. Размеры, форма зоны рассеяния, ее центр определяют область наивыгоднейшего расположения источника питания на территории промышленного предприятия.

Положение ЦЭН в зоне рассеяния зависит от координат мест расположения приемников в группе и от их относительных нагрузок в данный момент времени.

Следовательно, зона рассеяния ЦЭН является геометрической характеристикой взаимного расположения приемников объекта и изменений их нагрузок во времени, а функция (9.52) – ее аналитическим выражением.

Центр зоны рассеяния определим соотношениями

$$\bar{\xi} = \frac{1}{T}\sum_t \xi(t) = \sum_{i=1}^{n} x_i \bar{\alpha}_i; \tag{9.53}$$

$$\bar{\eta} = \frac{1}{T}\sum_t \eta(t) = \sum_{i=1}^{n} y_i \bar{\alpha}_i,$$

где $\bar{\alpha}_i = \frac{1}{T}\sum_t \alpha_i(t)$ – осредненное по времени значение относительной нагрузки i-го приемника. Простейшими характеристиками зоны рассеяния

являются отклонения координат ЦЭН от центра зоны в каждый момент времени t:

$$\delta\xi(t) = \xi(t) - \overline{\xi}; \quad \delta\eta(t) = \eta(t) - \overline{\eta}. \tag{9.54}$$

Внесем в (9.54) выражения для $\xi(t)$, $\overline{\xi}$ и $\eta(t)$, $\overline{\eta}$ из (9.52) и (9.53) и найдем, что

$$\delta\xi(t) = \sum_{i=1}^{n} x_i \delta P_i(t); \quad \delta\eta(t) = \sum_{i=1}^{n} y_i \delta P_i(t), \tag{9.55}$$

где $\delta P_i(t) = \alpha_i(t) - \overline{\alpha}_i$ – отклонения относительных нагрузок приемников с номерами $i = 1, 2, \ldots, n$ от средних значений.

Величины $\delta\xi(t)$ и $\delta\eta(t)$ могут быть как положительными, так и отрицательными, они не зависят от параллельного переноса системы координат, так как

$$\sum_{i=1}^{n} \delta P_i(t) = 0. \tag{9.56}$$

Дальнейшее изучение зоны рассеяния связано с рассмотрением центральных моментов 2-го порядка отклонений:

$$N_{xx} = \frac{1}{T}\sum_t \delta\xi^2(t); \quad N_{yy} = \frac{1}{T}\sum_t \delta\eta^2(t); \quad N_{xy} = \frac{1}{T}\sum_t \delta\xi(t)\,\delta\eta(t). \tag{9.57}$$

Моменты N_{xx} и N_{yy} измеряют осредненные по времени квадраты отклонений ЦЭН от центра зоны вдоль осей Ox и Oy; они являются показателями разброса координат ЦЭН вдоль осей.

Смысл величины N_{xy} раскрывается аналогично тому, как был раскрыт в § 9.8 смысл компоненты R_{xy} тензора (9.30). Величина N_{xy} является показателем связи отклонений $\delta\xi(t)$ и $\delta\eta(t)$.

Внесем в правые части равенств (9.57) вместо отклонений их выражения из (9.55) и получим формулы центральных моментов

$$\left.\begin{aligned} N_{xx} &= \sum_{i,\,j=1}^{n} x_i x_j \operatorname{cov}(i, j); \\ N_{yy} &= \sum_{i,\,j=1}^{n} y_i y_j \operatorname{cov}(i, j); \\ N_{xy} &= \sum_{i,\,j=1}^{n} x_i y_j \operatorname{cov}(i, j). \end{aligned}\right\} \tag{9.58}$$

В этих формулах символом $\operatorname{cov}(i, j)$ обозначены ковариации относительных нагрузок приемников с номерами i и j:

$$\operatorname{cov}(i, j) = \frac{1}{T}\sum_t \delta P_i(t)\,\delta P_j(t). \tag{9.59}$$

При $i = j$ ковариация $\operatorname{cov}(i, j)$ является дисперсией относительной нагрузки i-го приемника.

Центральные моменты (9.58) обладают следующими свойствами:

1) при параллельном переносе исходной системы координат xOy вдоль осей Ox и Oy на величины a и b соответственно координаты ЦЭН группы приемников преобразуют по (9.5), а величины N_{xx}, N_{yy} и N_{xy} остаются неизменными, т. е.

$$N'_{xx} = N_{xx}; \quad N'_{yy} = N_{yy}; \quad N'_{xy} = N_{xy}; \tag{9.60}$$

2) при повороте исходной системы координат на угол α координаты ЦЭН группы приемников преобразуют по (9.7), а N_{xx}, N_{yy} и N_{xy} — по формулам

$$\left.\begin{aligned} N'_{xx} &= N_{xx}\cos^2\alpha + N_{xy}\sin 2\alpha + N_{yy}\sin^2\alpha; \\ N'_{yy} &= N_{yy}\sin^2\alpha - N_{xy}\sin 2\alpha + N_{yy}\cos^2\alpha; \\ N'_{xy} &= \frac{1}{2}(N_{yy} - N_{xx})\sin 2\alpha + N_{xy}\cos 2\alpha. \end{aligned}\right\} \tag{9.61}$$

Оба свойства устанавливают подстановкой соответствующих формул (9.5) или (9.7) в соотношение (9.58).

Из второго свойства следует, что моменты (9.58) являются компонентами симметрического тензора 2-го порядка. Их выражают в любой системе координат через исходные значения по (9.61), которые положены в определение этого тензора. По этим формулам вычисляют показатели разброса отклонений ЦЭН вдоль осей Ox и Oy и показатель связи этих отклонений в любой системе координат. Тензор (9.58) будем называть тензором отклонений ЦЭН группы приемников.

В § 9.10 показано, что тензор геометрически интерпретируется эллипсом. Уравнение эллипса тензора отклонений ЦЭН группы приемников имеет вид

$$N_{yy}\delta\xi^2 - 2N_{xy}\delta\xi\delta\eta + N_{xx}\delta\eta^2 = N'_{yy}r^2. \tag{9.62}$$

Это уравнение получают подстановкой (9.32) во второе равенство (9.61). В (9.32) координаты x и y текущей точки линии заменены соответственно на $\delta\xi$ и $\delta\eta$.

Зона рассеяния ЦЭН приемников электроэнергии имеет форму, подобную эллипсу тензора. Таким образом, зона рассеяния ЦЭН цеха или промышленного предприятия при соответствующем подборе величины $N'_{yy}r^2$ ограничена эллипсом тензора.

9.14. Характеристики зоны рассеяния ЦЭН

Обобщенными будем называть такие характеристики, которые инвариантны относительно любого преобразования координат. Эти характеристики вводятся аналогично тому, как введены характеристики тензора разброса нагрузок. В качестве независимых инвариантов в этом случае выберем следующие:

$$\rho^2 = \frac{1}{2}(N_{xx} + N_{yy}); \tag{9.63}$$

$$\Delta = N_{xx}N_{yy} - N_{xy}^2. \tag{9.64}$$

Инвариант ρ^2 является средним арифметическим осредненных по времени квадратов отклонений $\delta\xi^2(t)$ и $\delta\eta^2(t)$ координат ЦЭН от центра зоны и, следовательно, определяет средний квадрат радиуса зоны рассеяния. Другие показатели размеров зоны рассеяния ЦЭН связаны с преобразованием (9.62) эллипса в каноническую форму; о них речь пойдет ниже.

Второй инвариант Δ введен вместо инварианта J^2 и является дискриминантом квадратической формы, записанной в левой части (9.62). На основании неравенства Коши – Буняковского

$$\Delta = \frac{1}{T}\left[\sum_t \delta\xi^2(t)\sum_t \delta\eta^2(t) - \left(\sum_t \delta\xi(t)\,\delta\eta(t)\right)^2\right], \tag{9.65}$$

записанного для (9.64) через компоненты (9.57), инвариант Δ неотрицательный ($\Delta \geqslant 0$). Он описывает форму зоны рассеяния ЦЭН и выявляет некоторые особенности распределения нагрузок в группе, связанных с частными формами зоны рассеяния.

Если $\Delta > 0$, то зона рассеяния – эллипс или круг. Отличить одну форму от другой можно при помощи компонент тензора: если $N_{xx} = N_{yy}$, а $N_{xy} \neq 0$, то из (9.62) следует, что зона рассеяния – круг, если же $N_{xx} \neq 0$, $N_{yy} \neq 0$ и $N_{xy} \neq 0$, то эллипс.

С уменьшением Δ эллипс зоны рассеяния вытягивается и в пределе при $\Delta = 0$ превращается в отрезок прямой или точку. На основании свойства неравенства (9.65) $\Delta = 0$ только в том случае, когда отклонения $\delta\xi(t)$ и $\delta\eta(t)$ пропорциональны, т. е. $\delta\eta(t) = k\,\delta\xi(t)$, или, приняв во внимание (9.55), при условии

$$\sum_{i=1}^{n} \delta P_i(t)(y_i - kx_i) = 0. \tag{9.66}$$

Условие (9.66) выполняется:

1) при любых мощностях приемников электроэнергии, если ордината каждого приемника пропорциональна своей абсциссе. В этом случае зона рассеяния – отрезок прямой;

2) при любом расположении приемников электроэнергии, если отклонения относительных нагрузок $\delta P_i(t)$ равны нулю. В этом случае ковариации относительных нагрузок всех приемников равны нулю, тензор (9.58) нулевой и зона рассеяния стягивается в точку. Из выражения $\delta P_i(t) = \alpha_i(t) - \bar{\alpha}_i$, определяющего отклонение относительной нагрузки от среднего значения, вытекает, что $\delta P_i(t) = 0$, если $P_i(t) = \text{const}$ или если $P_i(t) = \bar{\alpha}_i \sum_{i=1}^{n} P_i(t)$. Таким образом, ЦЭН группы приемников неподвижен не только в случае неизменных нагрузок приемников, но и в случаях, когда нагрузки графика каждого приемника в момент времени t пропорциональны нагрузкам группового графика с коэффициентом пропорциональности, равным среднему значению относительной нагрузки i-го приемника. Если первый случай очевиден, то второй можно получить на основании предлагаемой теории. Покажем это на примере.

Пусть нагрузки трех приемников в моменты времени $t = 1, 2, 3, 4$ имеют значения $P_1(t) = 3, 5, 11, 13$; $P_2(t) = 4{,}5; 7{,}5; 16{,}5; 19{,}5$; $P_3(t) = 6, 10, 22, 26$. Мощность группового графика нагрузок $\sum_{i=1}^{3} P_i(t) = 13{,}5; 22{,}5; 49{,}5; 55{,}5$. Относительные нагрузки приемников в любой момент времени равны одним и тем же значениям $\alpha_1 = 0{,}222$; $\alpha_2 = 0{,}333$; $\alpha_3 = 0{,}444$. При любых произвольных значениях координат x_1, y_1; x_2, y_2; x_3, y_3 приемников координаты ЦЭН в любой момент времени одни и те же:

$$\xi_0 = 0{,}222x_1 + 0{,}333x_2 + 0{,}444x_3;$$

$$\eta_0 = 0{,}222y_1 + 0{,}333y_2 + 0{,}444y_3,$$

а отклонения от центра зоны равны нулю: $\delta\xi(t) = 0$; $\delta\eta(t) = 0$. С увеличением значений инварианта Δ зона рассеяния ЦЭН превращается в круг. Наибольшего значения инвариант Δ достигает при $N_{xy} = 0$, $N_{xx} = N_{xy}$. Тогда зона рассеяния ЦЭН – круг.

Из (9.61) видно, что если зона рассеяния ЦЭН не является кругом ($N_{xy} \neq 0$ и $N_{xx} \neq N_{yy}$), то найдутся два таких направления, в одном из которых показатель разброса координат ЦЭН нагрузок будет наибольшим, а в другом – наименьшим. Эти направления будем называть главными направлениями показателей разброса координат ЦЭН группы приемников, а сами показатели – главными. Главные направления показателей разброса определяются первой и второй компонентами тензора из условий $\frac{\partial N'_{xx}}{\partial\alpha} = 0$; $\frac{\partial N'_{yy}}{\partial\alpha} = 0$ равенством

$$\operatorname{tg} 2\varphi = \frac{2N_{xy}}{N_{xx} - N_{yy}}. \tag{9.67}$$

Из этого равенства следует, что главные направления показателей разброса координат ЦЭН взаимно перпендикулярны:

$$\varphi_2 = \varphi_1 + \frac{\pi}{2}. \tag{9.68}$$

Если в (9.61) вместо α поставить φ из (9.67), то найдем выражения показателей через исходные компоненты тензора:

$$\left.\begin{matrix} N_{11} \\ N_{22} \end{matrix}\right\} = \frac{N_{xx} + N_{yy}}{2} \pm \frac{1}{2}\sqrt{(N_{xx} - N_{yy})^2 + 4N_{xy}^2}, \tag{9.69}$$

а также получим, что показатель связи в главных направлениях показателей разброса равен нулю ($N_{xy} = 0$). Уравнение (9.62) в главных направлениях показателей разброса принимает вид

$$\frac{\delta\xi^2}{N_{11}} + \frac{\delta\eta^2}{N_{22}} = \lambda, \tag{9.70}$$

где $\lambda = \frac{N'_{yy}r^2}{N_{11}N_{22}}$, и полуоси его равны

$$a = \sqrt{\lambda N_{11}}; \quad b = \sqrt{\lambda N_{22}}. \tag{9.71}$$

9.15. Алгоритм построения зоны рассеяния ЦЭН

1. Исходные данные для построения зоны рассеяния ЦЭН сведены в табл. 9.4.

2. Вычисляют относительные нагрузки $\alpha_i(t)$, их средние значения $\bar{\alpha}_i$ и координаты центра зоны $\bar{\xi}$, $\bar{\eta}$ (табл. 9.5).

Расчетные формулы $\alpha_i(t) = \frac{P_i(t)}{\sum_{i=1}^{n} P_i(t)}$; $\bar{\alpha}_i = \frac{1}{T}\sum_t \alpha_i(t)$; $\bar{\xi} = \sum_{i=1}^{n} x_i\bar{\alpha}_i$; $\bar{\eta} = \sum_{i=1}^{n} y_i\bar{\alpha}_i$.

3. Вычисляют отклонения $\delta P_i(t)$ относительных нагрузок приемников с номерами $i = 1, 2, 3, \ldots, n$ от средних значений. Расчетная формула $\delta P_i(t) = \alpha_i(t) - \bar{\alpha}_i$.

Таблица 9.4. **Координаты мест расположения приемников электроэнергии и их графики нагрузок**

Номера приемников	Координаты		Нагрузки приемников в моменты t				
	x_i	y_i	1	2	3	...	T
1	x_1	y_1	$P_1(1)$	$P_1(2)$	$P_1(3)$	...	$P_1(T)$
2	x_2	y_2	$P_2(1)$	$P_2(2)$	$P_2(3)$	...	$P_2(T)$
3	x_3	y_3	$P_3(1)$	$P_3(2)$	$P_3(3)$	...	$P_3(T)$
.	.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.	.
n	x_n	y_n	$P_n(1)$	$P_n(2)$	$P_n(3)$	...	$P_n(T)$
Суммарная нагрузка	$\sum_{i=1}^{n} P_i(t)$		$\sum_{i=1}^{n} P_i(1)$	$\sum_{i=1}^{n} P_i(2)$	$\sum_{i=1}^{n} P_i(3)$	...	$\sum_{i=1}^{n} P_i(T)$

Таблица 9.5. **Данные для расчета $\bar{\xi}$ и $\bar{\eta}$**

Номера приемников	$\alpha_i(t)$ в моменты t				Средние значения	Произведения	
	1	2	3	T	$\bar{\alpha}_i$	$x_i\bar{\alpha}_i$	$y_i\bar{\alpha}_i$
1	$\alpha_1(1)$	$\alpha_1(2)$	$\alpha_1(3)$	$\alpha_1(T)$	$\bar{\alpha}_1$	$x_1\bar{\alpha}_1$	$y_1\bar{\alpha}_1$
2	$\alpha_2(1)$	$\alpha_2(2)$	$\alpha_2(3)$	$\alpha_2(T)$	$\bar{\alpha}_2$	$x_2\bar{\alpha}_2$	$y_2\bar{\alpha}_2$
3	$\alpha_3(1)$	$\alpha_3(2)$	$\alpha_3(3)$	$\alpha_3(T)$	$\bar{\alpha}_3$	$x_3\bar{\alpha}_3$	$y_3\bar{\alpha}_3$
.	.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.	.
n	$\alpha_n(1)$	$\alpha_n(2)$	$\alpha_n(3)$	$\alpha_n(T)$	$\bar{a}_n$	$x_n\bar{\alpha}_n$	$y_n\bar{\alpha}_n$

Таблица 9.6. **Отклонения $\delta P_i(t)$ относительных нагрузок**

Номера приемников	Отклонения $\delta P_i(t)$ в моменты t				
	1	2	3	...	T
1	$\delta P_1(1)$	$\delta P_1(2)$	$\delta P_1(3)$	...	$\delta P_1(T)$
2	$\delta P_2(1)$	$\delta P_2(2)$	$\delta P_2(3)$	...	$\delta P_2(T)$
3	$\delta P_3(1)$	$\delta P_3(2)$	$\delta P_3(3)$	...	$\delta P_3(T)$
.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.
n	$\delta P_n(1)$	$\delta P_n(2)$	$\delta P_n(3)$	...	$\delta P_n(T)$

4. Вычисляют отклонения $\delta\xi(t)$ ЦЭН от центра зоны $\bar{\xi}$ и компоненту N_{xx} (табл. 9.7).

Расчетные формулы $\delta\xi(t) = \sum_{i=1}^{n} x_i\,\delta P_i(t)$; $N_{xx} = \frac{1}{T}\sum_{t}\delta\xi^2(t)$.

Вычисления компонент тензора N_{yy} и N_{xy} производят по аналогичным таблицам, в которых сомножители x_i заменены на y_i и на их произведения x_iy_i.

Таблица 9.7. **Данные для вычисления компоненты N_{xx} тензора**

Номера приемников	Произведения $x_i\delta P_i(t)$ в моменты t				
	1	2	3	...	T
1	$x_1\delta P_1(1)$	$x_1\delta P_1(2)$	$x_1\delta P_1(3)$	...	$x_1\delta P_1(T)$
2	$x_2\delta P_2(1)$	$x_2\delta P_2(2)$	$x_2\delta P_2(3)$	...	$x_2\delta P_2(T)$
3	$x_3\delta P_3(1)$	$x_3\delta P_3(2)$	$x_3\delta P_3(3)$	...	$x_3\delta P_3(T)$
.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.
n	$x_n\delta P_n(1)$	$x_n\delta P_n(2)$	$x_n\delta P_n(3)$	...	$x_n\delta P_n(T)$
Отклонения $\delta\xi(t)$	$\sum_{i=1}^{n} x_i\delta P_i(1)$	$\sum_{i=1}^{n} x_i\delta P_i(2)$	$\sum_{i=1}^{n} x_i\delta P_i(3)$	...	$\sum_{i=1}^{n} x_i\delta P_i(T)$
Квадрат отклонений $\delta\xi^2(t)$	$\delta\xi^2(1)$	$\delta\xi^2(2)$	$\delta\xi^2(3)$	...	$\delta\xi^2(T)$

Компонента тензора $$N_{xx} = \frac{1}{T}\left[\delta\xi^2(1) + \delta\xi^2(2) + \delta\xi^2(3) + \ldots\delta\xi^2(T)\right]$$

5. Вычисляют главные направления показателей разброса координат ЦЭН:

$$\operatorname{tg} 2\varphi = \frac{2N_{xy}}{N_{xx} - N_{yy}};$$

каждому значению тангенса соответствуют два угла:

$$\varphi = \frac{1}{2}\operatorname{arctg}\frac{2N_{xy}}{N_{xx} - N_{yy}} + \frac{\pi}{2}n, \quad n = 0,1.$$

Для однозначного определения угла, составленного осью Ox и осью, вдоль которой показатель разброса координат наибольший, руководствуются правилом, рассмотренным в § 9.11.

6. Вычисляют главные показатели разброса координат ЦЭН:

$$\left.\begin{matrix} N_{11} \\ N_{22} \end{matrix}\right\} = \frac{N_{xx} + N_{yy}}{2} \pm \frac{1}{2}\sqrt{(N_{xx} - N_{yy})^2 + 4N_{xy}^2}.$$

7. Строят эллипс $\delta\xi^2/N_{11} + \delta\eta^2/N_{22} = \lambda$ зоны рассеяния в системе координат, начало которой совмещено с центром зоны рассеяния ЦЭН, а оси ее направлены вдоль осей главных показателей разброса. Вдоль этих осей в масштабе откладывают величины $\sqrt{\lambda N_{11}}$ и $\sqrt{\lambda N_{22}}$.

9.16. Влияние зон рассеяния ЦЭН цехов на зону рассеяния ЦЭН промышленного предприятия

Постановка задачи. Задача состоит в том, чтобы изучить процесс формирования зоны рассеяния ЦЭН всего предприятия в зависимости от распределения нагрузок по цехам и от зон рассеяния ЦЭН цехов.

При решении этой задачи необходимо прежде всего выяснить, можно ли координаты ЦЭН всего предприятия, а стало быть, и их отклонения

от центра зоны, выразить через координаты ЦЭН цехов. Если этот вопрос будет решен положительно, то выражение любых характеристик зоны рассеяния предприятия через характеристики зон рассеяния цехов не представит принципиальных затруднений. И тогда задачи оптимизации систем электроснабжения, связанные с зонами рассеяния ЦЭН предприятия и цехов, могут быть решены.

Чтобы отличить принадлежность каждого приемника с номером i цеху с номером j, исходные данные будем снабжать двумя индексами: первый индекс i наряду с порядковыми номерами $i = 1, 2, \ldots, n$ приемников электроэнергии всего предприятия будет обозначать порядковые номера приемников по цехам $i = 1, 2, \ldots, m_1$; 1, 2, ..., m_2; ...; 1, 2, ..., m_j, а второй индекс j – порядковые номера цехов. В соответствии с этим символ $P_{ij}(t)$ означает нагрузку i-го приемника предприятия или нагрузку i-го приемника j-го цеха в момент времени t. Это относится и к координатам x_{ij} и y_{ij} мест расположения приемников.

Разложение показателя разброса нагрузок. Формулы координат ЦЭН любой группы приемников получены при минимизации показателя разброса нагрузок приемников этой группы. Решение задачи, поставленной в предыдущем пункте, связано с разложением показателя разброса нагрузок приемников предприятия на показатели разброса нагрузок приемников, распределенных по цехам.

Выражение показателя разброса нагрузок приемников всего предприятия относительно его ЦЭН (ξ_0, η_0) в момент времени t имеет вид

$$R^2(t) = \sum_{i=1}^{n} P_{ij}\left[(x_{ij} - \xi_0)^2 + (y_{ij} - \eta_0)^2\right], \tag{9.72}$$

где ξ_0 и η_0 определено из (9.52):

$$\xi_0 = \sum_{i=1}^{n} x_{ij}\alpha_{i0}; \quad \eta_0 = \sum_{i=1}^{n} y_{ij}\alpha_{i0}; \quad \alpha_{i0} = \frac{P_{ij}}{\sum\limits_{i=1}^{n} P_{ij}}. \tag{9.73}$$

На основании (9.52) координаты ЦЭН цехов в тот же момент времени t

$$\xi_j = \sum_{i=1}^{m_j} x_{ij}\alpha_{ij}; \quad \eta_j = \sum_{i=1}^{m_j} y_{ij}\alpha_{ij}; \quad \alpha_{ij} = \frac{P_{ij}}{\sum\limits_{i=1}^{m_j} P_{ij}}. \tag{9.74}$$

Известно (§ 9.6), что показатель разброса R^2 нагрузок всего промышленного предприятия разлагается на сумму

$$R^2(t) = \sum_{j=1}^{s} R_j^2(t) + \sum_{j=1}^{s} R_{0j}^2(t), \tag{9.75}$$

где

$$R_j^2(t) = \sum_{i=1}^{m_j} P_{ij}\left[(x_{ij} - \xi_j)^2 + (y_{ij} - \eta_j)^2\right] \tag{9.76}$$

– показатель разброса нагрузок приемников j-го цеха, $j = 1, 2, \ldots, s$, а

$$R_{0j}^2(t) = P_j[(\xi_j - \xi_0)^2 + (\eta_j - \eta_0)^2] \tag{9.77}$$

– показатель разброса нагрузок самих цехов относительно ЦЭН предприятия в момент времени t. Здесь s – множество цехов промышленного предприятия, а

$$P_j = \sum_{i=1}^{m_j} P_{ij}$$

– нагрузка j-го цеха.

Из (9.77) следует, что координаты ЦЭН всего предприятия связаны с координатами ЦЭН цехов равенствами

$$\xi_0 = \sum_{j=1}^{s} \xi_j \beta_j; \quad \eta_0 = \sum_{j=1}^{s} \eta_j \beta_j; \quad \beta_j = \frac{P_j}{\sum_{j=1}^{s} P_j} \tag{9.78}$$

в любой момент времени t.

Формирование отклонений ЦЭН предприятия от центра зоны. Координаты центров зон рассеяния ЦЭН всего предприятия и цехов определены равенствами:

для предприятия

$$\left.\begin{aligned} \bar{\xi}_0 &= \sum_{i=1}^{n} x_{ij} \bar{\alpha}_{i0}; \\ \bar{\eta}_0 &= \sum_{i=1}^{n} y_{ij} \bar{\alpha}_{i0}; \quad \bar{\alpha}_{i0} = \frac{1}{T} \sum_{t} \alpha_{i0}; \end{aligned}\right\} \tag{9.79}$$

для цехов

$$\left.\begin{aligned} \bar{\xi}_j &= \sum_{i=1}^{m_j} x_{ij} \bar{\alpha}_{ij}; \\ \bar{\eta}_j &= \sum_{i=1}^{m_j} y_{ij} \bar{\alpha}_{ij}; \quad \bar{\alpha}_{ij} = \frac{1}{T} \sum_{t} \alpha_{ij}. \end{aligned}\right\} \tag{9.80}$$

Теперь запишем отклонения ЦЭН предприятия от центра зоны $\bar{\xi}_0$; $\bar{\eta}_0$ в момент времени t:

$$\delta\xi_0(t) = \xi_0 - \bar{\xi}_0; \quad \delta\eta_0(t) = \eta_0 - \bar{\eta}_0. \tag{9.81}$$

На основании предыдущих соотношений эти отклонения могут быть разложены двумя способами:

$$\left.\begin{aligned} \delta\xi_0(t) &= \sum_{i=1}^{n} x_{ij} \delta P_{ij}(t) = \sum_{j=1}^{s} \sum_{i=1}^{m_j} x_{ij} \delta P_{ij}(t); \\ \delta\eta_0(t) &= \sum_{i=1}^{n} y_{ij} \delta P_{ij}(t) = \sum_{j=1}^{s} \sum_{i=1}^{m_j} y_{ij} \delta P_{ij}(t) \end{aligned}\right\} \tag{9.82}$$

или

$$\left.\begin{aligned}\delta\xi_0(t) &= \sum_{j=1}^{s}(\xi_j - \bar{\xi}_j)\beta_j + \sum_{j=1}^{s}\xi_j\beta_j - \bar{\xi}_0;\\ \delta\eta_0(t) &= \sum_{j=1}^{s}(\eta_j - \bar{\eta}_j)\beta_j + \sum_{j=1}^{s}\eta_j\beta_j - \bar{\eta}_0.\end{aligned}\right\} \tag{9.83}$$

Из (9.82) видим, что в формировании отклонений ЦЭН от центра зоны предприятия в любой момент времени t каждый приемник электроэнергии с номерами $i = 1, 2, \ldots, n$ вносит свой вклад, пропорциональный $\delta P_{ij}(t) = \alpha_{ij}(t) - \bar{\alpha}_{ij}$, независимо от того, отнесен он к цеху с номером j или нет.

Соотношения же (9.83) несут иную, принципиально отличную информацию о закономерностях формирования зоны рассеяния ЦЭН предприятия. Они показывают, что те же самые величины $\delta\xi_0(t)$ и $\delta\eta_0(t)$ отклонений могут быть интерпретированы как суммы отклонений ЦЭН цехов от центров своих зон, взвешенных по относительным нагрузкам цехов, и суммы координат $\bar{\xi}_j$ и $\bar{\eta}_j$ центров зон, взвешенных по тем же нагрузкам.

Итак, поставленная в п. 1 задача, о разложении отклонений ЦЭН предприятия от центра зоны на составляющие по цехам решена.

Разложение компонент тензора отклонений ЦЭН предприятия на составляющие тензора. Подставим в правые части (9.57) вместо отклонений их выражения из (9.82) и получим разложение компонент тензора отклонений ЦЭН предприятия на составляющие по цехам

$$\left.\begin{aligned}N_{0xx} &= \sum_{j=1}^{s} N_{j_{xx}} + \sum_{j\neq l} K_{jl_{xx}};\\ N_{0_{yy}} &= \sum_{j=1}^{s} N_{j_{yy}} + \sum_{j\neq l} K_{jl_{yy}};\\ N_{0_{xy}} &= \sum_{j=1}^{s} N_{j_{xy}} + \sum_{j\neq l} K_{jlxy}.\end{aligned}\right\} \tag{9.84}$$

Здесь

$$N_{j_{xx}} = \sum_{r,q=1}^{m_j} x_{rj}x_{qj}\frac{1}{T}\sum \delta P_{rj}(t)\,\delta P_{rq}(t) \tag{9.85}$$

– компонента тензора; она измеряет вклад, вносимый приемниками с номерами r, $q = 1, 2, \ldots, m_j$ цеха с номером j в формирование зоны рассеяния ЦЭН предприятия. Эта компонента в свою очередь распадается на дисперсионную часть при $r = q$

$$N_{j_{xx}} = \sum_{r=1}^{m_j} x_{rj}^2\frac{1}{T}\sum_t \delta P_{rj}^2(t) \tag{9.86}$$

и корреляционную часть при $r \neq q$

$$K_{j_{xx}} = \sum_{r \neq q} x_{rj} x_{qj} \frac{1}{T} \sum_{t} \delta P_{rj}(t)\, \delta P_{rq}(t). \tag{9.87}$$

Компонента

$$K_{jl_{xx}} = \sum_{j \neq l} x_{rj} x_{ql} \frac{1}{T} \sum_{t} \delta P_{rj}(t)\, \delta P_{ql}(t) \tag{9.88}$$

измеряет вклад, вносимый в формирование зоны рассеяния ЦЭН предприятия приемниками с номерами $r = 1, 2, \ldots, m_j$ и $q = 1, 2, \ldots, m_l$ цехов с номерами j и l. Слагаемые этой компоненты представляют собой произведения координат x_{rj} и x_{ql} приемников с номерами r и q, принадлежащих различным цехам, взвешенных по ковариациям их относительных нагрузок. Эта компонента не изменяет своего значения от перестановки номеров цехов $K_{jl_{xx}} = K_{lj_{xx}}$.

Составляющие разложения компоненты $N_{0_{xx}}$ могут быть представлены матрицей

$$N_{0_{xx}} = \begin{pmatrix} N_{1_{xx}} K_{12_{xx}} \ldots K_{1l_{xx}} \\ K_{21_{xx}} N_{2_{xx}} \ldots K_{2l_{xx}} \\ K_{l1_{xx}} K_{l2_{xx}} \ldots N_{l_{xx}} \end{pmatrix} \tag{9.89}$$

Составляющие $N_{j_{yy}}$, $K_{jl_{xy}}$, $N_{j_{xy}}$ и $K_{jl_{yy}}$ компонент $N_{0_{xx}}$ и $N_{0_{yy}}$ могут быть получены из записанных формул путем замены в них координат мест расположения приемников x_{ij} на y_{ij}.

В более компактной форме соотношения (9.84) представлены равенством

$$T_0 = \sum_{j=1}^{s} T_j + \sum_{j \neq l} K_{jl}, \tag{9.90}$$

где T_0 – тензор отклонений ЦЭН предприятия; T_j и K_{jl} – его составляющие.

9.17. Определение места расположения питающих подстанций с учетом третьей координаты

Такая задача возникает при проектировании (реконструкции) высотных сооружений или подстанций подземного исполнения (шахты, рудники и т. п.). В этом случае неправильное размещение подстанций приводит к значительному ухудшению экономических показателей системы электроснабжения. Для рационального размещения питающих подстанций определяют зону рассеяния ЦЭН с учетом третьей координаты, которая характеризует глубину залегания подземных разработок. Тогда координаты ЦЭН группы приемников определяются формулами, аналогичными (9.52), т. е.

$$\xi(t) = \sum_{i=1}^{n} x_i \alpha_i(t);\ \eta(t) = \sum_{i=1}^{n} y_i \alpha_i(t);\ \zeta(t) = \sum_{i=1}^{n} z_i \alpha_i(t). \tag{9.91}$$

Функции (9.91) описывают перемещение ЦЭН в некоторой области пространства; значения ее, вычисленные в дискретные моменты времени $t = 1, 2, ..., T$, образуют множество G точек в этой области, которую называют зоной рассеяния ЦЭН.

Центр зоны рассеяния ЦЭН определяется соотношениями

$$\bar{\xi} = \sum_{i=1}^{n} x_i \bar{\alpha}_i; \quad \bar{\eta} = \sum_{i=1}^{n} y_i \bar{\alpha}_i; \quad \bar{\zeta} = \sum_{i=1}^{n} z_i \bar{\alpha}_i. \tag{9.92}$$

Показатели разбросов отклонений

$$\delta\xi(t) = \sum_{i=1}^{n} x_i \delta P_i(t); \quad \delta\eta(t) = \sum_{i=1}^{n} y_i \delta P_i(t);$$

$$\delta\zeta(t) = \sum_{i=1}^{n} z_i \delta P_i(t) \tag{9.93}$$

вдоль осей Ox, Oy и Oz и показатели связи этих отклонений определяются формулами

$$\left.\begin{aligned} N_{xx} &= \sum_{r,q=1}^{n} x_r x_q \operatorname{cov}(r, q); \quad N_{yy} = \sum_{r,q=1}^{n} y_r y_q \operatorname{cov}(r, q); \\ N_{zz} &= \sum_{r,q=1}^{n} z_r z_q \operatorname{cov}(r, q); \quad N_{xy} = \sum_{r,q=1}^{n} x_r y_q \operatorname{cov}(r, q); \\ N_{xz} &= \sum_{r,q=1}^{n} x_r z_q \operatorname{cov}(r, q); \quad N_{yz} = \sum_{r,q=1}^{n} y_r z_q \operatorname{cov}(r, q). \end{aligned}\right\} \tag{9.94}$$

Показатели (9.94) являются компонентами симметричного тензора, который геометрически интерпретируется поверхностью, уравнение которой имеет вид

$$N_{xx}\delta\xi^2 + N_{yy}\delta\eta^2 + N_{zz}\delta\zeta^2 + 2N_{xy}\delta\xi\delta\eta + 2N_{xz}\delta\xi\delta\zeta + 2N_{xy}\delta\xi\zeta\eta = \lambda. \tag{9.95}$$

Уравнение (9.95) является уравнением эллипсоида тензора. Форма его подобна форме области рассеяния ЦЭН. Таким образом, в этом случае зона рассеяния ЦЭН является эллипсоидом с центром, координаты которого даны в (9.92).

Уравнение (9.95) соответствующим выбором осей $\bar{x}$, $\bar{y}$, $\bar{z}$ можно привести к виду

$$\lambda_1\bar{x}^2 + \lambda_2\bar{y}^2 + \lambda_3\bar{z}^2 = 1. \tag{9.96}$$

Таким образом, для рационального расположения питающих подстанций предприятий указанного типа необходимо размещать их внутри этого эллипсоида, что обеспечивает минимальные годовые приведенные затраты и, следовательно, является экономически целесообразным.

9.18. Вероятностно-статистический метод изучения зоны рассеяния ЦЭН

Если графики нагрузок приемников электроэнергии изучаемого объекта имеют случайный характер, то нагрузки P_i и относительные нагрузки α_i приемников, определяемые ими в любой момент времени, также являются случайными величинами, распределенными по тому или иному закону. Следовательно, координаты ЦЭН, будучи линейными комбинациями случайных величин

$$\xi = \sum_{i=1}^{n} x_i \alpha_i; \quad \eta = \sum_{i=1}^{n} y_i \alpha_i, \tag{9.97}$$

являются также случайными величинами. Здесь n – число приемников электроэнергии, а (x_i, y_i) – координаты мест их расположения. В этом случае для описания зоны рассеяния ЦЭН необходимо сначала найти закон распределения системы двух случайных координат ξ и η этих центров. Исследования [18] показали, что случайные координаты ЦЭН подчиняются нормальному закону.

Запишем функцию плотности вероятности этого закона

$$f(x, y) = \frac{1}{2\pi\sigma_\xi\sigma_\eta\sqrt{1-r^2}}\, e^{-\lambda^2}. \tag{9.98}$$

В этой формуле величина λ^2 выражается формулой

$$\lambda^2 = \frac{1}{2(1-r^2)}\left[\frac{(x-m_\xi)^2}{\sigma_\xi^2} - \frac{2r(x-m_\xi)(y-m_\eta)}{\sigma_\xi\sigma_\eta} + \frac{(y-m_\eta)^2}{\sigma_\eta^2}\right]. \tag{9.99}$$

Параметрами этого закона в терминах обсуждаемой задачи являются m_ξ, m_η – математические ожидания координат ЦЭН, они определяют центр зоны рассеяния ЦЭН приемников; σ_ξ, σ_η – средние квадратические отклонения случайных координат ЦЭН от центра зоны; r – коэффициент корреляции этих координат, выражаемый формулой

$$r = \frac{K_{\xi\eta}}{\sigma_\xi\sigma_\eta}, \tag{9.100}$$

где $K_{\xi\eta}$ – корреляционный момент случайных координат ξ и η.

Для того чтобы можно было сопоставить результаты анализа зоны рассеяния ЦЭН при вероятностно-статистическом подходе с предыдущими, общеизвестную в инженерной практике форму записи нормального закона распределения системы случайных величин (9.98) преобразуем к виду

$$f(x, y) = \frac{1}{2\pi\sqrt{\sigma_\xi^2\sigma_\eta^2 - K_{\xi\eta}^2}}\, e^{-\lambda^2} \tag{9.101}$$

и

$$\lambda^2 = \frac{1}{2(\sigma_\xi^2\sigma_\eta^2 - K_{\xi\eta}^2)} \times$$

$$\times [\sigma_\eta (x - m_\xi)^2 - 2K_{\xi\eta}(x - m_\xi)(y - m_\eta) + \sigma_\xi^2 (y - m_\eta)^2]. \qquad (9.102)$$

Эти преобразования состоят в подведении в равенстве (9.98) сомножителя $\sigma_\xi\sigma_\eta$ под знак квадратного корня, а в равенстве (9.99) – в приведении выражения в квадратных скобках к общему знаменателю и замене на основании (9.100) произведения $r\sigma_\xi\sigma_\eta$ символом $K_{\xi\eta}$ корреляционного момента.

Параметры закона плотности распределения случайных величин оценивают экспериментальным путем. В экспериментах непосредственно нельзя наблюдать случайные центры электрических нагрузок. Наблюдения могут быть проведены только над случайными нагрузками приемников электроэнергии в некоторые фиксированные моменты времени, а координаты ЦЭН вычислены по (9.97).

Допустим, что над случайными нагрузками произведены наблюдения, результаты которых сведены в табл. 9.8.

Таблица 9.8. **Графики нагрузок приемников электроэнергии**

Номера приемников	Наблюдения					
	1	2	...	q	...	k
1	p_{11}	p_{12}	...	p_{1q}	...	p_{1k}
2	p_{21}	p_{22}	...	p_{2q}	...	p_{2k}
.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.
i	p_{i1}	p_{i2}	...	p_{iq}	...	p_{ik}
.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.
n	p_{n1}	p_{n2}	...	p_{nq}	...	p_{nk}

Данные этой таблицы являются реализациями случайных графиков нагрузок приемников. При проведении новой серии экспериментов результаты наблюдений изменяются.

Задача оценки параметров распределения будет решена, если удастся выразить их через результаты экспериментов.

Найдем оценки для математических ожиданий случайных координат. По определению этих оценок имеем

$$\bar{m}_\xi = \frac{1}{k}\sum_{q=1}^{k} \xi_q; \quad \bar{m}_\eta = \frac{1}{k}\sum_{q=1}^{k} \eta_q. \qquad (9.103)$$

Принимая во внимание (9.97), получим искомые оценки, выраженные через результаты экспериментов:

$$\overline{m}_\xi = \sum_{i=1}^{n} x_i \overline{\alpha}_i; \quad \overline{m}_\eta = \sum_{i=1}^{n} y_i \overline{\alpha}_i, \tag{9.104}$$

где $\overline{\alpha}_i = \frac{1}{k} \sum_{q=1}^{k} \alpha_{iq}$ – среднее значение относительной нагрузки i-го приемника.

Далее найдем оценки для дисперсий и корреляционного момента:

$$\left.\begin{aligned} \overline{\sigma}_\xi^2 = \frac{1}{k-1} \sum_{q=1}^{k} (\xi_q - \overline{m}_\xi)^2; \quad \overline{\sigma}_\eta^2 = \frac{1}{k-1} \sum_{q=1}^{k} (\eta_q - \overline{m}_\eta)^2; \\ \overline{k}_{\xi\eta} = \frac{1}{k-1} \sum_{q=1}^{k} (\xi_q - \overline{m}_\xi)(\eta_q - \overline{m}_\eta)^2. \end{aligned}\right\} \tag{9.105}$$

Подставим в эти формулы вместо ξ_q, η_q, $\overline{m}_\xi$ и $\overline{m}_\eta$ их значения, выраженные через экспериментальные данные из (9.97) и (9.104), и после преобразований получим

$$\left.\begin{aligned} \overline{\sigma}_\xi^2 = \sum_{i,j}^{n} x_i x_j \operatorname{cov}(i,j); \quad \overline{\sigma}_\eta^2 = \sum_{i,j}^{n} y_i y_j \operatorname{cov}(i,j); \\ \overline{k}_{\xi\eta} = \sum_{i,j}^{n} x_i y_j \operatorname{cov}(i,j). \end{aligned}\right\} \tag{9.106}$$

В этих формулах символом

$$\operatorname{cov}(i,j) = \frac{1}{k-1} \sum_{i,j}^{n} \delta P_i \delta P_j = \frac{1}{k-1} \sum_{i,j}^{n} (\alpha_i - \overline{\alpha}_i)(\alpha_j - \overline{\alpha}_j) \tag{9.107}$$

обозначены ковариации – моменты связи случайных относительных нагрузок приемников электроэнергии с номерами i и j; $i, j = 1, 2, \ldots, n$.

Оценки параметров нормального распределения (9.104) и (9.106) являются состоятельными, так как при увеличении числа наблюдений они сходятся по вероятности (приближаются) к параметрам m_ξ, m_η, σ_ξ, σ_η и $K_{\xi\eta}$ нормального распределения. Они являются несмещенными, так как математические ожидания их равны самим параметрам. Смещенность оценок параметров σ_ξ^2, σ_η^2 и $K_{\xi\eta}$ устранена введением в (9.105) поправочного коэффициента $k/(k-1)$. И, наконец, эти оценки являются эффективными, так как дисперсия их минимальна.

Сравним формулы (9.104) и (9.106) оценок параметров нормального распределения с формулами центра зоны рассеяния (9.53) и компонент (9.58) тензора отклонений ЦЭН приемников. Видим, что структура (9.104) и (9.58) одна и та же, а структура (9.106) отличается от структуры (9.58) только поправочным коэффициентом $k/(k-1)$ смещенности. Дело в

том, что параметры σ_ξ^2, σ_η^2 и $K_{\xi\eta}$ нормального распределения случайных координат ЦЭН и их оценок сами являются компонентами тензора. Они преобразуются при повороте системы координат на угол α по формулам (9.61), положенным в определение тензора. Поэтому все формулы показателей характеристик зоны рассеяния, рассмотренные в предыдущих параграфах, сохраняют силу и при вероятностно-статистическом подходе к изучению зоны рассеяния, если в них символы компонент тензора разброса заменить символами оценок параметров нормального закона распределения случайных координат этих центров. Но сущность этих характеристик различная. Оценки параметров нормального распределения – случайные величины, и все показатели характеристик зоны рассеяния, полученные при помощи этих оценок, являются также случайными величинами. Они описывают зону рассеяния ЦЭН приемников с той или иной доверительной вероятностью; для каждой из них известными методами вычисляют доверительный интервал.

При вероятностно-статистическом подходе к изучению зоны рассеяния ЦЭН форма ее определяется поверхностью нормального распределения – графиком функций (9.101), которая возвышается над зоной рассеяния. Чтобы представить эту поверхность, произведем преобразование (9.101). Положив $x = m_\xi$, $y = m_\eta$, найдем, что аппликата графика этой функции в центре зоны равна

$$f(m_\xi, m_\eta) = \frac{1}{2\pi\sqrt{\sigma_\xi^2\sigma_\eta^2 - K_{\xi\eta}^2}}. \tag{9.108}$$

Запишем выражение функции (9.101) через эту аппликату:

$$f(x, y) = f(m_\xi, m_\eta)\, e^{-\lambda^2}. \tag{9.109}$$

Видно, что при увеличении параметра λ аппликата графика этой функции убывает сначала очень быстро, а затем медленнее, стремясь к нулю при безграничном возрастании этого параметра. При любом фиксированном значении параметра $\lambda = \lambda_0$ выражение его из (9.102) определяет линию уровня, в точках которой аппликаты этой функции сохраняют постоянные значения, равные

$$H = f(m_\xi, m_\eta)\, e^{-\lambda_0^2}. \tag{9.110}$$

Эти линии уровня имеют форму, подобную границе зоны рассеяния случайных центров электрических нагрузок приемников.

Уравнение этой границы согласно (9.102) имеет вид

$$\sigma_\eta^2\delta\xi^2 - 2K_{\xi\eta}\delta\xi\delta\eta + \sigma_\xi^2\delta\eta^2 = 2\lambda_0^2(\sigma_\xi^2\sigma_\eta^2 - K_{\xi\eta}), \tag{9.111}$$

где

$$\delta\xi = x - m_\xi,\ \delta\eta = y - m_\eta. \tag{9.112}$$

Параметр λ_0 из (9.110) выражается через значения аппликат H поверхности нормального распределения в точках этой границы, т. е.

$$\lambda_0^2 = -\ln \frac{H}{f(m_\xi, m_\eta)}. \tag{9.113}$$

Линия (9.111) ограничивает область попадания случайных координат ЦЭН, плотность вероятности которых $f(x, y) \geqslant H$.

Сомножитель $\sigma_\xi^2 \sigma_\eta^2 - K_{\xi\eta}^2$ в правой части уравнения (9.111) является дискриминантом квадратичной формы; он определяет вид линии, которая описывается этим уравнением, а следовательно, форму зоны рассеяния.

Если $\sigma_\xi^2 \sigma_\eta^2 - K_{\xi\eta}^2 > 0$, то эта зона представляет собой эллипс, при $\sigma_\xi = \sigma_\eta$ и $K_{\xi\eta} = 0$ эллипс вырождается в круг, при $\sigma_\xi^2 \sigma_\eta^2 = K_{\xi\eta}^2$ зона рассеяния – отрезок прямой.

Направление осей эллипса (9.111) определяется (9.67). В этих осях дисперсии случайных координат достигают наибольшего σ_1^2 и наименьшего σ_2^2 значений, определенных по (9.69), а корреляционный момент $K_{\xi\eta} = 0$ и (9.111) принимает вид

$$\sigma_2^2 \delta\xi^2 + \sigma_1^2 \delta_\eta^2 = 2\lambda_0^2 \sigma_1^2 \sigma_2^2. \tag{9.114}$$

Поделив обе части этого уравнения на $2\lambda_0^2 \sigma_1^2 \sigma_2^2$, получим каноническое уравнение эллипса

$$\frac{\delta\xi^2}{2\lambda_0^2 \sigma_1^2} + \frac{\delta\eta^2}{2\lambda_0^2 \sigma_2^2} = 1, \tag{9.115}$$

описывающего форму зоны рассеяния. Полуоси этого эллипса равны

$$a = \sqrt{2}\,\lambda_0 \sigma_1; \quad b = \sqrt{2}\,\lambda_0 \sigma_2. \tag{9.116}$$

Вероятность попадания случайных координат центров электрических нагрузок в эллипс заданных размеров вычисляют следующим образом:

$$P = \iint\limits_s f(x, y)\, dx\, dy = 1 - e^{-\lambda_0^2}, \tag{9.117}$$

где s – область, ограниченная эллипсом.

Из этого равенства видно, что вероятность попадания случайных ЦЭН увеличивается с возрастанием параметра λ_0. Соотношение (9.117) используют для вычисления вероятности попадания случайных ЦЭН в зону, если задан ее параметр λ_0.

Вычислим вероятность попадания случайных ЦЭН в зону, ограниченную единичным эллипсом. Такой эллипс имеет параметр $\lambda^2 = 1/2$, а полуоси $a = \sigma_1$ и $b = \sigma_2$.

По (9.117) находим, что вероятность попадания ЦЭН в зону, ограниченную этим эллипсом, равна

$$P = 1 - e^{-1/2} = 0{,}393.$$

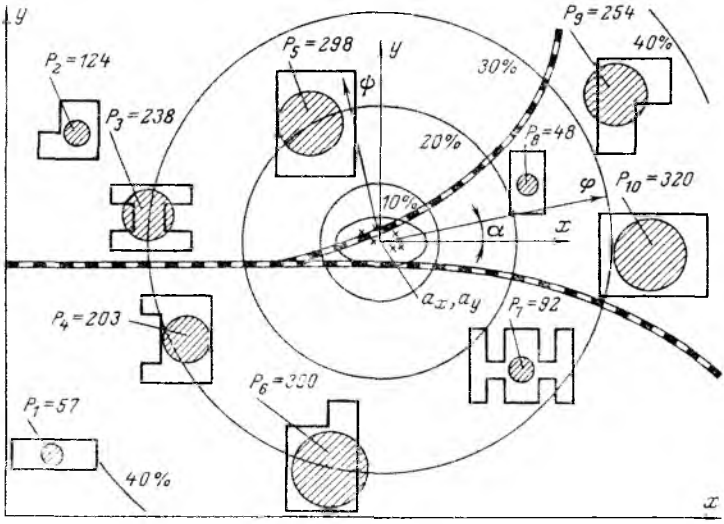


Рис. 9.8. Генеральный план предприятия с зоной рассеяния ЦЭН

Если задана вероятность P попадания случайных центров электрических нагрузок в зону рассеяния, то из (9.117) определяют параметр λ_0 и по (9.116) вычисляют полуоси эллипса. Например, пусть вероятность попадания в зону рассеяния $P = 0{,}95$. Из уравнения $0{,}95 = 1 - e^{-\lambda_0^2}$ находим, что $\lambda_2 = 3$, и по (9.116) вычисляем полуоси $a = \sqrt{6}\,\sigma_1$, $b = \sqrt{6}\,\sigma_2$ эллипса, ограничивающего эту зону.

Пример 9.3. Для промышленного предприятия, генплан которого приведен на рис. 9.8, построить зону рассеяния ЦЭН.

Координаты мест расположения цехов следующие: $x_1 = 55$; $y_1 = 50$; $x_2 = 60$; $y_2 = 193$; $x_3 = 114$; $y_3 = 161$; $x_4 = 124$; $y_4 = 104$; $x_5 = 184$; $y_5 = 197$; $x_6 = 188$; $y_6 = 50$; $x_7 = 272$; $y_7 = 90$; $x_8 = 274$; $y_8 = 169$; $x_9 = 311$; $y_9 = 209$; $x_{10} = 326$; $y_{10} = 139$ м.

Для сокращения объема примера суточные графики электрических нагрузок не приведены. В первый момент времени они равны $P_1 = 57$; $P_2 = 124$; $P_3 = 238$; $P_4 = 201$; $P_5 = 294$; $P_6 = 300$; $P_7 = 92$; $P_8 = 48$; $P_9 = 254$; $P_{10} = 225$ кВт.

Дальнейший порядок расчета следующий.

1. Вычисляют координаты ЦЭН по формулам

$$\xi_{01} = \frac{55 \cdot 57 + 60 \cdot 124 + 114 \cdot 238 + 124 \cdot 201 + 184 \cdot 294 + 188 \cdot 300 + 272 \cdot 92 + 274 \cdot 48 + 311 \cdot 254 + 326 \cdot 225}{1833} = 198{,}36 \text{ м};$$

$$\eta_{01} = \frac{50 \cdot 57 + 193 \cdot 124 + 161 \cdot 238 + 104 \cdot 201 + 197 \cdot 294 + 50 \cdot 300 + 90 \cdot 92 + 169 \cdot 48 + 208 \cdot 254 + 139 \cdot 225}{1833} = 141{,}53 \text{ м}.$$

Остальные точки ЦЭН находят аналогично.

2. Вычисляют оценки параметров нормального закона распределения по (9.104) и (9.106), т. е.

$$\overline{m}_\xi = 202{,}29;\ \overline{m}_\eta = 140{,}55;\ \overline{\sigma}_\xi^2 = 22{,}72;$$
$$\overline{\sigma}_\xi^2 = 4{,}76;\ \overline{\sigma}_\eta^2 = 8{,}74;\ \overline{\sigma}_\eta = 2{,}95;\ \overline{k}_{\xi\eta} = 2{,}36.$$

3. Вычисляют направления осей эллипса по (9.67):

$$\operatorname{tg} 2\alpha = 0{,}34;\ \alpha = 9^\circ.$$

4. Вычисляют по (9.116) полуоси эллипса при условии, что вероятность попадания ЦЭН в зону, ограниченную этим эллипсом, равна 0,95:

$$a = 11{,}7;\ b = 7{,}0.$$

Для построения зоны рассеяния, ограниченной эллипсом, переносят начало координат в точку с координатами $\overline{m}_\xi = 202{,}29$ и $\overline{m}_\eta = 140{,}55$, поворачивают ее на угол $\alpha = 9^\circ$ и по осям этой системы координат откладывают значения полуосей эллипса $a = 11{,}7$ и $b = 7{,}0$. На рис. 9.8 изображена зона рассеяния центра электрических нагрузок, ограниченная этим эллипсом.

9.19. Определение зон увеличения приведенных расчетных годовых затрат при смещении подстанции из зоны рассеяния ЦЭН

Практика проектирования и эксплуатации систем электроснабжения промышленных предприятий показала, что расположить подстанцию в зоне рассеяния ЦЭН не всегда оказывается возможным по многим причинам. Так, например, зона рассеяния ЦЭН может попасть на территорию какого-либо цеха или другого производственного помещения, на линию железной дороги и т. д. Иногда расположить подстанцию в зоне рассеяния ЦЭН нельзя по техническим условиям производства, геологическим условиям, архитектурным соображениям. Таким образом, определение зоны рассеяния ЦЭН не решает полностью вопроса о выборе местоположения ГПП (ГРП) или ТП.

Исследования показали, что смещение подстанции из зоны рассеяния ЦЭН приводит к ухудшению технико-экономических показателей системы электроснабжения. При невозможности расположения ГПП или ГРП в зоне рассеяния ЦЭН необходимо оценить, к чему приводит смещение, и на основании этого решить вопрос о местоположении подстанции.

С этой целью всю территорию проектируемого объекта на генплане разбивают на отдельные зоны, которые называют зонами увеличения приведенных годовых затрат.

Для описания таких зон используем материал § 9.18, где изложен вероятностно-статистический подход к изучению зоны рассеяния центра электрических нагрузок.

Если принять $\sigma_\xi = \sigma_\eta$; $K_{\xi\eta} = 0$, то эллипс преобразуется в круг, радиус которого при доверительной вероятности, равной 0,95, будет

$$R = \sqrt{6}\,\sigma_1, \tag{9.118}$$

где σ_1 вычисляют по (9.69).

Такое допущение справедливо, если погрешность замены эллипса кругом не превышает 10%. В противном случае такая замена является недопустимой и зоны следует определять в виде эллипсов.

Так как зона рассеяния ЦЭН представляет собой круг, то при определении зон удобнее представить их также в виде кругов с радиусами R_1, R_2, $R_3, \ldots$, R_n. Как показали исследования, смещение подстанции на одно и то же расстояние в любом направлении при прочих одинаковых условиях дает практически одинаковое увеличение приведенных годовых затрат.

Круг радиуса R_1 является кругом рассеяния координат ЦЭН, и для него выполняется неравенство $0 \leqslant \Delta \leqslant 0{,}05$, где Δ – увеличение приведенных годовых затрат при расположении подстанции вне зоны ЦЭН.

Для следующей зоны, ограниченной окружностью с радиусами R_1 и R_2, выполняется неравенство $0{,}05 \leqslant \Delta \leqslant 0{,}10$, т. е. увеличение приведенных годовых затрат в этой зоне не превышает 10%; в следующей зоне R_2, R_3 выполняется неравенство $0{,}10 \leqslant \Delta \leqslant 0{,}20$ и т. д.

Продолжая рассуждения далее, получают для каждой зоны соответствующие неравенства, характеризующие предел изменения приведенных годовых затрат. Радиусы R являются функцией Δ.

Анализ зависимости $R = f(\Delta)$ показал, что наиболее простым аналитическим выражением, соответствующим полученным данным исследования, является дробно-линейная функция вида

$$f(\Delta) = \frac{K\Delta}{1 - \Delta}, \tag{9.119}$$

где $K > 1$ – коэффициент пропорциональности, характеризующий меру вогнутости кривой.

Коэффициент K определяют из условия, что при определении зоны рассеяния координат ЦЭН $R_1 = \sqrt{6}\,\sigma_1$; $\Delta = 0{,}05$, откуда

$$K = 32{,}8\sqrt{2}\,\sigma_1; \tag{9.120}$$

$$R = 46\sigma_1 \frac{\Delta}{1 - \Delta}. \tag{9.121}$$

Пользуясь (9.121), получают искомые значения радиусов зон. Полученные выражения (9.118) и (9.121) позволяют определить зону рассеяния ЦЭН и зоны увеличения приведенных затрат. На рис. 9.8 зоны увеличения приведенных годовых затрат показаны в виде окружностей.

Пример 9.4. Определить зоны увеличения приведенных годовых затрат промышленного предприятия, зона рассеяния которого определена в примере 9.3.

1. Из данных примера 9.3 $\sigma_1 = 3{,}7$.

2. Вычислим радиусы зон увеличения приведенных годовых затрат соответственно для

$$0 \leqslant \Delta \leqslant 0{,}05;\ R_1 = \frac{46 \cdot 3{,}7 \cdot 0{,}05}{1 - 0{,}05} \approx 9;$$

$$0{,}05 \leqslant \Delta \leqslant 0{,}1;\ R_2 = \frac{46 \cdot 3{,}7 \cdot 0{,}1}{1 - 0{,}1} \approx 19;$$

$$0{,}10 \leqslant \Delta \leqslant 0{,}20;\ R_3 = \frac{46 \cdot 3{,}7 \cdot 0{,}2}{1 - 0{,}2} \approx 43;$$

$$0{,}20 \leqslant \Delta \leqslant 0{,}30;\ R_4 = \frac{46 \cdot 3{,}7 \cdot 0{,}3}{1 - 0{,}3} \approx 73;$$

$$0{,}30 \leqslant \Delta \leqslant 0{,}40;\ R_5 = \frac{46 \cdot 3{,}7 \cdot 0{,}4}{1 - 0{,}4} \approx 114.$$

9.20. Определение места расположения ГПП (ГРП) с учетом развития систем электроснабжения промышленных предприятий

Проектирование систем электроснабжения промышленных предприятий без учета перспективы роста электрических нагрузок приводит к тому, что вскоре после введения предприятия в эксплуатацию питающие и распределительные сети не отвечают изменившимся условиям. Это положение подтверждают многочисленные работы по анализу систем электроснабжения промышленных предприятий. Принимать же завышенные мощности трансформаторов, линий и другого электрооборудования с перспективой использования через 10 – 15 лет нецелесообразно.

Производить реконструкцию систем электроснабжения в условиях эксплуатации довольно сложно, а иногда почти невозможно. В то же время незначительное изменение (увеличение) потребляемой мощности приводит к тому, что условие экономической и технической целесообразности системы электроснабжения применительно к новому, повышенному потреблению мощности нарушается. В этом случае проводят реконструкцию, причем рационально реконструированная система электроснабжения окупается, как правило, в 1 – 2 года.

Обычно главными затруднениями при реконструкции системы электроснабжения промышленных предприятий являются необходимость изменения положения ГПП (ГРП), ТП, а также необходимость перехода на другое напряжение.

Ниже рассматривается положение ГПП (ГРП) на территории промышленного предприятия с учетом развития системы промышленного электроснабжения. Для построения рациональной системы электроснабжения про-

мышленного предприятия необходимо уже при проектировании учитывать ее возможное развитие. Для оптимального выбора места расположения ГПП или ГРП с учетом роста электрических нагрузок на генплан промышленного предприятия наносят:

1) зону рассеяния ЦЭН, соответствующую статическому состоянию системы электроснабжения промышленного предприятия;

2) зону рассеяния ЦЭН, соответствующую развитию предприятия на планируемый срок (обычно 15—20 лет) без учета изменения геометрии генплана предприятия (строительства новых цехов и освоения прилежащих к территории предприятия новых площадей);

3) зону рассеяния ЦЭН, соответствующую перспективному развитию и росту электрических нагрузок при условии изменения геометрии генплана предприятия.

Методика построения указанных зон рассеяния ЦЭН приведена в § 9.4.

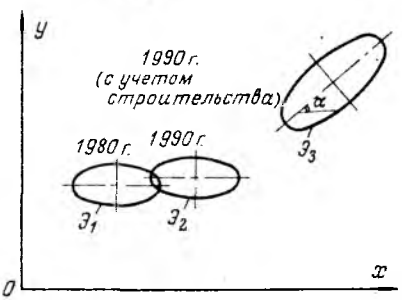


Рис. 9.9. Зоны рассеяния ЦЭН промышленного предприятия:
эллипс $Э_1$ — зона рассеяния электрических нагрузок за определенный период (1980 г.); эллипс $Э_2$ — зона рассеяния нагрузок с учетом роста потребления электроэнергии на определенное время (10 лет) без учета строительства; эллипс $Э_3$ — зона рассеяния с учетом строительства новых цехов

Нанесение зон рассеяния ЦЭН на генплан проектируемого предприятия позволяет не только определить места расположения ГПП (ГРП), но и наметить их количество. Чем больше расстояние между зонами рассеяния на генплане, тем больше вероятность экономической и технической целесообразности сооружения двух и более ГПП (ГРП) или ТП.

Следует отметить, что изменение геометрии генплана промышленного предприятия обычно приводит к изменению ориентации осей симметрии эллипса рассеяния, соответствующего росту электрических нагрузок предприятия. Как видно из рис. 9.9, оси симметрии эллипса рассеяния ЦЭН $Э_3$ для уровня нагрузок 1990 г. (с учетом изменения геометрии генплана) образуют с осями симметрии эллипсов рассеяния ЦЭН для уровня нагрузок $Э_1$ 1980 г. и уровня нагрузок $Э_2$ 1990 г. (без учета изменения геометрии генплана) некоторый угол α. Это связано с изменившейся конфигурацией генплана, учитывающего намеченное строительство новых цехов.

Таким образом, определение местоположения ГПП (ГРП) необходимо производить с учетом развития как отдельных цехов, так и всего промышленного предприятия.

9.21. Характерные схемы электроснабжения промышленных предприятий

Внешнее электроснабжение

а) **Питание от энергосистемы без собственных электростанций.** На рис. 9.10 приведены основные характерные схемы электроснабжения промышленных предприятий, питание которых производят только от энергосистем.

На рис. 9.10, *а* представлена схема радиального питания. Здесь напряжение сети внешнего электроснабжения совпадает с высшим напряжением сети на территории предприятия (система внутреннего электроснабжения), благодаря чему не требуется трансформация для предприятия в целом. Такие схемы электроснабжения характерны при питании прежде всего на напряжениях 6, 10 и 20 кВ.

На рис. 9.10, *б* приведены схемы так называемого глубокого ввода 20–110 кВ и редко 220 кВ, когда напряжение от энергосистемы без трансформации вводят по схеме двойной транзитной сквозной магистрали на внутреннюю территорию предприятия. В этой схеме при напряжении 35 кВ понижающие трансформаторы устанавливают непосредственно у зданий цехов и они имеют низшее напряжение 0,69–0,4 кВ. Однако при напряжениях энергосистемы 110–220 кВ непосредственная трансформация на 0,69–0,4 кВ для цеховых сетей оказывается обычно нецелесообразной из-за сравнительно малой суммарной мощности потребителей отдельного цеха. В таких случаях может оказаться целесо-

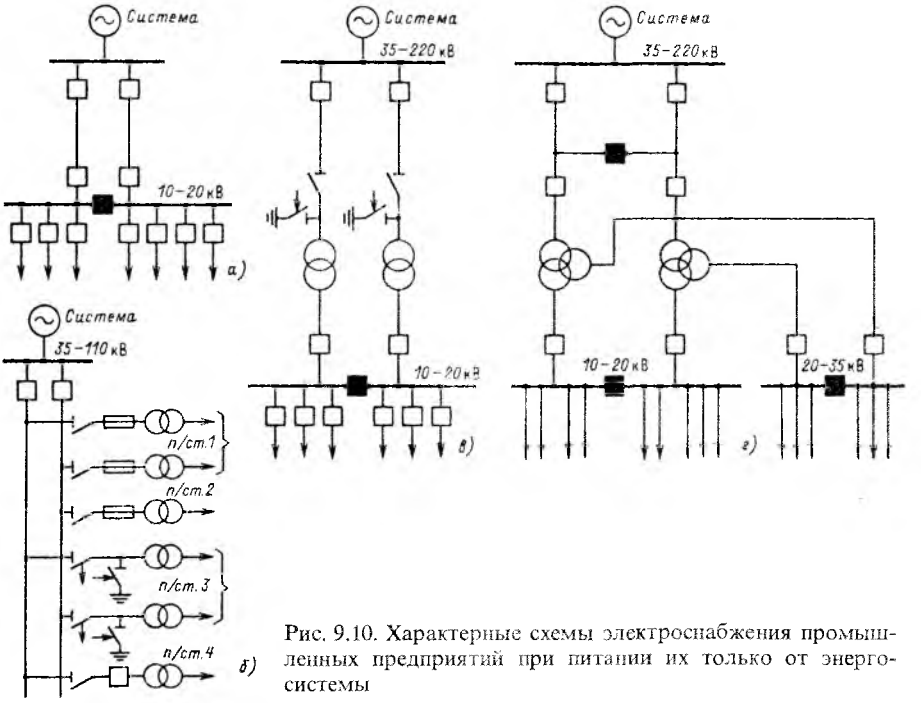


Рис. 9.10. Характерные схемы электроснабжения промышленных предприятий при питании их только от энергосистемы

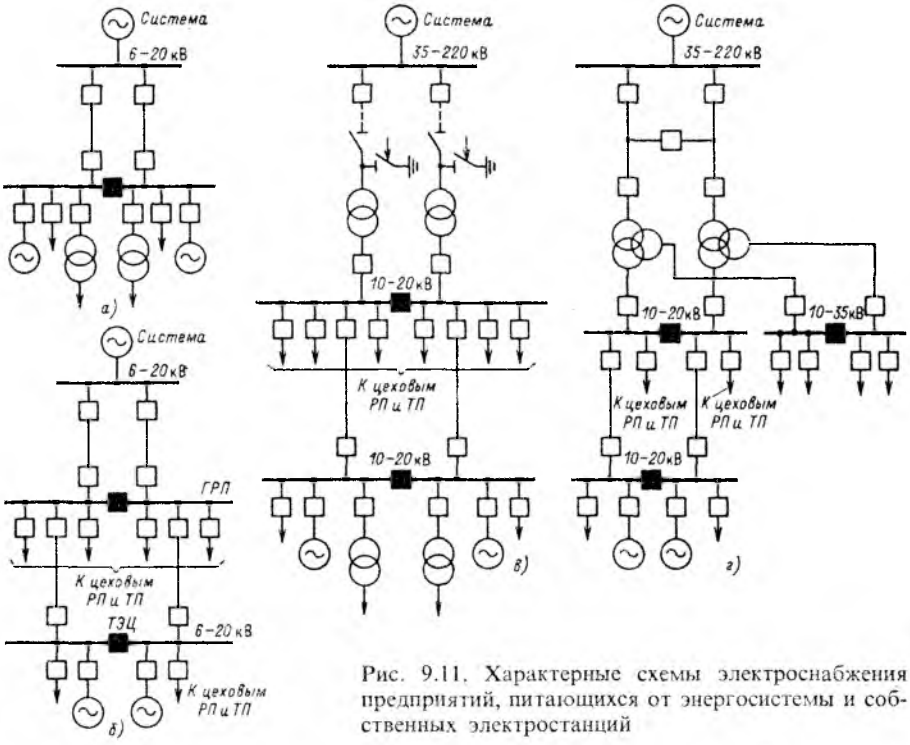


Рис. 9.11. Характерные схемы электроснабжения предприятий, питающихся от энергосистемы и собственных электростанций

образной промежуточная трансформация на напряжение 10—20 кВ на нескольких промежуточных понизительных подстанциях, каждая из которых должна питать свою группу цехов. В случаях крупных печных или специальных преобразовательных установок большой мощности может оказаться нецелесообразным трансформировать напряжение 110 или 220 кВ непосредственно на технологическое напряжение (обычно отличное от 0,69 или 0,4 кВ) с установкой специальных понижающих трансформаторов у зданий цехов.

На рис. 9.10, *в* приведена возможная схема электроснабжения промышленного предприятия с наличием трансформации, осуществляемой в месте перехода от схемы внешнего к схеме внутреннего электроснабжения, которая характерна для предприятий значительной мощности и большой территории.

На рис. 9.10, *г* дана схема при условии трансформации на два напряжения, что характерно для мощных предприятий, находящихся на значительном расстоянии друг от друга.

б) **Питание от энергосистемы при наличии на промышленном предприятии собственной электростанции.** На рис. 9.11 приведены характерные схемы электроснабжения промышленных предприятий при наличии на предприятии собственной электростанции. На рис. 9.11, *а* дана схема для случая, когда место расположения электростанции совпадает с центром электрических нагрузок предприятия и питание предприятия от энерго-

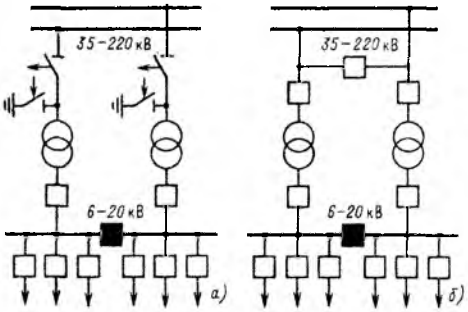


Рис. 9.12. Схемы присоединения трансформаторов ГПП к сети энергосистемы напряжением 35–220 кВ

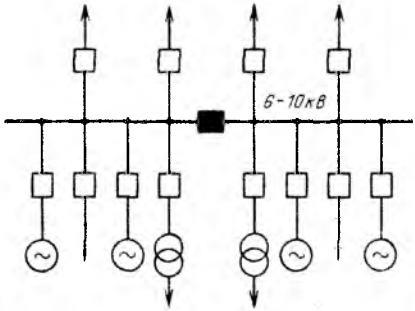


Рис. 9.13. Характерная схема электроснабжения при питании промышленного предприятия только от собственной электростанции, расположенной на его территории

системы осуществляют на генераторном напряжении. На рис. 9.11, *б* приведена схема для случая, когда электростанция находится в удалении от центра электрических нагрузок, но питание от системы происходит на генераторном напряжении. На рис. 9.11, *в* представлена схема для случая, когда питание от системы осуществляют на повышенном напряжении и распределение элекроэнергии по территории предприятия происходит на генераторном напряжении. Электростанция предприятия помещена вне центра электрических нагрузок.

На рис. 9.11, *г* изображена схема, условия которой аналогичны схеме, представленной на рис. 9.11, *в*, но трансформацию производят на два напряжения.

В схемах на рис. 9.10, *б* и *г*, 9.11, *в*, *г* для питания от системы на напряжениях 35 – 220 кВ могут применяться варианты, приведенные на рис. 9.12. Схему на рис. 9.12, *а* (без выключателей на стороне высшего напряжения) рекомендуют как более дешевую в исполнении и не менее надежную в эксплуатации, чем схема на рис. 9.12, *б*. Однако применение схемы на рис. 9.12, *а* возможно только для тех случаев, когда операцию по включению и отключению трансформаторов ежедневно не производят, так как соблюдают экономически целесообразный режим их работы. Если отключение и включение трансформаторов происходит ежедневно, выбирают схему, представленную на рис. 9.12, *б*.

в) **Питание только от собственной электростанции** (рис. 9.13). Это также имеет место, особенно для предприятий, удаленных от сетей энергосистем; однако по мере развития электрификации количество таких случаев будет уменьшаться.

Внутреннее электроснабжение

Схемы электроснабжения, обеспечивающие питание предприятия на его территории, из-за большой разветвленности, большого количества аппаратов должны быть значительно дешевле и надежнее, чем схемы внешнего электроснабжения.

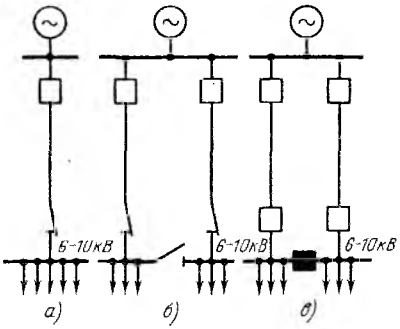


Рис. 9.14. Характерные радиальные схемы питания промышленного предприятия (схемы внутреннего электроснабжения)

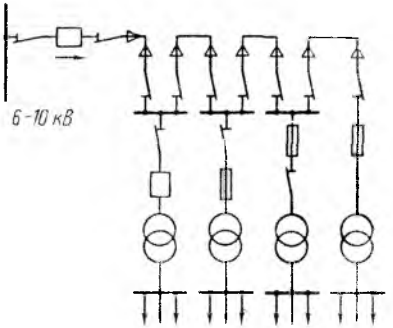


Рис. 9.15. Характерная магистральная схема питания промышленного предприятия в системе внутреннего электроснабжения

Это положение обеспечивается тем, что в зависимости от конкретных требований обеспечения питания приемников и потребителей применяют различные схемы питания.

а) **Схемы радиального питания.** Радиальными являются схемы, в которых электроэнергию от центра питания (электростанции предприятия, подстанции или распределительного пункта) передают прямо к цеховой подстанции без ответвлений на пути для питания других потребителей. Такие схемы имеют значительное количество отключающей аппаратуры и число питающих линий. Исходя из этого, можно сделать вывод, что применять радиальные схемы следует только для питания достаточно мощных потребителей. На рис. 9.14 приведены характерные схемы рационального питания для систем внешнего и внутреннего электроснабжения промышленных предприятий.

Схема на рис. 9.14, *а* предназначена для питания потребителей 3-й категории или потребителей 2-й категории с пониженной ответственностью, где допустим перерыв в электроснабжении на срок до 1 – 2 сут. Схема на рис. 9.14, *б* предназначена для потребителей 2-й категории, перерыв питания у которых может быть допущен в пределах не более 1 – 2 ч. Схема на рис. 9.14, *в* предназначена для электроснабжения потребителей 1-й категории, но ее используют и для питания потребителей 2-й категории, перерыв в питании которых влечет за собой недоотпуск продукции и которые имеют народнохозяйственное значение в масштабе страны, например заводы по выпуску подшипников.

б) **Схема магистрального питания.** Магистральные схемы применяют в системе внутреннего электроснабжения предприятий в том случае, когда потребителей достаточно много и радильные схемы питания явно нецелесообразны. Обычно магистральные схемы обеспечивают присоединение пяти-шести подстанций с общей мощностью потребителей не более 5000 – 6000 кВ · А. На рис. 9.15 приведена типичная схема магистрального питания. Эти схемы характеризуются пониженной надежностью питания, но дают возможность уменьшить число отключающих аппаратов и более удачно скомпоновать потребителей для питания.

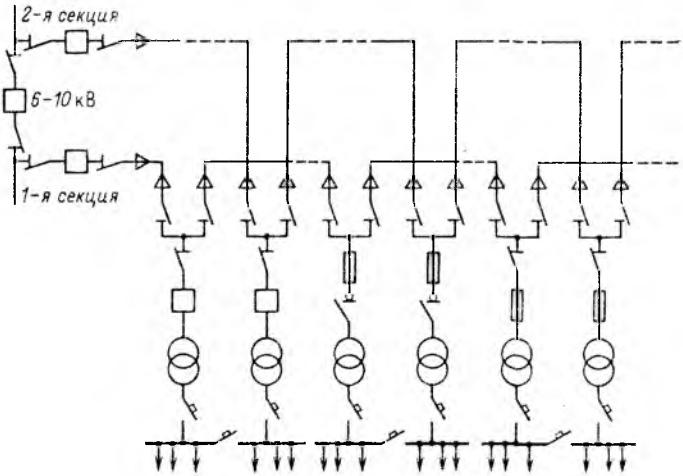
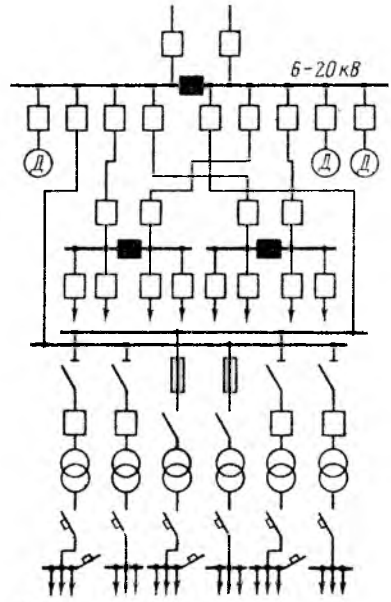


Рис. 9.16. Характерная схема питания сквозными двойными магистралями в системе внутреннего электроснабжения предприятия

Когда необходимо сохранить преимущества магистральных схем и обеспечить высокую надежность питания, применяют систему транзитных (сквозных) магистралей (рис. 9.16). В этой схеме при повреждении любой из питающих магистралей высшего напряжения питание надежно обеспечивают по второй магистрали путем автоматического переключения потребителей на секцию шин низшего напряжения трансформатора, оставшегося в работе. Это переключение происходит со временем 0,1 – 0,2 с, что практически не отражается на электроснабжении потребителей.



в) **Схемы смешанного питания.** В практике проектирования и эксплуатации систем электроснабжения промышленных предприятий редко встречаются схемы, построенные только по радиальному или только магистральному принципу. Обычно крупные и ответственные потребители или приемники питают по радиальной схеме. Средние и мелкие потребители группируют и их питание осуществляют по магистральному принципу. Такое решение позволяет создать схему внутреннего электроснабжения с наилучшими технико-экономическими показателями. На рис. 9.17 приведена такая схема смешанного питания.

Рис. 9.17. Схема смешанного питания потребителей в системе внутреннего электроснабжения промышленного предприятия

Глава десятая

ШИНЫ И ШИНОПРОВОДЫ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

10.1. Общие положения

На промышленных предприятиях черной и цветной металлургии, химических и других энергоемких производствах в связи с увеличением их мощности и ростом плотности электрических нагрузок появилась необходимость передавать токи 5000 А и более при напряжениях 6—20 кВ. В этих случаях целесообразно применять специальные мощные шинопроводы (токопроводы), которые имеют преимущества перед линиями, выполненными из большого числа параллельно проложенных кабелей. Преимущества эти следующие: большая надежность, возможность индустриализации электромонтажных работ, а также доступность наблюдения и осмотра шинопроводов в условиях эксплуатации.

При сравнении шинопроводов и кабельных линий решающими факторами являются приведенные годовые затраты и обеспечение необходимого уровня напряжения и пределов его изменения у приемников электроэнергии. На решение вопроса о применении мощных токопроводов может оказать влияние также характер генплана предприятия. Капитальные вложения в шинопроводы зависят от передаваемой мощности, принятого варианта размещения нагрузок токов КЗ, а также от необходимости иметь устройства грозозащиты. Для кабельных линий капитальные затраты зависят в основном от напряжения сети и выбранного способа прокладки.

Прежде чем определять и сравнивать годовые затраты по вариантам, необходимо убедиться в технической осуществимости этих вариантов и для каждого из них найти наиболее экономичное решение. Например, шинопроводы целесообразнее размещать над землей на открытом воздухе, так как размещение их в туннеле или подземной галерее приводит к значительному удорожанию строительной части и увеличению потерь в железобетонных конструкциях. Если приведенные годовые затраты на шинопроводы и кабельные линии примерно одинаковы, то предпочтение следует отдавать шинопроводам, так как они обладают большей надежностью.

10.2. Определение активного и реактивного сопротивлений шинопровода

При определении активного сопротивления шинопровода следует учитывать явления поверхностного эффекта и эффекта близости.

Сущность поверхностного эффекта заключается в том, что под влиянием ряда факторов переменный ток по сечению проводника распределяется неравномерно, смещаясь к поверхностным слоям. Постоянный ток, если не учитывать различной температуры в отдельных слоях проводника, распределяется по его сечению равномерно. Неравномерное распределение переменного тока по сечению проводника вызывает неполное

использование этого сечения, отчего сопротивление его как бы возрастает по сравнению с сопротивлением этого же проводника постоянному току. Если принять сопротивление проводника любой конкретной формы постоянному току за единицу, то сопротивление этого же проводника переменному току будет несколько большим. Поверхностный эффект оценивают коэффициентом поверхностного эффекта $k_{\text{п.э}} = R_{\sim}/R_{=}$, где $R_{\sim}$ – сопротивление проводника переменному току (активное); $R_{=}$ – сопротивление проводника постоянному току (омическое).

Коэффициент поверхностного эффекта всегда больше единицы. Для определения $k_{\text{п.э}}$ существуют формулы, однако они сложны и пользоваться ими для расчетов нецелесообразно.

Для упрощения расчетов $k_{\text{п.э}}$ используют специальные номограммы.

Магнитные поля при расположенных близко проводниках (обратный проводник в однофазной системе или проводники соседних фаз в трехфазной системе) влияют друг на друга, и в них происходит перераспределение тока по сечению. Это явление носит название эффекта близости. Вызываемая эффектом близости неравномерность распределения тока по сечению проводника ведет к увеличению разницы в сопротивлениях проводов переменному и постоянному токам.

Явления поверхностного эффекта и эффекта близости учитывают совместно коэффициентом дополнительных потерь

$$k_{\text{д.п}} = k_{\text{п.э}} k_{\text{э.б}}.$$

Для оценки $k_{\text{д.п}}$ можно пользоваться табл. 4.4 из [18]. Там же имеются более подробные сведения о явлениях поверхностного эффекта и эффекта близости.

Активное сопротивление определяют по формуле

$$R = \frac{\rho l}{s}\left[1 + k_{\text{и.с}}(\theta_2 - \theta_1)\right], \tag{10.1}$$

где ρ – удельное сопротивление проводника, Ом · мм^2/м, при температуре θ_1 (обычно θ_1 принимают равной 20 °С); l – длина проводника, м; s – сечение проводника, мм^2; $k_{\text{и.с}}$ – температурный коэффициент изменения сопротивления (для меди и алюминия $k_{\text{и.с}} = +0{,}004$); θ_2 – температура, при которой определяют сопротивление проводника, °С.

Увеличение сопротивления проводника за счет поверхностного эффекта и эффекта близости учитывают введением коэффициента дополнительных потерь:

$$R_{\sim} = R_{=} k_{\text{д.п}} = R_{=} k_{\text{п.э}} k_{\text{э.б}}.$$

Увеличение активного сопротивления шинопровода за счет потерь в металлических конструкциях, заключающих в себе шинопровод, учитывают введением в расчеты коэффициента k_k:

$$R'_{\sim} = R_{=} k_k. \tag{10.2}$$

Полное активное сопротивление шинопровода, Ом, определяют выражением

$$R_{\sim\text{п}} = R_{\sim} + R'_{\sim}. \tag{10.3}$$

При определении реактивного сопротивления шинопровода исходят из следующего. Для шинопроводов большой протяженности (длина значительно превышает линейные размеры шинопровода в поперечном разрезе) определяют индуктивность шинопровода, Гн/км,

$$L = 2\left(\ln\frac{2l}{g} - 1\right)\cdot 10^{-4}, \tag{10.4}$$

где l — длина шинопровода, см; g — среднегеометрическое расстояние площади поперечного сечения пакета шин от самого себя, см.

Взаимную индуктивность, Гн/км, определяют по формуле

$$M = 2\left(\ln\frac{2l}{g_{12}} - 1\right)\cdot 10^{-4}, \tag{10.5}$$

где g_{12} — среднегеометрическое расстояние между двумя пакетами шинопровода, см.

Пакет шин, состоящий из нескольких полос, рассматривают как один проводник с соответствующим для его исполнения среднегеометрическим расстоянием (табл. 10.1).

При расположении осей шин по вершинам равностороннего треугольника (симметричный шинопровод) взаимная индуктивность фаз одинакова, т. е.

$$M_{12} = M_{23} = M_{13} = M.$$

Реактивное сопротивление шинопровода, Ом, в этом случае равно

$$x_1 = x_2 = x_3 = x = \omega(L - M).$$

Из (10.4) и (10.5) при $f = 50$ Гц, $l = 1$ км находим

$$x = 628\left(\ln\frac{d}{g}\right)10^{-4}, \tag{10.6}$$

где d — расстояние между осями фаз, см.

При расположении осей шин в одной плоскости (вертикально или горизонтально) и расстояниях между осями фаз 1—2 и 2—3, равных d, а между осями фаз 1—3, равных $2d$,

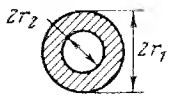
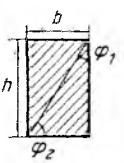
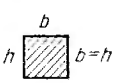
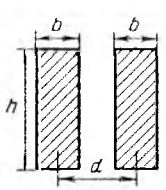
$$x_1 = x_3 = \omega\left[L - 0{,}5\,(M_{13} + M_{12})\right];\ x_2 = \omega(L - M_{12}).$$

Из (10.4) и (10.5) при $f = 50$ Гц, $l = 1$ км находим

$$x_1 = x_3 = 628\left(\ln\frac{d}{g} + 0{,}346\right)\cdot 10^{-4}; \tag{10.7}$$

$$x_2 = 628\left(\ln\frac{d}{g}\right)10^{-4}. \tag{10.8}$$

Таблица 10.1. **Формулы для определения среднегеометрического расстояния шин в зависимости от конструктивного исполнения шинопровода**

Конструктивное исполнение шинопровода	Формула для определения среднегеометрического расстояния фигуры самой от себя
	$g = re^{-0,25} \approx 0,782\ r$
	$\ln g = \ln r_1 - \frac{r_2^4}{(r_1^2 - r_2^2)}$; $\ln \frac{r_1}{r_2} + 0.25 \frac{3r_2^2 - r_1^2}{r_1^2 - r_2^2}$
	$g = 0,224(b + h)$
	$(b + h)^2 \ln g = b^2 \ln b + h \ln h + 2bh \ln d + h(b + h)\psi_1 + b(b + h)\psi_2 - \frac{2}{3}(b + h)^2$; ψ_1, ψ_2 – в радианах; $1^\circ = 0,017453$
	$\lg g = \ln b - 0,54$
	$\lg g = \ln d + f$; (f – функция); $\left(\frac{h}{d}; \frac{b}{h}\right)$ при $b < h$; $\left(\frac{b}{d}; \frac{h}{b}\right)$ при $b > h$

При расположении осей фаз шинопровода в одной плоскости из-за неодинаковости взаимоиндукции между различными парами фаз происходит перенос мощности с одной фазы на другую. Для устранения асимметрии нагрузок при несимметричных шинопроводах применяют транспозицию из фаз. Если же необходимо избавиться от эффекта переноса мощности, прибегают к симметричным токопроводам.

10.3. Потери мощности и напряжения в шинопроводах

Потери активной мощности, кВт, в трехфазном шинопроводе в общем случае без учета потерь в конструкциях равны

$$\Delta P_{ш} = I_A^2 R_A + I_B^2 R_B + I_C^2 R_C, \tag{10.9}$$

где I_A, I_B, I_C – токи в фазах; R_A, R_B, R_C – активные сопротивления соответствующих фаз.

При равномерной загрузке фаз и одинаковых сопротивлениях имеем

$$\Delta P_{ш} = 3I^2 R_{=} k_{д.п} \cdot 10^{-3}. \tag{10.10}$$

Если для данного шинопровода известны потери в конструкции шинопровода, то полные потери, кВт, равны

$$\Delta P'_{ш} = 3I^2 R_{=} k_{д.п} \cdot 10^{-3} + \Delta P_{ш.к}, \tag{10.11}$$

где $\Delta P_{ш.к}$ – потери в конструкции шинопровода, кВт; $k_{д.п}$ – коэффициент увеличения потерь за счет конструкций шинопровода, поверхностного эффекта и эффекта близости.

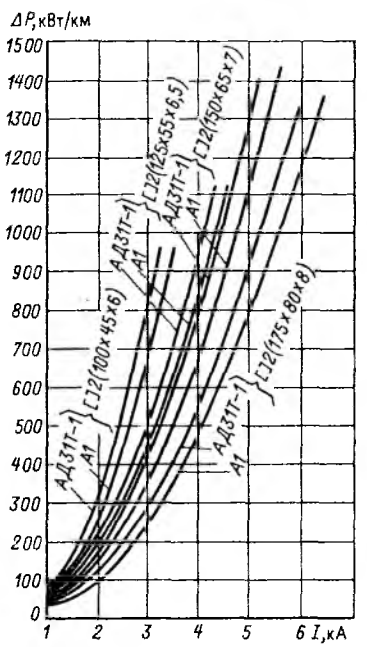


Рис. 10.1. Кривые для определения потерь активной мощности в трех фазах симметричного токопровода с шинным пакетом из двух шин коробчатого сечения

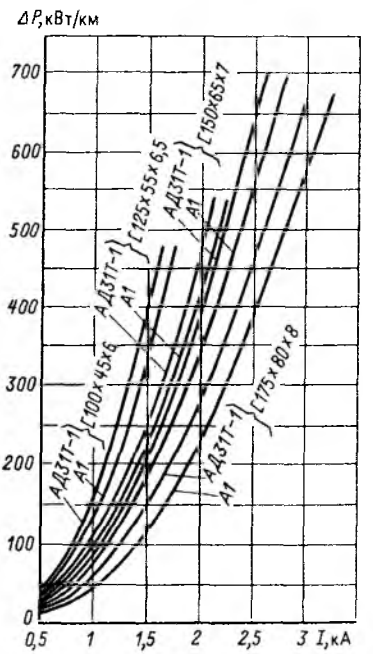


Рис. 10.2. Кривые для определения потерь активной мощности в трех фазах симметричного токопровода с одинарными шинами коробчатого сечения

Если известна величина $R_{\sim п}$ согласно (10.3), то потери в шинопроводе, кВт, определяют по выражению

$$\Delta P'_{ш} = 3I^2 R_{\sim п} \cdot 10^{-3}. \qquad (10.12)$$

Для симметричных шинопроводов при приближенном определении потерь активной мощности используют зависимости, приведенные на рис. 10.1 и 10.2. При построении этих графиков коэффициент дополнительных потерь в шинопроводе был принят равным 1,5. Кроме того, был учтен нагрев шин расчетным током. Этими зависимостями можно пользоваться и для несимметричных шинопроводов. В этом случае необходимо умножить полученное значение потерь активной мощности на

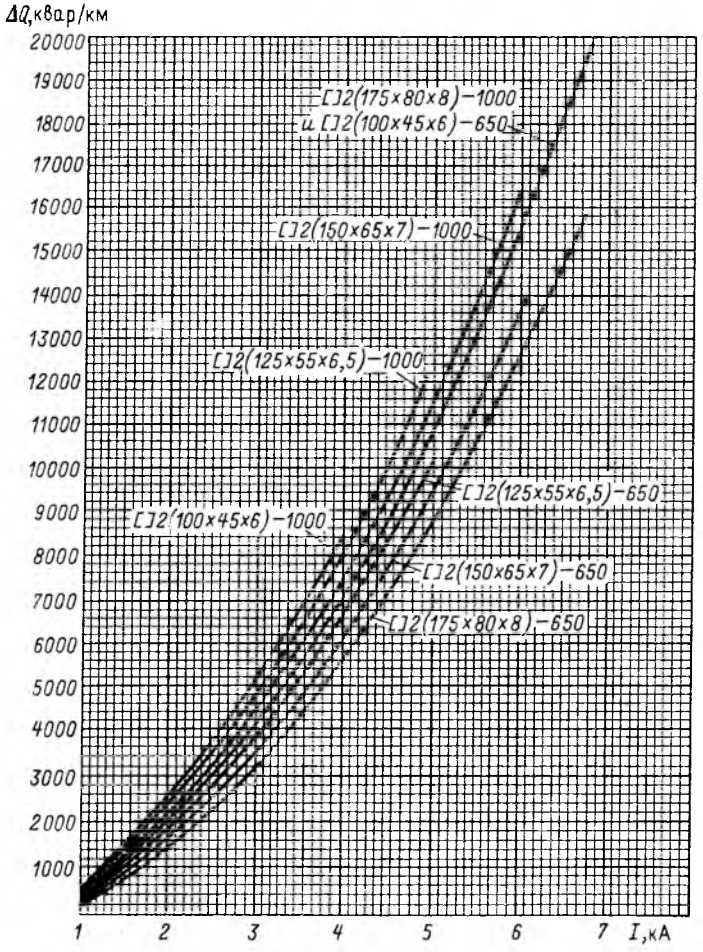


Рис. 10.3. Кривые для определения потерь реактивной мощности в трех фазах симметричного токопровода с шинными пакетами из двух шин коробчатого сечения при расстоянии между фазами 650 и 1000 мм

отношение $k'_{д.п}/1{,}5$, где $k'_{д.п}$ – коэффициент дополнительных потерь несимметричного шинопровода.

Потери реактивной мощности в общем случае находят из выражения

$$\Delta Q_{ш} = I_A^2 x_A + I_B^2 x_B + I_C^2 x_C, \qquad (10.13)$$

где x_A, x_B, x_C – индуктивные сопротивления соответствующих фаз.

При симметрии токов имеем, квар,

$$\Delta Q_{ш} = 3I^2 x \cdot 10^{-3}, \qquad (10.14)$$

где x – среднее значение индуктивного сопротивления фаз.

Для приближенной оценки потерь реактивной мощности используют зависимости, приведенные на рис. 10.3.

В общем случае **потери напряжения** в фазе с достаточным приближением определяют по формуле

$$\Delta U_{ш} = I(R_{\sim} \cos\varphi + x \sin\varphi), \qquad (10.15)$$

где $R_{\sim}$, x – соответственно активное и индуктивное сопротивления фазы шинопроводов; φ – угол сдвига фаз между током и фазным напряжением.

Фазное напряжение в конце шинопровода равно

$$U_2 = U_1 - I(R_{\sim} \cos\varphi + x \sin\varphi), \qquad (10.16)$$

где U_1, U_2 – соответственно фазные напряжения в начале и конце шинопровода.

10.4. Выбор сечения шинопровода

Сечение шин выбирают по нагреву длительно допустимым максимальным током нагрузки, а также по экономической целесообразности.

При выборе сечения шин по длительно допустимому току исходят из следующего. Проводник при прохождении по нему тока нагревается. Количество энергии (Вт·с), выделенной неизменным током, определяют из выражения

$$\Delta Э = I^2 R t, \qquad (10.17)$$

где I – ток в проводнике, А; R – сопротивление проводника, Ом; t – время прохождения тока, с.

Часть выделенной энергии в виде тепла идет на повышение температуры проводника, а часть отдается в окружающую среду. Находящиеся в воздухе шины охлаждаются в основном конвекцией, обусловленной движением воздуха вблизи поверхности проводника. Отвод тепла лучеиспусканием невелик из-за сравнительно малых температур нагрева проводника. Отвод тепла за счет теплопроводности также невелик из-за малой теплопроводности воздуха. Температура токопровода при прохождении тока повышается до наступления теплового равновесия, когда количество тепла, выделяемого в проводнике, становится равным количеству тепла, отводимого с его поверхности в окружающую среду. Превышение температуры проводника над температурой окружающей среды пропорционально количеству выделенного тепла, а следовательно,

квадрату длительно проходящего по проводнику тока и зависит от условий прокладки шин.

Задача расчета шин на нагревание обычно сводится к определению тока, при котором температура проводника не превышает допустимого значения. При этом должны быть известны допустимая температура нагрева проводника, условия его охлаждения и температура окружающей среды. Предельно допустимая температура нагрева шин при длительной работе равна 70 °С. Такая температура в основном принята для обеспечения удовлетворительной работы болтовых контактов, как правило, имеющихся в ошиновках. При кратковременном нагреве, например токами КЗ, допустимая предельная температура для медных шин равна 300 °С, для алюминиевых 200 °С. Длительная работа шин при температуре, превышающей 110 °С, приводит к значительному снижению их механической прочности вследствие отжига. Расчетная температура окружающей среды для голых проводников по действующим ПУЭ принята равной 25 °С.

Нагрузочная способность проводника характеризуется длительно допустимым током нагрузки, определенным из условий нагрева его при заданных разностях температур проводника θ и окружающей среды $\theta_{о.с}$.

Рассмотрим определение нагрузочной способности однородных неизолированных проводников. При тепловом равновесии количество тепла, выделенного за единицу времени током I в проводе сопротивлением R, равно количеству тепла, отведенного в окружающую среду за то же время:

$$\Delta Э = I^2 R_{\sim} = k_{\theta} F (\theta - \theta_{о.с}), \qquad (10.18)$$

где k_{θ} – коэффициент теплоотдачи конвекцией и лучеиспусканием (теплопроводность воздуха мала), равный количеству тепла, отведенного в окружающую среду с 1 см^2 поверхности проводника при разности температур между проводником и окружающей средой 1 °С Вт/(см^2 · °С); F – поверхность охлаждения проводника, см^2; θ, $\theta_{о.с}$ – температуры проводника и окружающей среды, °С.

Если температуру нагрева проводника приравнять длительно допустимой $\theta_{доп}$ и принять расчетную температуру окружающей среды $\theta_{о.с}$, то из (10.18) можно определить длительно допустимый ток

$$I_{доп} = \sqrt{\frac{k_{\theta} F (\theta_{доп} - \theta_{о.с})}{R_{\sim}}}. \qquad (10.19)$$

Таким образом, при заданных температурных условиях нагрузочная способность проводника возрастает с увеличением его поверхности охлаждения F, коэффициента теплоотдачи k_{θ} и с уменьшением его электрического сопротивления $R_{\sim}$.

Вычисление длительно допустимых токов по указанным формулам достаточно сложно, поэтому для расчетов электросетей используют табл. 1-3-32 – 1-3-35 длительно допустимых токов нагрузки [1] на шины из разных материалов и при разных условиях прокладки, определенных при длительно допустимой температуре окружающей среды. В связи с

этим проверка шинопроводов на нагревание сводится к проверке выполнения условия

$$I_{\text{доп}} \geqslant I_{\text{р.м}}, \tag{10.20}$$

где $I_{\text{р.м}}$ – максимальный рабочий ток цепи, в которую включен проводник; $I_{\text{доп}}$ – длительно допустимый из условий нагрева ток нагрузки шинопровода.

Наличие явления поверхностного эффекта приводит к тому, что при переменном токе активное сопротивление всегда несколько больше, чем при постоянном. Поэтому согласно (10.19) при прочих равных условиях допустимый ток нагрузки проводника при переменном токе несколько меньше, чем при постоянном. Наиболее существенно это явление сказывается при сплошном сечении шинопровода, например прямоугольном.

Иногда применяют шинопроводы трубчатого сечения. В неразрезанных трубах используют металл, расположенный только по поверхности сечения, в результате чего повышение сопротивления от поверхностного эффекта невелико и допустимые нагрузки при постоянном и переменном токах примерно одинаковы.

В установках всех напряжений жесткие шины окрашивают цветными эмалевыми красками. Помимо того что это облегчает ориентировку и предотвращает коррозию шин, окраска также влияет на нагрузочную способность шин. Постоянное лучеиспускание окрашенных шин значительно больше, чем неокрашенных, поэтому охлаждение шин путем лучеиспускания улучшается, а это приводит к увеличению их нагрузочной способности. При неизменных температурных условиях допустимый ток нагрузки окрашенных шин на 12–15 % больше, чем неокрашенных.

Наибольшая алюминиевая шина прямоугольного сечения 120 × 10 мм^2 имеет длительно допустимый переменный ток, равный 2070 А. При большем токе нагрузки применяют на фазу несколько полос, собранных в общий пакет и укрепленных совместно на опорных изоляторах. Расстояние между полосами в пакете составляет толщину одной полосы, что необходимо для охлаждения шины в пакете. С увеличением числа полос на фазу допустимая нагрузка возрастает непропорционально числу полос в пакете. При переменном токе, кроме того, сказывается эффект близости. Все это приводит к тому, что нагрузочная способность пакета из нескольких шин меньше, чем суммарная нагрузочная способность того же количества одинаковых шин таких же размеров.

Выбор сечения шинопроводов по экономической целесообразности производится так же, как изложено в гл. 8.

Критерием экономической целесообразности является минимум годовых приведенных затрат.

10.5. Проверка выбранного сечения шинопровода по термической стойкости

Для соблюдения условий термической стойкости шин необходимо, чтобы проходящий по ним ток КЗ не вызывал повышения температуры сверх допустимой предельной величины. Проверку шинопроводов на термическую стойкость производят по установившемуся току КЗ и при-

Таблица 10.2. **Значения предельных температур нагрева шин и коэффициента термической стойкости α**

Материал шин	Коэффициент термической стойкости	Предельно допустимая температура при КЗ
Медь	6	300
Алюминий	11	200
Сталь	15	400
Сталь при непосредственном присоединении к аппарату	17	300

веденному времени действия этого тока. Установившийся ток КЗ в течение приведенного времени выделяет такое же количество тепла, как и изменяющийся ток КЗ за рассматриваемый действительный отрезок времени прохождения его по шинопроводу.

Минимальное сечение шины по термической стойкости для практических расчетов определяют из выражения

$$s_{т,у} \approx \alpha I_{\infty} \sqrt{t_{пр}} \qquad (10.21)$$

где $s_{т,у}$ – термически стойкое сечение, мм^2; I_{∞} – установившийся ток КЗ, А; $t_{п}$ – приведенное время КЗ, с; α – коэффициент термической стойкости по табл. 10.2.

10.6. Проверка выбранного сечения шинопровода по электродинамической стойкости

Электродинамической стойкостью шинной конструкции называют ее свойство противостоять действию электродинамических сил при КЗ в течение времени отключения цепи без повреждений, препятствующих ее дальнейшей исправной работе.

Критериями электродинамической стойкости (механической прочности) шинопроводов являются максимальные напряжения в материале шин и максимальные нагрузки на изоляторы.

Согласно ПУЭ [1] максимальные расчетные напряжения в материале шин $\sigma_{max,расч}$ и максимальные расчетные нагрузки на головку изолятора $F_{max,расч}$ не должны превышать соответственно допустимых напряжений $\sigma_{доп}$ и допустимых нагрузок $F_{доп}$, т. е.

$$\left.\begin{aligned} \sigma_{max,расч} &< \sigma_{доп}; \\ F_{max,расч} &< F_{доп}. \end{aligned}\right\} \qquad (10.22)$$

В «Правилах устройства электроустановок» (ПУЭ) допустимые напряжения и нагрузки составляют соответственно 70 и 60 % разрушающих значений этих величин, т. е.

$$\left.\begin{aligned} \sigma_{доп} &= 0{,}7\sigma_{разр}; \\ F_{доп} &= 0{,}6F_{разр}. \end{aligned}\right\} \qquad (10.23)$$

Таблица 10.3. **Механические характеристики проводниковых материалов**

Материал шины	Марка	Разрушающее напряжение, МПа	Допускаемое напряжение, МПа	Предел текучести, МПа*	Модуль упругости, Па·10^{10}
Алюминий	АДО	58,8–68,6	41,2–48		7
Алюминиевый	АД 31Т	127; 4	89,2	550	—
сплав	АД 31Т-1	196	137,2	800	—
Медь	МГМ	245–254,8	171,5–178,4	1200	10

* По данным СНо11-24-74.

Механические характеристики проводниковых материалов приведены в табл. 10.3. Максимальные расчетные напряжения в металле шин и максимальные нагрузки на изоляторы определяют по следующим формулам:

$$\sigma_{max,\,расч} = \frac{M}{W}; \qquad F_{max,\,расч} = F, \tag{10.24}$$

где M – изгибающий момент, Н·м; F – расчетное усилие от динамического воздействия тока КЗ, Н; W – момент сопротивления изгибу поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению силы, м^3,

$$W = \frac{b^2 h}{6}, \tag{10.25}$$

где h – сторона поперечного сечения шины, перпендикулярная направлению силы, м; b – сторона поперечного сечения шины, параллельная направлению силы, м.

Точность расчета шинопроводов на механическую прочность определяется методикой определения электродинамических усилий (ЭДУ), рассмотренной ниже.

Для двух параллельных бесконечно длинных проводников силу взаимодействия между ними можно найти из выражения

$$F_{12} = k_\mu k_\phi i_1 i_2 \frac{l}{a}, \tag{10.26}$$

где i_1, i_2 – токи, проходящие по проводникам, А; l – длина пролета между изоляторами шинопровода, м; k_μ – коэффициент, определяющий магнитные свойства среды, $k_\mu = 2 \cdot 10^{-7}$ Н/А^2; k_ϕ – коэффициент формы сечения шины, учитывающий неравномерность распределения тока по сечению шины; для трубчатых шин $k_\phi = 1$; для шин прямоугольного и коробчатого сечения k_ϕ определяют по кривым в зависимости от конфигурации шин и расстояния между ними (рис. 10.4, 10.5).

Определяют электродинамические силы, возникающие между проводниками трехфазной линии при трехфазном КЗ. Расчетная схема представлена на рис. 10.6.

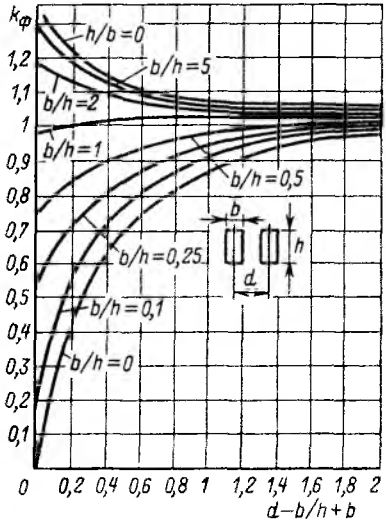


Рис. 10.4. Кривые для определения коэффициента формы прямоугольных шин

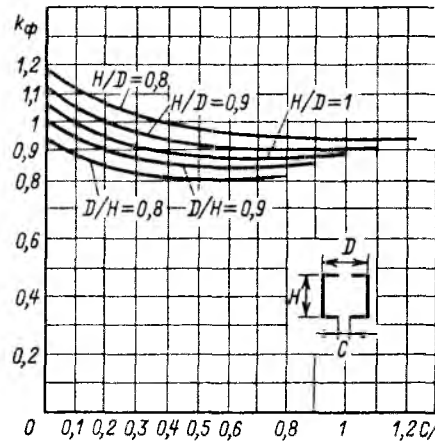


Рис. 10.5. Кривые для определения коэффициента формы шин коробчатого сечения

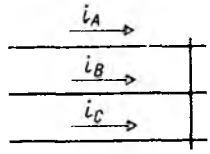


Рис. 10.6. Расчетная схема для определения ЭДУ прямолинейного участка шин при расположении фаз в одной плоскости

При трехфазном КЗ периодические составляющие фазных токов сдвинуты относительно друг друга на 120°, свободные составляющие токов различны:

$$\left.\begin{aligned} i_A &= \mathrm{Im}\left[\sin(\omega t+\alpha) - e^{-\frac{t}{T_a}}\sin\alpha\right];\\ i_B &= \mathrm{Im}\left[\sin\left(\omega t+\alpha-\frac{2}{3}\pi\right) - e^{-\frac{t}{T_a}}\sin\left(\alpha-\frac{2}{3}\pi\right)\right];\\ i_C &= \mathrm{Im}\left[\sin\left(\omega t+\alpha+\frac{2}{3}\pi\right) - e^{-\frac{t}{T_a}}\sin\left(\alpha+\frac{2}{3}\pi\right)\right], \end{aligned}\right\} \qquad (10.27)$$

где i_A, i_B, i_C – мгновенные значения токов трехфазного КЗ; Im – амплитуда периодической составляющей тока КЗ; α – угол включения, определяющий положение вектора тока фазы А в момент КЗ; ω – угловая частота тока в сети, рад/с; t – время, с; T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, с.

Силы, действующие на единицу длины проводников (рис. 10.6), равны

$$\left.\begin{aligned} f_A &= f_{AB} + f_{AC} = 2 \cdot 10^{-7} k_\Phi \frac{1}{a}\left(i_A i_B + \frac{1}{2} i_A i_C\right); \\ f_B &= f_{BA} + f_{BC} = 2 \cdot 10^{-7} k_\Phi \frac{1}{a}\left(i_B i_A + \frac{1}{2} i_B i_C\right); \\ f_C &= f_{CA} + f_{CB} = 2 \cdot 10^{-7} k_\Phi \frac{1}{a}\left(i_C i_B + \frac{1}{2} i_C i_A\right). \end{aligned}\right\} \qquad (10.28)$$

После подстановки значений токов из (10.27) в (10.28), алгебраических преобразований, выбора угла включения α из условия получения наибольшего значения силы находят выражения для электродинамических сил при трехфазном КЗ.

Анализ полученных выражений позволяет написать обобщенное выражение для электродинамической силы, отнесенной к единице длины при расположении шин в одной плоскости:

$$\left.\begin{aligned} f &= f_0\left(f_1 + f_2 \cos 2\omega t + f_3 \cos \omega t e^{-\frac{t}{T_a}} + f_4 e^{-\frac{2t}{T_a}}\right); \\ f_0 &= 2 \cdot 10^{-7} k_\Phi \mathrm{Im}^2 \frac{1}{a}. \end{aligned}\right\} \qquad (10.29)$$

Электродинамические силы в режиме трехфазного КЗ содержат четыре составляющие: постоянную составляющую, периодическую составляющую, меняющуюся с двойной промышленной частотой от взаимодействия периодических составляющих тока; непериодическую составляющую с частотой 50 Гц от взаимодействия периодической составляющей тока в одном проводнике и свободной составляющей в другом проводнике; апериодическую составляющую от взаимодействия свободных составляющих тока.

Коэффициенты f_1, f_2, f_3, f_4 зависят от вида КЗ и взаимного расположения фаз.

Максимум электродинамической силы наступает приблизительно через 0,01 с после КЗ. Постоянную времени затухания апериодической составляющей принимают равной 0,05 с.

При трехфазном КЗ и расположении фаз в одной плоскости наибольшие усилия, Н, от действия тока КЗ испытывает средняя фаза:

$$F = 1{,}73\left[i_y^{(3)}\right]^2 \frac{l}{a} 10^{-7}, \qquad (10.30)$$

где $i_y^{(3)}$ – ударный ток трехфазного КЗ, А.

Усилие, которому подвергаются две другие фазы, равно, Н,

$$F = 1{,}65\left[i_y^{(3)}\right]^2 \frac{l}{a} 10^{-7}. \qquad (10.31)$$

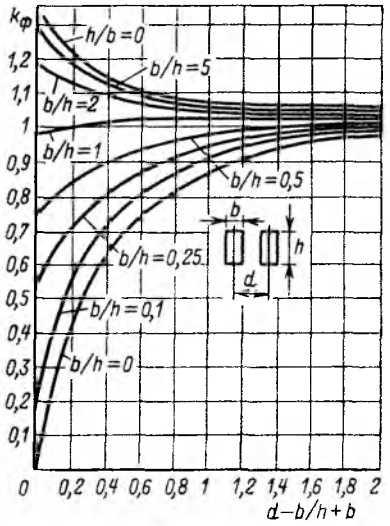


Рис. 10.4. Кривые для определения коэффициента формы прямоугольных шин

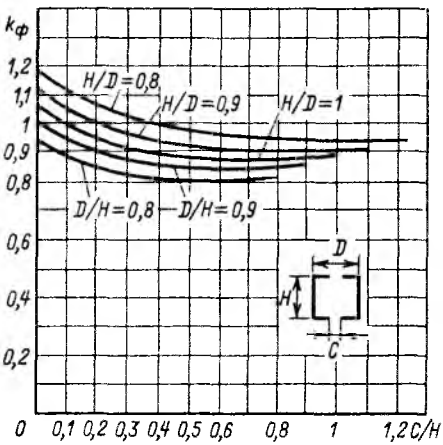


Рис. 10.5. Кривые для определения коэффициента формы шин коробчатого сечения

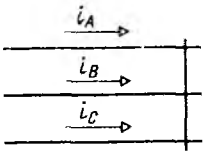


Рис. 10.6. Расчетная схема для определения ЭДУ прямолинейного участка шин при расположении фаз в одной плоскости

При трехфазном КЗ периодические составляющие фазных токов сдвинуты относительно друг друга на 120°, свободные составляющие токов различны:

$$\left.\begin{aligned} i_A &= \mathrm{Im}\left[\sin(\omega t+\alpha) - e^{-\frac{t}{T_a}}\sin\alpha\right];\\ i_B &= \mathrm{Im}\left[\sin\left(\omega t+\alpha-\frac{2}{3}\pi\right) - e^{-\frac{t}{T_a}}\sin\left(\alpha-\frac{2}{3}\pi\right)\right];\\ i_C &= \mathrm{Im}\left[\sin\left(\omega t+\alpha+\frac{2}{3}\pi\right) - e^{-\frac{t}{T_a}}\sin\left(\alpha+\frac{2}{3}\pi\right)\right], \end{aligned}\right\} \qquad (10.27)$$

где i_A, i_B, i_C – мгновенные значения токов трехфазного КЗ; Im – амплитуда периодической составляющей тока КЗ; α – угол включения, определяющий положение вектора тока фазы А в момент КЗ; ω – угловая частота тока в сети, рад/с; t – время, с; T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, с.

Силы, действующие на единицу длины проводников (рис. 10.6), равны

$$\left.\begin{aligned} f_A &= f_{AB} + f_{AC} = 2 \cdot 10^{-7} k_\phi \frac{1}{a}\left(i_A i_B + \frac{1}{2} i_A i_C\right); \\ f_B &= f_{BA} + f_{BC} = 2 \cdot 10^{-7} k_\phi \frac{1}{a}\left(i_B i_A + \frac{1}{2} i_B i_C\right); \\ f_C &= f_{CA} + f_{CB} = 2 \cdot 10^{-7} k_\phi \frac{1}{a}\left(i_C i_B + \frac{1}{2} i_C i_A\right). \end{aligned}\right\} \quad (10.28)$$

После подстановки значений токов из (10.27) в (10.28), алгебраических преобразований, выбора угла включения α из условия получения наибольшего значения силы находят выражения для электродинамических сил при трехфазном КЗ.

Анализ полученных выражений позволяет написать обобщенное выражение для электродинамической силы, отнесенной к единице длины при расположении шин в одной плоскости:

$$\left.\begin{aligned} f &= f_0\left(f_1 + f_2 \cos 2\omega t + f_3 \cos \omega t e^{-\frac{t}{T_a}} + f_4 e^{-\frac{2t}{T_a}}\right); \\ f_0 &= 2 \cdot 10^{-7} k_\phi \mathrm{Im}^2 \frac{1}{a}. \end{aligned}\right\} \quad (10.29)$$

Электродинамические силы в режиме трехфазного КЗ содержат четыре составляющие: постоянную составляющую, периодическую составляющую, меняющуюся с двойной промышленной частотой от взаимодействия периодических составляющих тока; непериодическую составляющую с частотой 50 Гц от взаимодействия периодической составляющей тока в одном проводнике и свободной составляющей в другом проводнике; апериодическую составляющую от взаимодействия свободных составляющих тока.

Коэффициенты f_1, f_2, f_3, f_4 зависят от вида КЗ и взаимного расположения фаз.

Максимум электродинамической силы наступает приблизительно через 0,01 с после КЗ. Постоянную времени затухания апериодической составляющей принимают равной 0,05 с.

При трехфазном КЗ и расположении фаз в одной плоскости наибольшие усилия, Н, от действия тока КЗ испытывает средняя фаза:

$$F = 1{,}73 \left[i_y^{(3)}\right]^2 \frac{l}{a} 10^{-7}, \quad (10.30)$$

где $i_y^{(3)}$ – ударный ток трехфазного КЗ, А.

Усилие, которому подвергаются две другие фазы, равно, Н,

$$F = 1{,}65 \left[i_y^{(3)}\right]^2 \frac{l}{a} 10^{-7}. \quad (10.31)$$

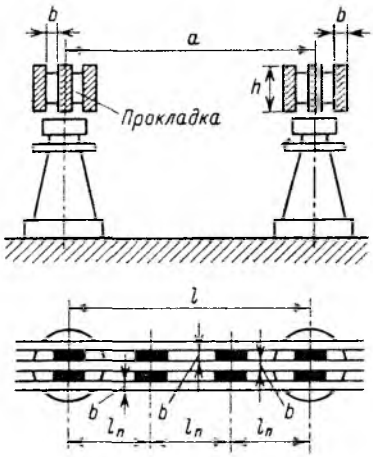


Рис. 10.9. Расположение пакета из трех шин на прямолинейном участке

и нагрузки на изоляторы определяют по формулам

$$\left.\begin{aligned}\sigma_{ст} &= \frac{fl^2}{12W};\\ F_{ст} &= fl.\end{aligned}\right\} \qquad (10.37)$$

Расчет шин, выполненных в виде пакетов, ведут в следующем порядке (рис. 10.9):

1) определяют силу взаимодействия от тока КЗ между фазами по одной из формул (10.30)–(10.33);

2) находят напряжение $\sigma_ф$, Па, в шинах от взаимодействия между фазами:

$$\sigma_ф = \frac{Fl}{10W_п},$$

где $W_п$ – момент сопротивления пакета шин, определяемый как сумма моментов сопротивления отдельных полос пакета, см^3;

3) определяют максимально допустимое расстояние $l_{п.max}$, см, между прокладками многополосного пакета шин в пролете между точками крепления:

$$l_{п.max} = \sqrt{\frac{12\sigma_{п.доп}W_п}{f_п}}, \qquad (10.38)$$

где $f_п$ – сила взаимодействия между шинами для двухполосного пакета на 1 см длины, равная для двухполосного пакета, Н/см, $f_п = 2\cdot10^{-7}\lambda_ф\left[0{,}5i_y^{(3)}\right]\frac{1}{2b}$; $\sigma_{п.доп}$ – часть допускаемого напряжения, которое используют при определении величины $l_{п.max}$, т. е. $\sigma_{п.доп} = \sigma_{доп} - \sigma_ф$; здесь $\sigma_{доп}$ – допустимое напряжение на изгиб для материала шин (0,1 МПа); W – момент сопротивления одной полосы пакета шин, см^3; b – толщина шины, см;

4) находят необходимое число прокладок пакета шин в пролете между точками крепления на изоляторах

$$n_п = \frac{l}{l_{п.max}} - 1 \qquad (10.39)$$

и округляют результат до ближайшего большего целого числа.

Для трехполосного пакета $f_п = f_{12} + f_{13}$, где f_{12}, f_{13} – силы взаимодействия между первой и второй, первой и третьей полосами одного шинного пакета.

Можно считать [1], что крайние шины несут по 0,4, а средняя 0,2 общего тока шинного пакета. Исходя из этого, определяют, Н/см,

$$f_{12} = 2\frac{[0{,}4i_y^{(3)}]\,[0{,}2i_y^{(3)}]}{2b}k_{\phi 12}\cdot 10^{-7} = 0{,}080k_{\phi 12}\frac{[i_y^{(3)}]^2}{b}\cdot 10^{-7};$$

$$f_{13} = 2\frac{[0{,}4i_y^{(3)}]\,[0{,}4i_y^{(3)}]}{4b}k_{\phi 13}\cdot 10^{-7} = 0{,}080k_{\phi 13}\frac{[i_y^{(3)}]^2}{b}\cdot 10^{-7}.$$

Суммарная сила $f_{\text{п}} = 0{,}080\dfrac{[i_y^{(3)}]^2}{b}(k_{\phi 12} + k_{\phi 13})\cdot 10^{-7}$.

При расчете шинопроводов, согнутых под углом, предварительно определяют точку приложения силы.

Расчет шинопроводов на механическую прочность по электродинамической нагрузке производят, исходя из следующего.

Нагрузка шины при КЗ является сложной функцией времени (10.29). Под действием электродинамических сил шина, представляющая собой упругий стержень, закрепленный с двух сторон, приходит в сложное колебательное движение. Колебание шины под действием внешней силы (вынужденные колебания) описывают дифференциальным уравнением в частных производных

$$EJ\frac{\partial^4 y}{\partial x^4} + m\frac{\partial^2 y}{\partial t^2} = f(x, t), \qquad (10.40)$$

где y – прогиб, м; m – масса шины, кг/м; E – модуль упругости, Па·10^{10}; J – момент инерции шины, м^4; $f(x, t)$ – нагрузка, Н/м.

Решение этого уравнения определяет прогиб шины как функцию двух переменных: времени и координаты вдоль оси шины. По прогибу шины могут быть определены напряжения в металле шин в динамике, Па, и нагрузки на изоляторы, Н:

$$\left.\begin{aligned}\sigma_{\text{дин}} &= \frac{EJ}{W}\frac{\partial^2 y}{\partial x^2};\\ F_{\text{дин}} &= 2EJ\frac{\partial^3 y}{\partial x^3}.\end{aligned}\right\} \qquad (10.41)$$

На рис. 10.10 представлены графики динамических $\sigma_{\text{дин}}$ и статических $\sigma_{\text{ст}}$ напряжений в металле шин при изгибе их в функции собственной частоты $f_{\text{с}}$. Анализ графиков показывает, что при $f_{\text{с}} = 50$ Гц наступает временное возбуждение (раскачивание) шин; при $f_{\text{с}} = 100$ Гц имеет место резонанс. В обоих случаях напряжения достигают недопустимых значений: при $f_{\text{с}} = 50$ Гц напряжение увеличивается в 2–3 раза, а при $f_{\text{с}} = 100$ Гц – в 5 раз и более.

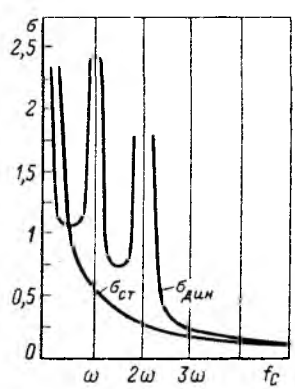


Рис. 10.10. Зависимость максимальных динамических $\sigma_{\text{дин}}$ и статических $\sigma_{\text{ст}}$ напряжений при изгибе от частоты собственных колебаний

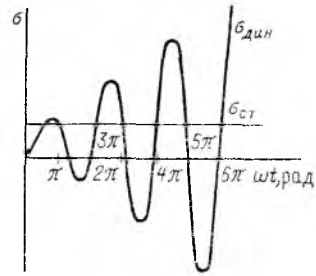


Рис. 10.11. Зависимость напряжения изгиба при резонансе ($f_{с.к} = 100$ Гц) от времени

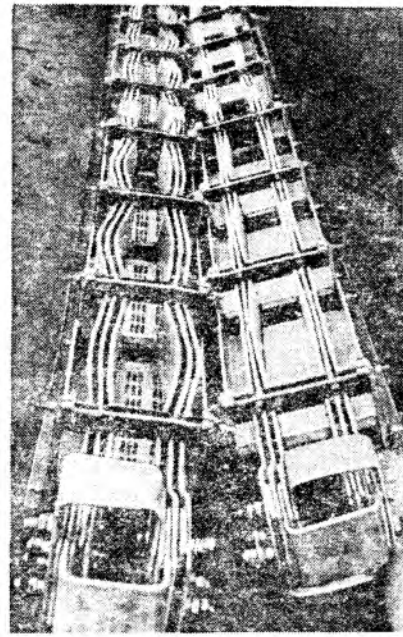


Рис. 10.12. Стенд, на котором видно состояние испытуемых шин при резонансном воздействии и влиянии частоты собственных колебаний

На рис. 10.11 представлен график изменения начального напряжения при изгибе во времени, из которого видно, что уже после нескольких полуволн тока статические напряжения значительно превышаются. Аналогичная картина будет иметь место и при $f_с = 50$ Гц.

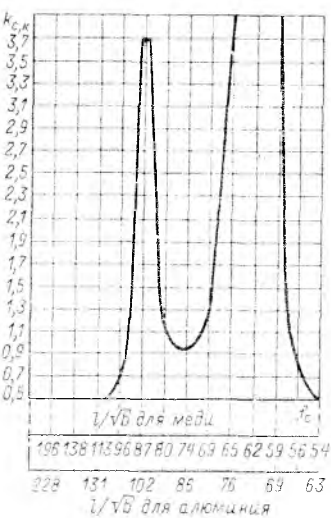


Рис. 10.13. Номограмма для определения коэффициента $k_{с.к}$ при проверке шин на механический резонанс

Из сказанного следует, что шины, обтекаемые переменным током, недостаточно рассчитывать только на статические нагрузки. При переменном токе ($f_с = 50$ Гц или $f_с = 100$ Гц) возникают недопустимые перенапряжения, вызывающие остаточные деформации или разрушения шин и изоляторов. Кроме того, при частотах собственных колебаний, близких к критическим (50 или 100 Гц), вследствие резонансного усиления колебаний даже в нормальных режимах возникают «гудение» шин, старение материала шин под действием знакопеременных колебаний, ослабление контактных соединений и пр. Эти положения подтверждает рис. 10.12.

При выборе параметров ошиновки следует избегать приближения к критическим частотам. На основании точного расчета электродинамических усилий можно добиться достаточной надежности и безопасности с точки зрения механического резонанса при выпол-

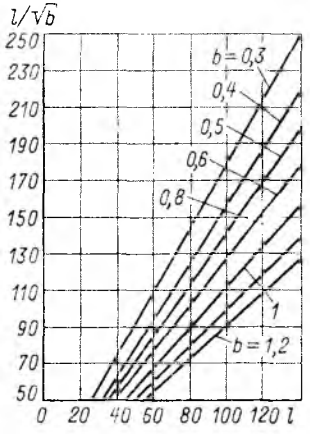


Рис. 10.14. Номограмма для определения отношения $l/\sqrt{b}$ для шин прямоугольного сечения

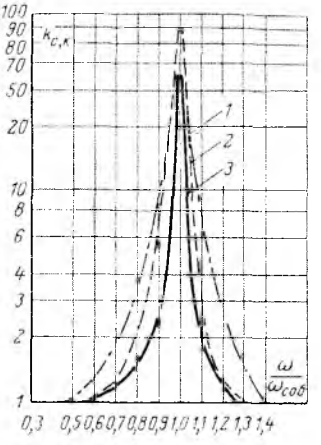


Рис. 10.15. Величина $k_{c,к}$, определенная из эксперимента:
1 – для алюминиевых шин; *2* – для медных шин; *3* – для стальных шин

нении ошиновки и токоведущих элементов электрических распределительных устройств и установок.

Отношение напряжений и нагрузок на изоляторы, полученных из статического расчета (10.37), к динамическим напряжениям и нагрузкам (10.41) называют коэффициентом собственных колебаний $k_{c,к}$ (динамический коэффициент).

Тогда с учетом переходного колебательного процесса имеем

$$\left.\begin{aligned} \sigma_{дин,max} &= \frac{fl^2}{12W} k_{c,к}; \\ F_{дин,max} &= fl k_{c,к}. \end{aligned}\right\} \qquad (10.42)$$

Коэффициент собственных колебаний определяют путем решения дифференциального уравнения (10.40). Для практических расчетов удобно пользоваться номограммами рис. 10.13 – 10.15. Для того чтобы определить характер расчета (учитывать только статическую нагрузку или еще и переходный колебательный процесс), необходимо рассчитать частоту собственных колебаний шинопровода.

Свободные колебания стержня с распределенной массой, закрепленного с двух концов на абсолютно жестких опорах, описывают однородным дифференциальным уравнением

$$EJ \frac{\partial^4 y}{\partial x^4} + m \frac{\partial^2 y}{\partial t^2} = 0. \qquad (10.43)$$

Частоту свободных колебаний при этом определяют из выражения

$$\omega_c = \frac{k_ч^2}{l^2}\sqrt{\frac{EJ}{m}}, \tag{10.44}$$

где $k_ч$ – параметр частоты собственных колебаний. Численные значения параметра частоты свободных колебаний соответствуют нечетным корням характеристического уравнения (уравнение собственных колебаний) дифференциального уравнения (10.43).

Параметр частоты свободных колебаний обусловливается способом заделки концов, т. е. краевыми условиями решения уравнения (10.43). Для стержня с защемленными концами $k_ч = 4{,}73$; для стержня с шарнирно опертыми концами $k_ч = 3{,}14$; для стержня с одним защемленным и одним шарнирно опертым концом $k_ч = 3{,}93$. Для многопролетной шинной линии (число пролетов более 7) при пролетах равной длины изогнутая ось шины в двух соседних пролетах, кроме крайних, одинаковая, а касательная к изогнутой оси шины в точках крепления совпадает с недеформированной осью, т. е. участок шины в любом пролете для таких линий представляют как стержень с защемленными концами; частоту собственных колебаний такой линии определяют по формуле

$$\omega_c = \frac{4{,}73^2}{l^2}\sqrt{\frac{EJ}{m}} = \frac{4{,}73^2}{l^2}\sqrt{\frac{EJ}{s\gamma}}, \tag{10.45}$$

где s – поперечное сечение шины, см^2; γ – плотность материала шины, г/см^3 (для меди $\gamma_м = 8{,}93$ г/см^3; для алюминия $\gamma_{ал} = 2{,}74$ г/см^3).

Анализ выражения (10.45) показывает, что при изменении параметров ошиновки в широких пределах можно изменять частоту собственных колебаний шин и тем самым избегать опасных в отношении резонанса зон.

На частоту собственных колебаний наиболее сильно влияет изменение длины пролета l. Можно также изменять частоту собственных колебаний шин изменением их жесткости EJ, определяющей добротность упругой системы. С увеличением жесткости резонансная кривая рассматриваемой системы становится круче: опасные с точки зрения резонанса зоны становятся более узкими, а безопасные расширяются.

Для упрощения практических расчетов частоты собственных колебаний шин, Гц, выражение (10.45) преобразуют, предварительно подставляя в него значение $\omega_c = 2\pi f_c$:

$$f_c = \frac{3{,}56}{l^2}\sqrt{\frac{EJ}{s\gamma}}. \tag{10.46}$$

Выражение (10.46) позволяет определять частоты собственных колебаний шин из любых материалов, с любой формой сечения. На практике чаще приходится иметь дело с медными и алюминиевыми шинами.

Подставив в (10.46) соответствующие значения E и γ, получают выражение для определения частот собственных колебаний, Гц, медных и алюминиевых шин

$$\left.\begin{aligned} f_{\text{с,м}} &= \frac{12{,}52\cdot 10^5}{l^2}\sqrt{\frac{J}{s}};\\ f_{\text{с,ал}} &= \frac{17{,}32\cdot 10^5}{l^2}\sqrt{\frac{J}{s}}; \end{aligned}\right\} \qquad (10.47)$$

Достаточно широкое применение находят шинопроводы прямоугольного сечения. Для них

$$\left.\begin{aligned} J &= \frac{b^3 h}{12},\ \text{см}^4;\\ s &= bh,\ \text{см}^2, \end{aligned}\right\} \qquad (10.48)$$

где b – сторона поперечного сечения шины, параллельная направлению ее колебаний, см; h – сторона поперечного сечения шины, перпендикулярная направлению ее колебаний, см.

Подставив (10.47) и (10.48) в (10.45) и проделав соответствующие преобразования, получают простые и удобные для практических расчетов формулы определения частот собственных колебаний, Гц, медных и алюминиевых шин прямоугольного сечения

$$\left.\begin{aligned} f_{\text{с,м}} &= 3{,}62\cdot 10^5\frac{b}{l^2};\\ f_{\text{с,ал}} &= 5{,}02\cdot 10^5\frac{b}{l^2}. \end{aligned}\right\} \qquad (10.49)$$

Из этих выражений следует, что частота собственных колебаний прямоугольных шин прямо пропорциональна размеру стороны поперечного сечения, параллельной направлению колебаний, и обратно пропорциональна квадрату пролета. Изменяя параметры b и l ошиновки, можно в необходимых пределах изменять собственные частоты колебаний прямоугольных шин.

На рис. 10.16 – 10.18 приведены частотные характеристики алюминиевых и медных шин прямоугольного сечения при расположении шин в одной плоскости широкой (рис. 10.16 и 10.17) и узкой (рис. 10.18) стороны друг к другу. Зоны усиления колебаний и резонанса переменного тока частотой 50 Гц определены приближенно в пределах $\pm 10\,\%$ критических значений: $f_{\text{с}} = 50$ Гц и $f_{\text{с}} = 2\cdot 50 = 100$ Гц.

Для участков соединенных с тепловыми компенсаторами шин крайних пролетов многопролетной шинной линии $f_{\text{с}}$ определяют по (10.44) при $k_{\text{ч}} = 3{,}93$.

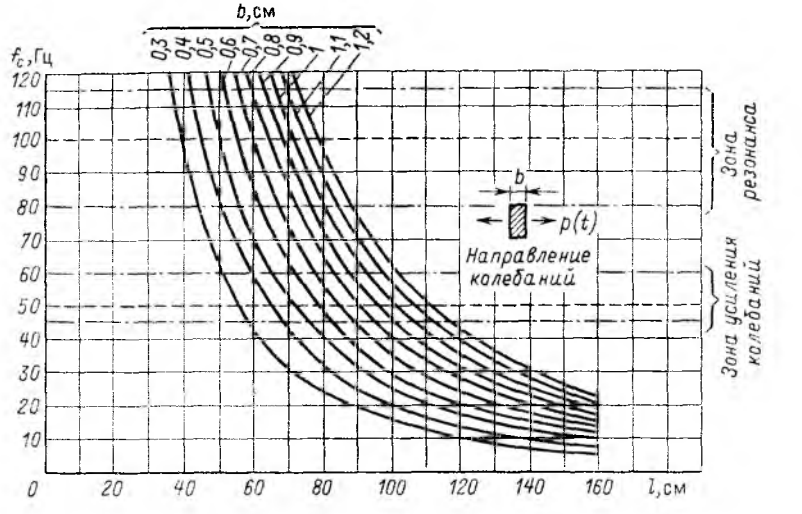


Рис. 10.16. Частотные характеристики алюминиевых шин прямоугольного сечения при расположении их в одной плоскости широкой стороной друг к другу

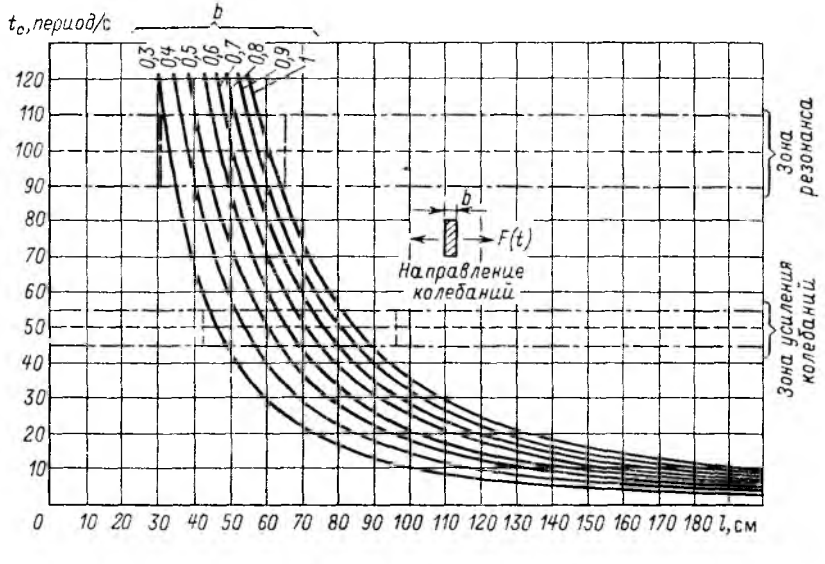


Рис. 10.17. Частотные характеристики медных шин прямоугольного сечения при расположении их в одной плоскости широкой стороной друг к другу

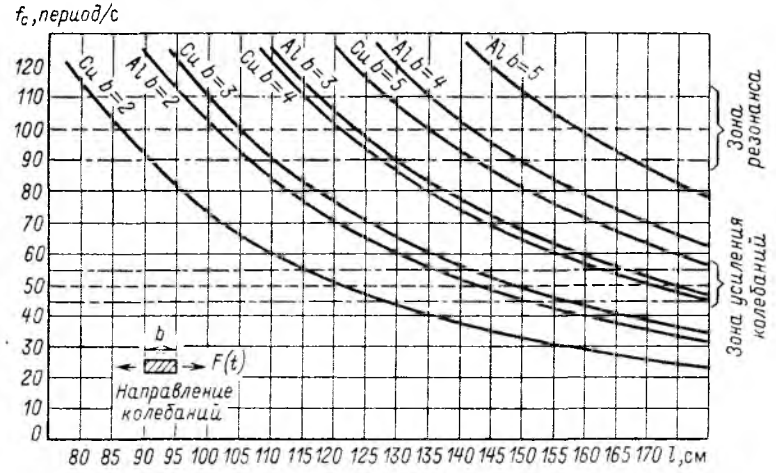


Рис. 10.18. Частотные характеристики медных и алюминиевых шин прямоугольного сечения при расположении их в одной плоскости узкой стороной друг к другу

Однако реальная шинная линия содержит не только прямолинейные участки, но и участки шин с поворотом (наибольшее распространение получили секции шин с изгибом на 90°).

Колебания участка шин, имеющих поворот, в главных плоскостях инерции X и Y (рис. 10.19) существенно различны. Свободные колебания в плоскости X описывают дифференциальным уравнением 4-го порядка (10.43).

При исследовании свободных колебаний участка шин в плоскости Y приходится решать дифференциальное уравнение 6-го порядка.

Наиболее целесообразен в этом случае метод продолжения решения. В основу метода положено дифференциальное уравнение (10.43) колебаний прямолинейного стержня. Решение уравнения и его производные на интервале представляют как

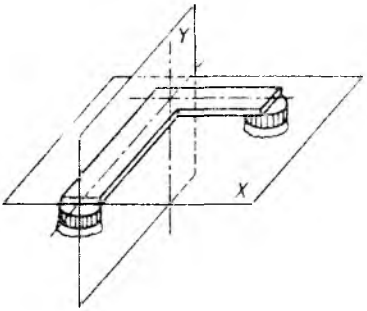


Рис. 10.19. Базовые плоскости X и Y шинной конструкции

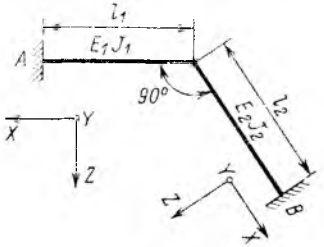


Рис. 10.20. Расчетная схема при колебаниях шинопровода в плоскости Y

произведение матрицы – столбца начального состояния и матрицы интервала. Решение может быть продолжено от одного интервала к другому путем перемножения соответствующих матриц, характеризующих интервалы и промежуточные точки (в частности, угол поворота).

Рассмотрим колебания шинной конструкции в плоскости *Y*. Расчетная схема решаемой задачи представлена на рис. 10.20.

При выборе расчетной схемы принимают следующее:

1) размеры поперечного сечения шинопровода незначительны по сравнению с длиной пролета;

2) система подчиняется закону Гука;

3) крутильные колебания шины вокруг своей оси незначительны и на отдельных этапах исследования их можно не учитывать;

4) участок шинопровода имеет два жестко защемленных конца.

Тогда матричное уравнение напряженного и деформированного состояния системы получает вид

$$\Psi_A = LGL\Psi_B = H\Psi_B, \tag{10.50}$$

где Ψ_A, Ψ_B – расширенные матрицы – столбцы напряженного и деформированного состояния сечений A и B; L – матрицы длин пролета; G – матрица угла поворота.

На основании решения уравнения (10.43) и его производных входящие в уравнение (10.50) матрицы записывают следующим образом:

$$\Psi_A = \begin{bmatrix} \nu_A \\ M_{x,A} \\ y_A \\ \varphi_A \\ -M_{z,A} \\ -Q_{z,A} \end{bmatrix}; \quad \Psi_B = \begin{bmatrix} \nu_B \\ M_{x,B} \\ y_B \\ \varphi_B \\ -M_{z,B} \\ -Q_{z,B} \end{bmatrix}. \tag{10.51}$$

Здесь ν – угол закручивания; M_x – крутящий момент; y – перемещение сечения при изгибе; φ – угол поворота при изгибе; M_y – изгибающий момент; Q_z – поперечная сила. Матрица длин пролета

$$L = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \Psi_1 & -l\Psi_2 & \frac{l^2}{EJ}\Psi_3 & \frac{l^3}{EJ}\Psi_4 \\ 0 & 0 & -\frac{k_\text{ч}^4}{l}\Psi_4 & \Psi_1 & -\frac{l}{EJ}\Psi_2 & -\frac{l_2}{EJ}\Psi_3 \\ 0 & 0 & k_\text{ч}^4\frac{EJ}{l^2}\Psi_3 & -k_\text{ч}^4\frac{EJ}{l}\Psi_4 & \Psi_1 & l\Psi_2 \\ 0 & 0 & k_\text{ч}^4\frac{EJ}{l^3}\Psi_2 & -k_\text{ч}^4\frac{EJ}{l^2}\Psi_3 & \frac{k_\text{ч}^4}{l}\Psi_4 & \Psi_1 \end{pmatrix}. \tag{10.52}$$

В матрице (10.52) Ψ_1, Ψ_2, Ψ_3, Ψ_4 – нормальные фундаментальные функции Крылова [4]:

$$\Psi_1 = \frac{1}{2k_\text{ч}^3}(\operatorname{ch} k_\text{ч} \sin k_\text{ч} - \operatorname{sh} k_\text{ч} \cos k_\text{ч});$$

$$\Psi_2 = \frac{1}{2k_\text{ч}^2}\operatorname{sh} k_\text{ч} \sin k_\text{ч};$$

$$\Psi_3 = \frac{1}{2k_ц}(\operatorname{ch} k_ц \sin k_ц + \operatorname{sh} k_ц \cos k_ц);$$

$$\Psi_4 = \frac{1}{2}(1 + \operatorname{ch} k_ц \cos k_ц).$$

В соответствии с четвертым условием выбора расчетной схемы в матрицах пролетов элементы, характеризующие крутильные колебания, заменяют единичной матрицей.

Матрицу угла поворота шины на 90° записывают следующим образом:

$$G = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}. \qquad (10.53)$$

Краевые условия для шины, защемленной с двух сторон,

$$\begin{bmatrix} 0 \\ M_{x,A} \\ 0 \\ 0 \\ -M_{z,A} \\ -Q_{y,A} \end{bmatrix} = H \times \begin{bmatrix} 0 \\ M_{x,B} \\ 0 \\ 0 \\ -M_{z,B} \\ -Q_{y,B} \end{bmatrix}.$$

Поскольку в матрицах-столбцах Ψ_A, Ψ_B три из шести составляющих равны нулю, то, вычеркивая соответствующие строки и столбцы матрицы-произведения H, получают искомое характеристическое уравнение собственных колебаний рассматриваемой механической системы

$$\begin{vmatrix} H_{12} & H_{15} & H_{16} \\ H_{32} & H_{35} & H_{36} \\ H_{42} & H_{45} & H_{46} \end{vmatrix} = 0. \qquad (10.54)$$

После раскрытия определителя (10.54) и соответствующих алгебраических преобразований получают характеристическое уравнение

$$\left(\frac{l_1^3}{E_1 J_1} + \frac{l_2^3}{E_2 J_2}\right)\left(-\frac{1}{2k_ц^4}\operatorname{sh} k_ц \sin k_ц\right)\frac{1}{2k_ц}(\operatorname{ch} k_ц \sin k_ц + \cos k_ц \operatorname{sh} k_ц) = 0; \qquad (10.55)$$

$$\operatorname{th} k_ц = -\operatorname{tg} k_ц.$$



Рис. 10.21. Расчетная схема при колебаниях шинопровода в плоскости X

Решение трансцендентного уравнения (10.55) производят графическим способом. Первый наименьший корень $k_ц = 2{,}73$.

Рассмотрим колебания шинной конструкции в плоскости x. В этом случае ее можно заменить эквивалентной ей двухпролетной неразрезной балкой. Расчетная схема решаемой задачи приведена на рис. 10.21; частотное уравнение,

полученное на основе матричного метода продолжения решения, имеет вид

$$2 \operatorname{sh} k_ч \sin k_ч (\operatorname{ch} k_ч \cos k_ч - 1) - 3 (\operatorname{ch} k_ч \sin k_ч - \operatorname{sh} k_ч \cos k_ч) = 0.$$

Наименьший корень этого уравнения, определяемый графически, будет равен 3,56.

Если предположить, что реальная шинная линия (шинопровод) содержит различные участки шины, между которыми отсутствует упругая связь, то параметры частоты свободных колебаний отдельных ее пролетов различны. Такую шинную линию называют неоднородной. Вычисление частоты собственных колебаний такой линии по одному значению параметра частоты не определит условий попадания в резонанс. В этом случае целесообразно говорить не о критических значениях частоты, а о критической области возможных значений частот. Зону возможных значений частот ограничивают предельными значениями параметра частоты собственных колебаний.

Верхний предел $k_ч = 4{,}73$, нижний предел $k_ч = 2{,}73$.

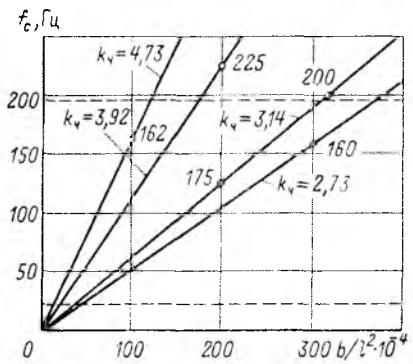


Рис. 10.22. Номограммы для определения области возможных значений частоты собственных колебаний алюминиевых шин прямоугольного сечения

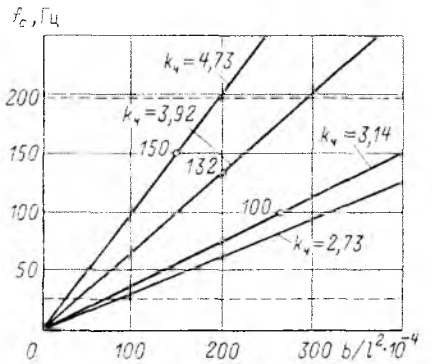


Рис. 10.23. Номограммы для определения области возможных значений частоты собственных колебаний медных шин прямоугольного сечения

Для облегчения инженерных расчетов предложены соответствующие номограммы (рис. 10.22, 10.23). Каждая номограмма представляет собой зависимость частоты собственных колебаний шинной конструкции от геометрического размера b/l_2 для определенного параметра частоты. Номограммы могут быть использованы для определения области возможных значений частот в любой из главных плоскостей инерции x, y (рис. 10.19), необходимо только иметь в виду, что b – сторона, параллельная плоскости колебаний. На рис. 10.22 представлены номограммы для алюминиевых шин, на рис. 10.23 – для шин из меди.

В [2] приведены частотные характеристики шинопровода, фазы которого перпендикулярны и расположены в разных плоскостях.

Глава одиннадцатая

КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

11.1. Общие положения

Одним из основных вопросов, решаемых как на стадии проектирования, так и на стадии эксплуатации систем промышленного электроснабжения, является вопрос о компенсации реактивной мощности, включающий выбор целесообразных источников, расчет и регулирование их мощности, размещение источников в системе электроснабжения.

Количественные и качественные изменения, происходящие в промышленном электроснабжении за последние годы, придают этому вопросу особую значимость. В настоящее время прирост потребления реактивной мощности существенно превосходит прирост потребления активной мощности. При этом передача реактивной мощности на значительные расстояния от мест генерации до мест потребления существенно ухудшает технико-экономические показатели систем электроснабжения.

Все большую долю в общем объеме суммарных нагрузок занимают резкопеременные и нелинейные нагрузки с повышенным потреблением реактивной мощности (вентильные преобразователи для электроприводов постоянного и переменного тока, термических установок и т. п.). В этих условиях установка конденсаторных батарей без специальных мер защиты их от перегрузки токами высших гармоник может оказаться недопустимой. Для компенсации реактивной мощности и обеспечения требуемого качества электроэнергии при резкопеременной нагрузке, наличии несимметрии и несинусоидальности формы кривой тока и напряжения разрабатывают специальные фильтрокомпенсирующие (ФКУ) и фильтросимметрирующие (ФСУ) устройства. В реальных условиях установка ФКУ и ФСУ может привести к неоправданному увеличению капитальных затрат и к дополнительному расходу электроэнергии. Достаточно сказать, что суммарная установленная мощность этих устройств для обеспечения требуемого качества электроэнергии может быть соизмерима с мощностью нагрузки, вызывающей несимметрию или несинусоидальность, а их габариты и удельные показатели стоимости могут превосходить соответствующие показатели нагрузки. К сожалению, в [28] и других директивных документах многие вопросы компенсации реактивной мощности, возникающие при проектировании и эксплуатации систем электроснабжения, не нашли должного отражения. В первую очередь это методические вопросы расчета установленной мощности и определения места расположения компенсирующих устройств, защиты конденсаторов от перегрузок в нелинейных цепях и т. д.

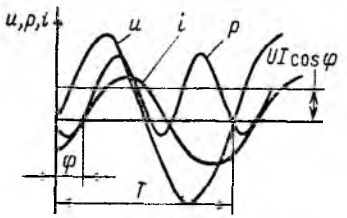
При выборе оптимального варианта следует исходить из технико-экономических расчетов, основанных на системном подходе к задаче компенсации реактивной мощности. Это означает, что оптимальное решение должно удовлетворять интересам как электроснабжающих систем, так и потребителей электроэнергии с учетом эффекта во всей системе в целом.

Реактивная мощность в электрических сетях. Пусть приемник электроэнергии присоединен к источнику синусоидального напряжения $u =$

$= \sqrt{2}\,U \sin \omega t$ и потребляет синусоидальный ток $i = \sqrt{2}\,I \sin(\omega t - \varphi)$, сдвинутый по фазе относительно напряжения на угол φ.

Значение мгновенной мощности на зажимах приемника определяется выражением

$$p = ui = 2UI \sin(\omega t) \sin(\omega t - \varphi) = UI \cos \varphi + UI \cos(2\omega t - \varphi) \qquad (11.1)$$



и является суммой двух величин, одна из которых постоянна во времени, а другая пульсирует с двойной частотой (рис. 11.1).

Рис. 11.1. Кривые мгновенных значений тока, напряжения и мощности

Среднее значение мгновенной мощности p за период питающего напряжения T полностью определяется первым слагаемым. Действительно,

$$p = \frac{1}{T}\int_0^T [UI \cos \varphi + UI \cos(2\omega t - \varphi)]\, dt = UI \cos \varphi + 0.$$

Эта величина, в дальнейшем именуемая активной мощностью, характеризует энергию, выделяемую в единицу времени на производство полезной работы, например в виде тепла в приемнике с активным сопротивлением R:

$$P = UI \cos \varphi = I^2 R.$$

Среднее значение от второго слагаемого мгновенной мощности (11.1) за время T равно нулю, т. е. на ее создание не требуется каких-либо материальных затрат и поэтому она не может совершать полезной работы. Ее присутствие указывает, что между источником и приемником происходит обмен энергией. А это возможно лишь в том случае, если имеются особые реактивные элементы, способные накапливать и отдавать электромагнитную энергию – емкость и индуктивность.

Таким образом, полную мощность на зажимах приемника в комплексной форме можно представить следующим образом:

$$S = \dot{U}\overset{*}{I} = UIe^{j\varphi} = UI \cos \varphi + jUI \sin \varphi = P + jQ, \qquad (11.2)$$

где $\dot{U}$ – комплекс напряжения; $\overset{*}{I}$ – сопряженный комплекс тока; $Q = UI \sin \varphi$ – реактивная мощность.

Для реактивной мощности приняты такие понятия, как потребление, генерация, передача, потери, баланс. Считается, что если ток отстает по фазе от напряжения (индуктивный характер нагрузки), то реактивная мощность потребляется и имеет положительный знак, а если ток опережает напряжение (емкостный характер нагрузки), то реактивная мощность генерируется и имеет отрицательное значение. С точки зрения генерации и потребления между реактивной и активной мощностью существуют значительные различия. Если большая часть активной мощности потребля-

ется приемниками и лишь незначительная теряется в элементах сети и электрооборудования, то потери реактивной мощности в элементах сети могут быть соизмеримы с реактивной мощностью, потребляемой приемниками электроэнергии. Активная мощность генерируется электростанциями, а реактивная – генераторами электростанций, синхронными компенсаторами, синхронными двигателями, батареями конденсаторов, тиристорными источниками реактивной мощности и линиями.

Концентрация производства реактивной мощности во многих случаях экономически нецелесообразна по следующим причинам.

1. При передаче значительной реактивной мощности возникают дополнительные потери активной мощности и электроэнергии во всех элементах системы электроснабжения, обусловленные загрузкой их реактивной мощностью. Так, при передаче активной P и реактивной Q мощностей через элемент системы электроснабжения с сопротивлением R потери активной мощности составят

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R = \frac{P^2}{U^2} R + \frac{Q^2}{U^2} R = \Delta P_{\text{а}} + \Delta P_{\text{р}}, \tag{11.3}$$

Дополнительные потери активной мощности $\Delta P_{\text{р}}$, вызванные протеканием реактивной мощности Q, пропорциональны ее квадрату. Поэтому во многих случаях передача значительной реактивной мощности от генераторов электростанций к потребителям нецелесообразна,несмотря на низкие удельные затраты, связанные с ее генерацией.

2. Возникают дополнительные потери напряжения, которые особенно существенны в сетях районного значения. Например, при передаче мощностей P и Q через элемент системы электроснабжения с активным сопротивлением R и реактивным X потери напряжения составят

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U} = \frac{PR}{U} + \frac{QX}{U} = \Delta U_{\text{а}} + \Delta U_{\text{р}}, \tag{11.4}$$

где $\Delta U_{\text{а}}$ – потери напряжения, обусловленные активной мощностью; $\Delta U_{\text{р}}$ – потери напряжения, обусловленные реактивной мощностью.

Относительное значение потерь напряжения в трехфазной сети определяется в основном реактивной мощностью и мощностью КЗ в рассматриваемой точке сети $S_{\text{к}}$:

$$V(t) = \frac{PR + QX}{3U^2} = \frac{PR/X + Q}{3U^2/X} = \frac{PR/X + Q}{S_{\text{к}}}. \tag{11.5}$$

Для иллюстрации на рис. 11.2 приведена осциллограмма изменения напряжения $U_{\text{ш}}$ на шинах 10 кВ и реактивной мощности Q при работе мощного вентильного преобразователя.

С влиянием реактивной мощности, передаваемой по элементам сети, на напряжение тесно связано понятие баланса реактивной мощности. Под балансом реактивной мощности понимают равенство генерируемой и по-

требляемой мощностей при допустимых отклонениях напряжения у приемников электроэнергии.

3. Загрузка реактивной мощностью систем промышленного электроснабжения и трансформаторов уменьшает их пропускную способность и требует увеличения сечений проводов воздушных и кабельных линий, увеличения номинальной мощности или числа трансформаторов подстанций и т. п.

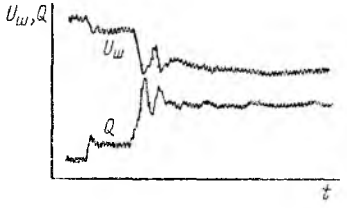


Рис. 11.2. Осциллограмма напряжения на шинах 10 кВ и реактивной мощности при работе мощного вентильного преобразователя

Основными потребителями реактивной мощности на промышленных предприятиях являются асинхронные двигатели (60 – 65 % общего потребления), трансформаторы (20 – 25 %), вентильные преобразователи, реакторы, воздушные электрические сети и прочие приемники (10 %).

Из (11.2) следует

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2};\ Q/P = \operatorname{tg}\varphi;\ P/S = \cos\varphi. \qquad (11.6)$$

До недавнего времени основным нормативным показателем, характеризующим реактивную мощность, был коэффициент мощности $\cos\varphi$. На вводах, питающих промышленное предприятие, средневзвешенное значение этого коэффициента должно было находиться в пределах 0,92 – 0,95. Однако выбор соотношения P/S в качестве нормативного не дает четкого представления о динамике изменения реального значения реактивной мощности. Например, при изменении коэффициента мощности от 0,95 до 0,94 реактивная мощность изменяется на 10 %, а при изменении этого же коэффициента от 0,99 до 0,98 приращение реактивной мощности составляет уже 42 %.

При расчетах удобнее оперировать соотношением $K_{р.м} = Q/P = \operatorname{tg}\varphi$, которое называют коэффициентом реактивной мощности.

Введение в 1974 г. нового директивного документа [28] по компенсации реактивной мощности было направлено на повышение эффективности работы всей системы электроснабжения от генераторов энергосистемы до приемников электроэнергии. Непоказательное значение средневзвешенного коэффициента мощности было заменено значением реактивной мощности, которое может быть передано по сетям энергосистемы промышленному предприятию. Мощность, местоположение и режим работы компенсирующих устройств должны обосновываться технико-экономическими расчетами по критерию минимума приведенных затрат на производство и распределение электроэнергии.

11.2. Способы уменьшения потребления реактивной мощности приемниками электроэнергии

На промышленном предприятии уменьшение потребляемой реактивной мощности может быть достигнуто естественным путем, например улучшением режима работы приемников, применением двигателей более

совершенных конструкций, устранением их недогрузки, а также за счет установки специальных компенсирующих устройств.

Мероприятия по уменьшению потребления приемниками реактивной мощности должны рассматриваться в первую очередь, так как для их осуществления, как правило, не требуется значительных капитальных затрат.

Поскольку основными потребителями реактивной мощности являются асинхронные двигатели, трансформаторы и вентильные преобразователи, предметом всестороннего анализа должны быть следующие вопросы:

1) замена малозагруженных асинхронных двигателей двигателями меньшей мощности;

2) понижение напряжения у двигателей, систематически работающих с малой загрузкой;

3) ограничение холостого хода двигателей и сварочных трансформаторов;

4) применение синхронных двигателей вместо асинхронных в случае, когда это возможно по условиям технологического процесса;

5) применение синхронизированных асинхронных двигателей (см. § 11.8);

6) применение наиболее целесообразной силовой схемы и системы управления вентильного преобразователя.

Замена малозагруженных двигателей двигателями меньшей мощности. Реактивная мощность, потребляемая асинхронным двигателем, зависит от его технических данных и коэффициента загрузки. При номинальной загрузке и номинальном напряжении асинхронный двигатель потребляет реактивную мощность

$$Q_{\text{ном}} = \frac{P_{\text{ном}}}{k_{\text{п,д}}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{ном}}, \tag{11.7}$$

где $k_{\text{п,д}}$ – коэффициент полезного действия при полной загрузке.

Реактивная мощность, потребляемая двигателем из сети на холостом ходу, может быть найдена из выражения

$$Q_{\text{х}} \approx \sqrt{3}\, U_{\text{ном}} I_{\text{х}}, \tag{11.8}$$

где $I_{\text{х}}$ – ток XX асинхронного двигателя.

Для двигателей с номинальным коэффициентом мощности $\cos \varphi_{\text{ном}} = 0{,}91 \div 0{,}93$ реактивная мощность XX составляет около 50 % реактивной мощности при номинальной загрузке двигателя.

Для двигателей с $\cos \varphi_{\text{ном}} = 0{,}77 \div 0{,}79$ она достигает 70 %.

Увеличение потребления реактивной мощности при полной загрузке двигателя по сравнению с потреблением на XX

$$\Delta Q_{\text{ном}} = Q_{\text{ном}} - Q_{\text{х}} \approx \frac{P_{\text{ном}}}{k_{\text{п,д}}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{ном}} - \sqrt{3}\, U_{\text{ном}} I_{\text{х}}. \tag{11.9}$$

При нагрузках асинхронного двигателя, меньших номинальной, прирост потребления реактивной мощности по сравнению с приростом на XX

пропорционален квадрату коэффициента загрузки двигателя:

$$\Delta Q = k_з^2 \Delta Q_{ном}, \tag{11.10}$$

где $k_з = P/P_{ном}$ – коэффициент загрузки двигателя.

Таким образом, реактивная мощность, потребляемая двигателем при произвольной загрузке, составляет:

$$Q = Q_х + \Delta Q_{ном} k_з^2. \tag{11.11}$$

Коэффициент мощности асинхронного двигателя при произвольной загрузке $P = k_з P_{ном}$ с учетом (11.11) находят по выражению

$$\cos\varphi = \frac{P}{S} = \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\dfrac{Q_х + k_з^2 \Delta Q_{ном}}{k_з P_{ном}}\right)^2}}. \tag{11.12}$$

Как следует из (11.12), коэффициент мощности двигателя уменьшается при уменьшении его загрузки. Например, если для какого-то конкретного двигателя при 100 %-ной загрузке $\cos\varphi = 0{,}8$, то при 50 %-ной загрузке он равен 0,65, а при 30 %-ной – 0,51. Отсюда следует, что замена систематически малозагруженных двигателей двигателями меньшей мощности способствует повышению коэффициента мощности промышленных электроустановок.

Условия рентабельности требуют, чтобы замена двигателя влекла за собой уменьшение суммарных потерь активной мощности как в энергосистеме, так и в приемнике. Для суммарных потерь справедливо выражение

$$\Delta P_{сум} = k_{и.п} Q + \Delta P, \tag{11.13}$$

где ΔP – полные потери активной мощности в двигателе; $k_{и.п}$ – коэффициент изменения потерь, кВт/квар, задается предприятию энергосистемой или принимается по справочным данным.

Коэффициент изменения потерь $k_{и.п}$ численно равен удельному снижению потерь активной мощности во всех элементах системы элекроснабжения (от источников питания до мест потребления электроэнергии), полученному при уменьшении передаваемой предприятию реактивной мощности. Как показали расчеты, наименьшее значение $k_{и.п}$ равно примерно 0,02 кВт/квар для трансформаторов, присоединенных непосредственно к шинам станции, а наибольшее значение $k_{и.п}$ равно 0,1 – 0,15 для трансформаторов 10 – 6/0,4 кВ, питающихся от районных сетей.

Преобразовав (11.13) в более удобный для расчета вид, с учетом (11.9) и (11.11) получим

$$\Delta P_{сум} = \left[Q_х (1 - k_з^2) + k_з^2 Q_{ном}\right] k_{и.п} + \Delta P_х + k_з^2 \Delta P_{а.ном}, \tag{11.14}$$

где $\Delta P_х = P_{ном}\left(\dfrac{1 - k_{п.д}}{k_{п.д}}\right)\dfrac{k_{дв}}{1 + k_{дв}}$ – потери активной мощности при ХХ

двигателя, кВт; $\Delta P_{\text{а.ном}} = P_{\text{ном}} \dfrac{1 - k_{\text{п.д}}}{k_{\text{п.д}}} \dfrac{1}{k_{\text{дв}} + 1}$ – прирост потерь активной мощности в двигателе при 100 %-ной загрузке, кВт; $k_{\text{дв}} = \Delta P_{\text{х}}/\Delta P_{\text{а.ном}}$ – расчетный коэффициент, зависящий от конструкции двигателя и равный

$$k_{\text{дв}} = \frac{\Delta P_{\text{х}}\,\%}{(100 - k_{\text{п.д}}\,\%) - \Delta P_{\text{х}}\,\%}; \qquad (11.15)$$

$\Delta P_{\text{х}}$ – потери XX, % активной мощности, потребляемой двигателем при загрузке 100 %.

Ряд работ, проведенных в Госэнергонадзоре, показал, что если средняя загрузка двигателя менее 45 % номинального значения его мощности, то замена двигателя менее мощным всегда целесообразна и проверка расчетами не требуется. При загрузке двигателя более 70 % номинальной мощности можно считать, что замена его в общем случае нецелесообразна. При загрузке двигателей в пределах 45 – 70 % целесообразность замены их должна быть подтверждена достаточным уменьшением суммарных потерь активной мощности в электрической системе и двигателе, рассчитанных по (11.14).

Пример 11.1. Требуется проверить по условиям рентабельности замену двигателя типа А92-4 мощностью 100 кВт, работающего с нагрузкой на валу, равной 50 кВт, двигателем А82-4 мощностью 55 кВт.

Коэффициент изменения потерь в заданном пункте энергосистемы равен 0,02; 0,1; 0,15 кВт/квар.

Параметры заменяемого двигателя: $\cos\varphi = 0{,}89$; $k_{\text{п.д}} = 0{,}92$; $U_{\text{ном}} = 380$ В; $I_{\text{х}} = 57$ А; $\Delta P_{\text{х}} = 3{,}5$ кВт.

Определяем

$$Q_{\text{х}} = \sqrt{3} \cdot 380 \cdot 57 \cdot 10^{-3} = 37{,}5 \text{ квар};$$

$$Q_{\text{ном}} = \frac{100}{0{,}92} \cdot 0{,}515 = 56 \text{ квар};$$

$$k_{\text{э}} = \frac{50}{100} = 0{,}5;$$

$$k_{\text{дв}} = \frac{\Delta P_{\text{х}}\,\%}{(100\,\% - k_{\text{п.д}}\,\%) - \Delta P_{\text{х}}\,\%} = \frac{3{,}5}{(100 - 92) - 3{,}5} = 0{,}778;$$

$$\Delta P_{\text{а.ном}} = P_{\text{ном}} \frac{1 - k_{\text{п.д}}}{k_{\text{п.д}}} \frac{1}{1 + k_{\text{дв}}} = 100 \frac{1 - 0{,}92}{0{,}92} \frac{1}{1 + 0{,}778} = 4{,}89 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{\text{сум}} = [37{,}5\,(1 - 0{,}5^2) + 0{,}5^2 \cdot 56]\, k_{\text{и.п}} + 3{,}5 + 0{,}5^2 \cdot 4{,}89;$$

$\Delta P_{\text{сум}} = 5{,}56$, 8,94, 11,04 кВт при $k_{\text{и.п}} = 0{,}02$; 0,1 и 0,15 соответственно.

Параметры заменяющего двигателя: $\cos\varphi = 0{,}89$; $k_{\text{п.д}} = 0{,}905$; $U_{\text{ном}} = 380$ В; $I_{\text{х}} = 31{,}8$ А; $\Delta P_{\text{х}} = 2{,}31$ кВт.

Определяем

$$Q_{\text{х}} = \sqrt{3} \cdot 380 \cdot 31{,}8 \cdot 10^{-3} = 21 \text{ квар};$$

$$Q_{\text{ном}} = \frac{55}{0{,}905} \cdot 0{,}515 = 31{,}3 \text{ квар};$$

$$k_{\text{з}} = \frac{50}{55} = 0{,}91;$$

$$k_{\text{дв}} = \frac{4{,}2}{(100 - 90{,}5) - 4{,}2} = 0{,}793;$$

$$\Delta P_{\text{а, ном}} = 55 \frac{1 - 0{,}905}{0{,}905} \frac{1}{1 + 0{,}793} = 3{,}22 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{\text{сум}} = [21 (1 - 0{,}91^2) + 0{,}91^2 \cdot 31{,}3] k_{\text{и. п}} + 2{,}31 + 0{,}91^2 \cdot 3{,}22;$$

$\Delta P_{\text{сум}} = 5{,}57,\ 7{,}93,\ 9{,}41$ при заданных значениях $k_{\text{и. п}}$.

Таким образом, замена двигателя при $k_{\text{и. п}} = 0{,}02$ не приводит к уменьшению суммарных активных потерь. При $k_{\text{и. п}} = 0{,}1$ и $0{,}15$ снижение потерь равно 1,01 и 1,63 кВт соответственно. Однако для удовлетворения условий рентабельности необходимо, чтобы экономия от снижения потерь электроэнергии в течение 7 лет превзошла дополнительные капиталовложения, вызванные демонтажем старого и монтажом нового двигателя.

Применение наиболее целесообразной силовой схемы и системы управления вентильного преобразователя. Вентильный преобразователь постоянного тока является потребителем реактивной мощности, так как основная гармоника тока отстает от напряжения. Угол сдвига φ_1 между основными гармониками напряжения и тока определяется в основном глубиной регулирования выпрямленного напряжения; с достаточной точностью можно считать, что $\varphi_1 \approx \arccos U_{\text{в}}/U_{\text{в,0}}$, где $U_{\text{в}}$ – среднее значение выпрямленного напряжения; $U_{\text{в,0}}$ – выпрямленное напряжение идеального ХХ, определяется силовой схемой преобразователя.

Коэффициент мощности преобразователя на основной гармонике

$$\lambda = P/S.$$

С учетом того, что $P = 3UI_1 \cos \varphi_1$; $S = 3UI$, получаем

$$\lambda = k_{\text{иск, т}} \cos \varphi_1, \tag{11.16}$$

где $k_{\text{иск, т}} = I_1/I$ – коэффициент искажения тока; I_1 – основная гармоника переменного тока преобразователя.

Приведем некоторые соотношения, необходимые в дальнейшем для практических расчетов трехфазной мостовой схемы преобразователя [13]:

$$k_{\text{иск, т}} \approx \frac{3}{\pi}; \qquad U_{\text{в,0}} = 3 \frac{\sqrt{2}}{\pi} U_2; \qquad Q_{\text{в, п}} = I_{\text{в}} \sqrt{U_{\text{в,0}}^2 - U_{\text{в}}^2}, \tag{11.17}$$

где U_2 – напряжение со стороны переменного тока; $I_в$ – среднее значение выпрямленного тока.

Нетрудно заметить, что основной причиной потребления реактивной мощности преобразователем является глубокое регулирование выпрямленного напряжения. Например, если к преобразователю с напряжением со стороны переменного тока $U_2 = 230$ В подключить двигатель с номинальным напряжением $U_{ном.дв} = 220$ В, то наибольшее значение коэффициента мощности не превысит значения

$$\lambda \leqslant \frac{3}{\pi}\frac{U_{ном.дв}}{U_{в,0}} = \frac{3}{\pi}\frac{220\pi}{3\sqrt{2}\cdot 230} = 0{,}67.$$

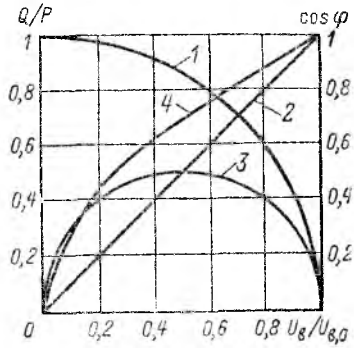


Рис. 11.3. Зависимость коэффициента реактивной мощности и коэффициента мощности cos φ от глубины регулирования

На рис. 11.3 приведены зависимости коэффициента реактивной мощности Q/P (кривая *1*) и коэффициента мощности cos φ (кривая *2*) одномостового преобразователя от глубины регулирования выпрямленного напряжения $U_в/U_{в,0}$. Одним из способов уменьшения реактивной мощности преобразователей является способ их последовательного соединения с усложненными законами управления отдельными мостами или вентильными группами. На рис. 11.3 показаны соответствующие зависимости Q/P (кривая *3*) и коэффициента мощности cos φ (кривая *4*) для преобразователя с последовательным соединением двух мостов и поочередным управлением. Такие схемы рекомендуется использовать в первую очередь для мощных электроприводов, так как система управления преобразователем оказывается сложнее и дороже.

11.3. Источники реактивной мощности

Для компенсации реактивной мощности, потребляемой электроустановками промышленного предприятия, используют генераторы электростанций и синхронные двигатели, а также дополнительно устанавливаемые компенсирующие устройства – синхронные компенсаторы, батареи конденсаторов и специальные статические источники реактивной мощности.

Синхронные машины. Синхронные компенсаторы представляют собой синхронные двигатели облегченной конструкции без нагрузки на валу. Они могут работать как в режиме генерирования реактивной мощности (при возбуждении компенсатора), так и в режиме ее потребления (при недовозбуждении).

В настоящее время отечественная промышленность изготовляет синхронные компенсаторы мощностью 5000 – 160 000 кВ·А.

К достоинствам синхронных компенсаторов как источников реактивной мощности относятся: положительный регулирующий эффект, заключающийся в том, что при уменьшении напряжения в сети генерируемая мощность компенсатора увеличивается; возможность плавного и автоматического регулирования генерируемой реактивной мощности, что повышает устойчивость режимов работы системы и улучшает режимные параметры сети; достаточная термическая и электроди-

намическая стойкость обмоток компенсаторов во время КЗ; возможность восстановления поврежденных синхронных компенсаторов путем проведения ремонтных работ.

К недостаткам синхронных компенсаторов относятся удорожание и усложнение эксплуатации (по сравнению, например, с батареями конденсаторов) и значительный шум во время работы. Потери активной мощности в синхронных компенсаторах при их полной загрузке довольно значительны и в зависимости от номинальной мощности находятся в пределах 0,011 – 0,03 кВт/квар (рис. 11.4).

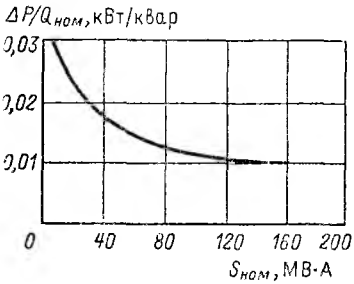


Рис. 11.4. Потери активной мощности в синхронных компенсаторах

Затраты на генерацию реактивной мощности Q синхронным компенсатором находят из выражения

$$З_{с.к} = k_{1.с.к}Q + k_{2.с.к}Q^2, \qquad (11.18)$$

где $k_{1.с.к} = (k_{сум}C_{уст} + c_к\Delta P_к)/Q_{ном}$; $k_{2.с.к} = c_к\Delta P_к/Q^2_{ном}$; $k_{сум}$ – общие отчисления от капиталовложений, определяемые суммой нормативного коэффициента экономической эффективности $k_{н.э}$, коэффициента амортизационных отчислений $k_а$ и расходов на обслуживание $k_{о.п}$; $C_{уст}$ – стоимость установки компенсатора, руб.; $c_х$, $c_к$ – удельная стоимость потерь ХХ и КЗ, руб/кВт; $\Delta P_х$, $\Delta P_к$ – номинальные потери ХХ и КЗ соответственно, кВт; $Q_{ном}$ – номинальная мощность компенсатора, Мвар.

Удельная стоимость синхронных компенсаторов и потери активной мощности значительно увеличиваются при уменьшении их номинальной мощности. Например, у синхронных компенсаторов мощностью 7,5 Мвар удельная стоимость с учетом всех расходов на установку составляет 12,5 руб/квар, а у компенсаторов 75 Мвар для наружной установки – 7,5 руб/квар. Высокая удельная стоимость синхронных компенсаторов небольших мощностей и большие потери активной мощности в них обусловливают применение синхронных компенсаторов лишь значительных мощностей на крупных подстанциях. Так, например, на одной из подстанций большого металлургического завода установлено несколько компенсаторов мощностью по 50 тыс. квар (рис. 11.5). Компенсаторы установлены на открытом воздухе, что значительно удешевило затраты на них.

Синхронные двигатели, применяемые для электропривода, в основном изготовляют с коэффициентом мощности 0,9 при опережающем токе. Они являются эффективным средством компенсации реактивной мощности. Наибольший верхний предел возбуждения синхронного двигателя определяется допустимой температурой обмотки ротора с выдержкой времени, достаточной для форсировки возбуждения при кратковременных снижениях напряжения. Максимальное значение реактивной мощности зависит от загрузки двигателя активной мощностью $k_з$, подводимого напряжения и технических данных двигателя:

$$Q_{с.д} = k_{п.р.м}\frac{P_{ном.д}\operatorname{tg}\varphi_{ном}}{k_{п.д}}, \qquad (11.19)$$

где $P_{ном}$ – номинальная активная мощность двигателя; $k_{п.р.м}$ – коэффициент перегрузки по реактивной мощности (определяют по справочным данным).

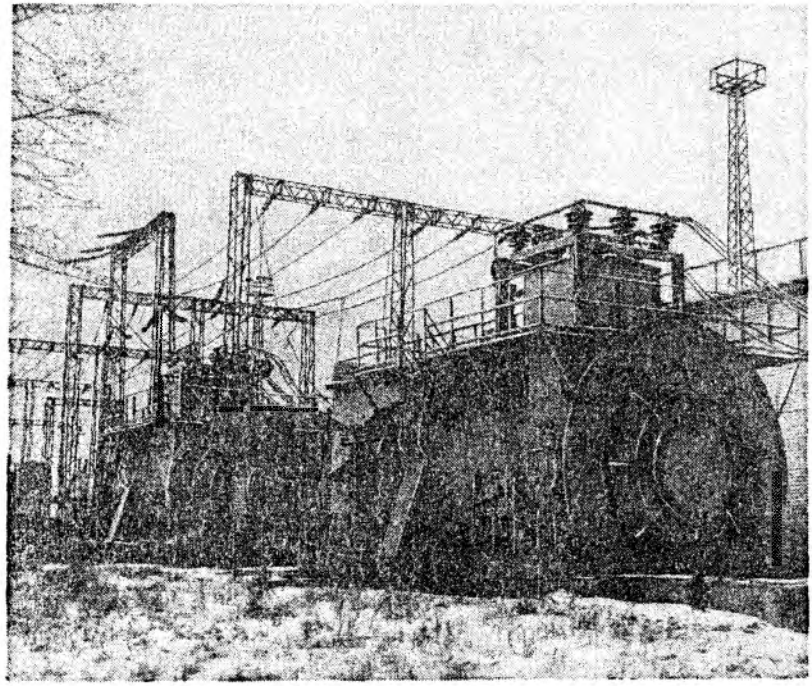


Рис. 11.5. Наружная установка синхронных компенсаторов

Основным критерием для выбора рационального режима возбуждения синхронного двигателя являются дополнительные потери активной мощности на генерацию реактивной мощности

$$\Delta P = k_{1.\text{с.д}} \frac{Q_{\text{с.д}}}{Q_{\text{ном}}} + k_{2.\text{с.д}} \frac{Q^2_{\text{с.д}}}{Q^2_{\text{ном}}}, \qquad (11.20)$$

где $k_{1.\text{с.д}}$, $k_{2.\text{с.д}}$ – расчетные коэффициенты, зависящие от параметров двигателя.

Потери активной мощности на генерацию реактивной мощности синхронными двигателями существенно зависят от номинальной мощности и частоты вращения двигателя. Например, для двигателей серии СДН напряжением 6 кВ потери при их номинальной загрузке находятся в пределах 0,009 – 0,054 кВт/квар (рис. 11.6). Из приведенных кривых видно, что чем ниже значение номинальной мощности и частоты вращения синхронного двигателя, тем значительно выше потери в двигателе на генерацию реактивной мощности.

Конденсаторы – специальные емкости, предназначенные для выработки реактивной мощности. По своему действию они эквивалентны перевозбужденному синхронному компенсатору и могут работать лишь как генераторы реактивной мощности. Конденсаторы изготовляют на номинальные напряжения 660 В и ниже мощностью 12,5 – 50 квар в трех- и однофазном исполнениях, а на 1050 В и выше мощностью 25 – 100 квар – в однофазном исполнении. Из таких элементов собирают батареи конденсаторов требуемой мощности, которые могут быть разделены на секции. Схема батареи конденсаторов определяется техническими данными конденсаторов и режимом работы в системе электроснабжения.

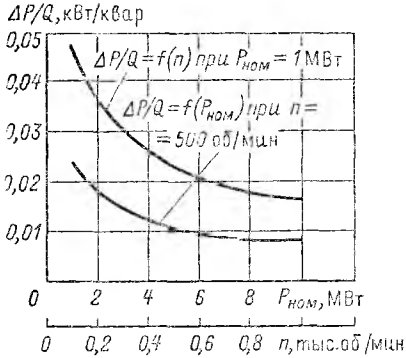


Рис. 11.6. Зависимость потерь в синхронных двигателях на генерацию реактивной мощности от номинальной активной мощности $P_{ном}$ и частоты вращения n

В настоящее время в СССР выпускают комплектные конденсаторные установки, регулируемые на напряжение 380 В, мощностью 150 – 750 квар (одна – пять секций по 150 квар) и нерегулируемые на напряжение 6 – 10 кВ, мощностью 300 – 1125 квар с шагом 150 квар.

Конденсаторы по сравнению с другими источниками реактивной мощности обладают следующими преимуществами:

1) малыми потерями активной мощности (0,0025 – 0,005 кВт/квар);

2) простотой эксплуатации (ввиду отсутствия вращающихся и трущихся частей);

3) простотой производства монтажных работ (малая масса, отсутствие фундаментов);

4) возможностью установки конденсаторов в любом сухом помещении.

К недостаткам конденсаторов следует отнести:

1) зависимость генерируемой реактивной мощности от напряжения

$$Q = \left(\frac{U_{отн}}{U_{б,к,отн}} \right)^2 Q_{ном},$$

где $U_{отн}$ – относительное напряжение сети в месте присоединения; $U_{б,к,отн}$ – отношение номинального напряжения конденсаторов к номинальному напряжению сети;

2) чувствительность к искажениям питающего напряжения;

3) недостаточную прочность, особенно при КЗ и перенапряжениях.

Затраты на генерацию реактивной мощности Q батарей конденсаторов находят из выражения

$$З_{б,к} = k_{1,б,к} Q + k_{0,б,к}, \qquad (11.21)$$

где

$$k_{1,б,к} = k_{сум} c_{б,к} \left(\frac{U_{отн}}{U_{б,к,отн}} \right)^2 + c_0 \Delta P_{б,к};$$

$k_{0,б,к} = k_{сум} C_{в.у} + k_р C_р$; $c_{б,к}$ – удельная стоимость батареи конденсаторов, руб/Мвар; c_0 – удельная стоимость потерь, руб/кВт; $\Delta P_{б,к}$ – удельные потери в конденсаторах; $C_{в.у}$, $C_р$ – стоимость вводного и регулирующего устройств, руб.

Установки конденсаторов бывают индивидуальные, групповые и централизованные. Индивидуальные установки применяют чаще на напряжениях до 660 В. В этих случаях конденсаторы присоединяют наглухо к зажимам приемника. Такой вид установки компенсирующих устройств обладает существенным недостатком – плохим использованием конденсаторов, так как с отключением приемника отключается и компенсирующая установка. При групповой установке конденсаторы присоединяют к распределительным пунктам сети. При этом использование установленной мощности конденсаторов несколько увеличивается. При централизованной установке батареи конденсаторов присоединяют на стороне высшего напряжения трансформаторной подстанции промышленного предприятия.

Использование установленной мощности конденсаторов в этом случае получается наиболее высоким.

Во избежание существенного возрастания затрат на отключающую аппаратуру, измерительные приборы и др. не рекомендуется установка батарей конденсаторов напряжением 6 – 10 кВ мощностью менее 400 квар с помощью отдельного выключателя и менее 100 квар с помощью общего выключателя с силовым трансформатором, асинхронным двигателем и другими приемниками.

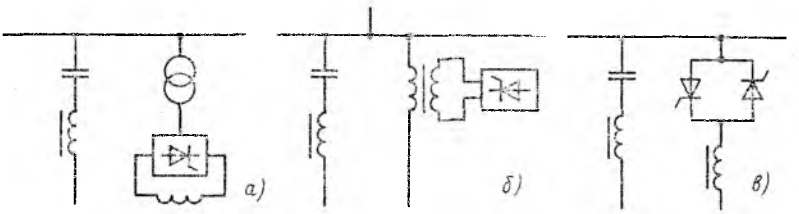


Рис. 11.7. Однолинейные принципиальные схемы статических компенсирующих устройств

При отключении конденсаторов необходимо, чтобы запасенная в них энергия разряжалась автоматически на постоянно включенное активное сопротивление (например, трансформатор напряжения). Значение сопротивления должно быть таким, чтобы при отключении конденсаторов не возникало перенапряжение на их зажимах.

Появление мощных приемников с резкопеременной нагрузкой (главные приводы непрерывных и обжимных прокатных станов, дуговые сталеплавильные печи и т. п.) привело к необходимости создания принципиально новых источников реактивной мощности – статических компенсирующих устройств.

Набросы реактивной мощности, сопровождающие работу этих приемников, вызывают значительные изменения питающего напряжения. Кроме того, эти приемники как нелинейные элементы в системе электроснабжения вызывают дополнительные искажения токов и напряжений. Поэтому к компенсирующим устройствам предъявляют следующие требования:

1) высокое быстродействие изменения реактивной мощности;

2) достаточный диапазон регулирования реактивной мощности;

3) возможность регулирования и потребления реактивной мощности;

4) минимальные искажения питающего напряжения.

Основными элементами статических компенсирующих устройств являются конденсатор и дроссель – накопители электромагнитной энергии и вентили (тиристоры), обеспечивающие ее быстрое преобразование.

На рис. 11.7 приведены некоторые варианты статических компенсирующих устройств; они содержат фильтры высших гармоник (генерирующая часть) и регулируемый дроссель в различных исполнениях. В настоящее время известно большое количество вариантов схем, которые можно разделить на три группы:

1) мостовые источники реактивной мощности с индуктивным накопителем на стороне постоянного тока (рис. 11.7, *а*);

2) реакторы насыщения с нелинейной вольт-амперной характеристикой (рис. 11.7, *б*);

3) реакторы с линейной вольт-амперной характеристикой и последовательно включенными встречно-параллельными управляемыми вентилями (11.7, *в*).

Основными достоинствами этих устройств являются высокое быстродействие, надежность работы и малые потери активной мощности. К недостатку их можно отнести необходимость установки дополнительного регулируемого дросселя.

11.4. Размещение, выбор и расчет мощности компенсирующих устройств

Система промышленного электроснабжения представляет собой единое целое, и от правильного выбора средств компенсации, размещения источников реактивной мощности в сети, расчета их мощности зависит эффективность использования энергетических ресурсов и электрооборудования. Указанные вопросы неразрывно связаны между собой и поэтому их надо решать совместно.

Экономически целесообразным является вариант компенсации реактивной мощности, обеспечивающий минимум приведенных годовых затрат

$$З = C_э + k_{н.э}K = \min, \tag{11.22}$$

где $З$ – суммарные затраты, состоящие из затрат на источники реактивной мощности и затрат, обусловленных производством и распределением реактивной мощности.

На управляемые переменные функции затрат (11.22) накладываются следующие режимные и технические ограничения:

1) по условию баланса реактивной мощности

$$Q_{сум} - Q_{н.сум} - \Delta Q_{сум} + Q_c = 0, \tag{11.23}$$

где $Q_{сум}$ – искомая суммарная мощность источников реактивной мощности; $Q_{н.сум}$, $\Delta Q_{сум}$ – суммарная нагрузка и потери реактивной мощности; Q_c – мощность, передаваемая предприятию из энергосистемы;

2) токовая нагрузка всех элементов системы не должна превышать допустимой:

$$I \leqslant I_{max}; \tag{11.24}$$

3) напряжение на зажимах приемников электроэнергии ограничивается допустимым:

$$U_{min} \leqslant U \leqslant U_{max}; \tag{11.25}$$

4) генерируемая компенсирующими устройствами мощность ограничивается предельно допустимой:

$$Q_{min} \leqslant Q \leqslant Q_{max}. \tag{11.26}$$

В классическом анализе аналогичную задачу оптимизации решают с помощью метода множителей Лагранжа. В практических задачах электроснабжения при наличии сложных разветвленных систем с разнородной нагрузкой применение классического метода Лагранжа связано со значительными трудностями и прежде всего с большой размерностью.

Минимум функции затрат (11.22) определяют с помощью метода динамического программирования, который имеет следующие достоинства:

1) позволяет получить решение для задачи с любым числом переменных за конечное число этапов;

2) позволяет просто учитывать ограничения типа равенства (11.23), неравенств (11.24)–(11.26), а также разрывы функции затрат (11.22), обус-

ловленные постоянной составляющей затрат k_0 на компенсирующие устройства;

3) позволяет исключить проблему неоднозначности решения.

Ниже приведены основные принципы построения модели динамического программирования. Динамическое программирование – это метод оптимизации, предназначенный для задач, в которых процесс решения может быть разбит на этапы. Решение задачи оптимальной компенсации реактивной мощности разбивают на этапы так, чтобы для каждого этапа соблюдались все технические ограничения. На первом этапе рассматривают сеть, содержащую один установленный (или предполагаемый к установке) источник реактивной мощности, на втором этапе – два и т. д. Под состоянием системы понимают суммарное значение генерируемой реактивной мощности рассматриваемых на k-м этапе источников реактивной мощности – $Q_{k,\text{сум}}$. Рассчитывают различные варианты распределения реактивной мощности между источниками и получают различные приведенные годовые затраты $З(Q_{k,\text{сум}})$. В указанной постановке задачи выполняется условие аддитивности функции затрат, т. е. $З = \sum_{1}^{n} З_k(Q_{k-1,\text{сум}},\ Q_k)$, где k – номер этапа. Состояние системы в конце k-го этапа зависит только от предшествующего состояния системы $Q_{k-1,\text{сум}}$ и управления Q_k на данном этапе. Такое свойство называют отсутствием последействия.

Решение состоит из прямого и обратного хода вычислений. Для прямого хода функциональное уравнение динамического программирования представляют в следующем виде:

$$\left.\begin{aligned} З_{1\,\text{опт}}(Q_{1\,\text{сум}}) &= З_1(Q_1):\\ З_{k,\text{опт}}(Q_{k,\text{сум}}) &= \min\left[З_k(Q_k) + З_{k-1,\text{опт}}(Q_{k,\text{сум}} - Q_k)\right] \quad (k = 2,\ 3,\ \ldots,\ n), \end{aligned}\right\} \tag{11.27}$$

где $З_{k,\text{опт}}$ – оптимальная функция затрат на k-м этапе; $З_k$ – затраты на k-й источник реактивной мощности.

В результате последовательного решения n частных задач определяют две последовательности функций: $З_{k,\text{опт}}(Q_{k,\text{сум}})$ – оптимальные затраты на $k = 1, 2, \ldots, n$-м этапе и соответствующие им $Q_{k,\text{опт}}(Q_{k,\text{сум}})$ – оптимальные управления.

Зависимость $З_k$ (в рублях) для любого источника реактивной мощности представляют в виде многочлена второй степени

$$З_k = k_0 + k_1 Q_k + k_2 Q_k^2, \tag{11.28}$$

где k_0 – постоянная составляющая затрат, руб.; k_1 – удельные затраты на 1 Мвар генерируемой мощности, руб/Мвар; k_2 – удельные затраты на 1 Мвар^2 генерируемой мощности, руб/Мвар^2.

Функциональное уравнение (11.27) для первого этапа с учетом потерь в питающей линии (рис. 11.8) примет следующий вид:

$$З_{1\,\text{опт}} = k_{0.1} + k_{1.1} Q_1 + k_{2.1} Q_1^2, \tag{11.29}$$

где $k_{0,1} = k_0 + k_{\text{п}} Q_{\text{н}}^2$; $k_{1,1} = k_1 - 2k_{\text{п}} Q_{\text{н}}$; $k_{2,1} = k_2 + k_{\text{п}}$;

$$k_{\text{п}} = \frac{c_0 R \cdot 10^3}{U_{\text{ном}}^2}.$$

Для второго этапа функциональное уравнение представляют следующим образом:

$$З_{2\text{опт}} = \min \{k_0 + k_1 Q_2 + k_2 Q_2^2 + k_{0,1} + k_{1,1} Q_1 + k_{2,1} Q_1^2\} \qquad (11.30)$$

$$Q_{1\,min} \leqslant Q_1 \leqslant Q_{1\,max}; \quad Q_{2\,min} \leqslant Q_2 \leqslant Q_{2\,max}.$$

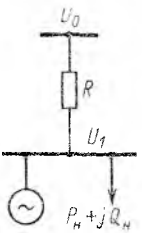


Рис. 11.8. Расчетная схема

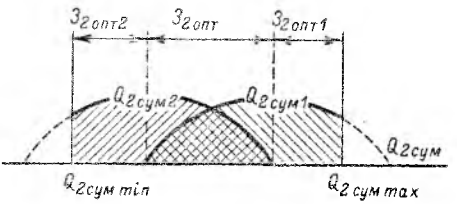


Рис. 11.9. Область определения функции оптимальных затрат для случая $Q_{2\text{сум}\,1\,min} > Q_{2\text{сум}\,2\,min}$

Решают (11.30) и находят зависимости $Q_{2\text{опт}}(Q_{2\text{сум}})$ и $Q_{1\text{опт}}(Q_{2\text{сум}})$:

$$Q_{2\text{опт}} = \frac{k_{2,1}}{k_{2,1} + k_2} Q_{2,\text{сум}} + \frac{k_{1,1} - k_1}{2(k_{2,1} + k_2)}, \qquad (11.31)$$

где $Q_{2\text{сум}} = Q_{1\text{опт}} + Q_{2\text{опт}}$.

Подставляя (11.31) в (11.30), получают оптимальные затраты $З_{2\text{опт}}$ на интервале существования безусловного минимума

$$З_{2\text{опт}} = k_{0\text{экв}} + k_{1\text{экв}} Q_{2\text{сум}} + k_{2\text{экв}} Q_{2\text{сум}}^2, \qquad (11.32)$$

где

$$k_{2\text{экв}} = \frac{k_{2,1} k_2}{k_{2,1} + k_2}; \quad k_{1\text{экв}} = k_{2\text{экв}} \left(\frac{k_1}{k_{2,1}} + \frac{k_1}{k_2} \right);$$

$$k_{0\text{экв}} = -\frac{(k_1 - k_{1,1})^2}{4(k_{2,1} + k_2)} + k_{0,1} + k_0.$$

Область существования безусловного минимума определяют из (11.31) и граничных условий (11.30). Решая относительно $Q_{2\text{сум}}$, получают

$$Q_{2\text{сум}1}[\min, \max] = \left(\frac{k_{2,1}}{k_2} + 1 \right) Q_1[\min, \max] + \frac{k_{1,1} - k_1}{2k_2};$$

$$Q_{2\text{сум}2}[\min, \max] = \left(\frac{k_2}{k_{2,1}} + 1 \right) Q_2[\min, \max] - \frac{k_{1,1} - k_1}{2k_{2,1}}, \qquad (11.33)$$

где $Q_1[\min, \max]$, $Q_2[\min, \max]$ – граничные допустимые значения мощности первого и второго источников; $Q_{2\text{сум}1}[\min, \max]$, $Q_{2\text{сум}2}[\min, \max]$ – граничные значения $Q_{2\text{сум}}$ с учетом ограничений первого и второго источников соответственно. Безусловному минимуму соответствует $Q_{2\text{сум}1} \cap \cap Q_{2\text{сум}2}$ (рис. 11.9).

На интервале $Q_{2\text{сум}2max} \leqslant Q_{2\text{сум}} \leqslant Q_{2\text{сум},max}$ функции оптимальных затрат и управления равны

$$З_{2\text{опт}1} = k_{0\text{экв}1} + k_{1\text{экв}1}Q_{2\text{сум}} + k_{2\text{экв}1}Q^2_{2\text{сум}}; \quad Q_{2\text{опт}} = Q_{2max}, \tag{11.34}$$

где

$$k_{2\text{экв}1} = k_{2,1}; \quad k_{1\text{экв}1} = k_{1,1} - 2k_{2,1}Q_{2\,max};$$

$$k_{0\text{экв}1} = (k_2 + k_{2,1})Q^2_{2\,max} + (k_1 - k_{1,1})Q_{2\,max} + k_{0,1} + k_0.$$

Для интервала

$$Q_{2\text{сум},min} \leqslant Q_{2\text{сум}} < Q_{2\text{сум}1\,min}$$

$$З_{2\text{опт}2} = k_{0\text{экв}2} + k_{1\text{экв}2}Q_{2\text{сум}} + k_{2\text{экв}2}Q^2_{2\text{сум}}; \tag{11.35}$$

$$Q_{1\text{опт}} = Q_{1\,min},$$

где

$$k_{2\text{экв}2} = k_2; \quad k_{1\text{экв}2} = k_1 - 2k_2Q_{1\,min};$$

$$k_{0\text{экв}2} = (k_2 + k_{2,1})\,Q^2_{1min} + (k_{1,1} - k_1)\,Q_{1\,min} + k_{0,1} + k_0.$$

Таким образом, функция оптимальных затрат на втором этапе представляет собой кусочно-непрерывную функцию, состоящую из трех кусков многочленов (11.32), (11.34) и (11.35).

Полученное решение не учитывает разрывы функции затрат (11.22), *обусловленные постоянной составляющей* затрат на вводные и регулирующие устройства источников реактивной мощности.

Рассмотрим учет постоянной составляющей на примере расчета схемы, приведенной на рис. 11.10. На первом этапе решения задачи затраты на батарею конденсаторов $БК_1$ с учетом потерь в линии и трансформаторе равны

$$З_1 = k_{0,1} + k_{1,1}Q_1 + k_{2,1}Q^2_1; \quad Q_{1\,min} \leqslant Q_1 \leqslant Q_{1\,max}.$$

Затраты на $БК_2$

$$З_2 = k_0 + k_1Q_2; \quad Q_{2\,min} \leqslant Q_2 \leqslant Q_{2\,max}.$$

На втором этапе, решая функциональное уравнение (11.30), для интервала безусловного минимума $Q_{2\text{сум}\,min} \leqslant Q_{2\text{сум}} \leqslant Q_{2\text{сум}\,2max}$, полученного аналогично (11.33), имеем

$$З_{2\text{опт}} = -\frac{(k_{1,1} - k_1)^2}{4k_{2,1}} + k_{0,1} + k_1Q_{2\text{сум}};$$

$$Q_{1\text{опт}} = \frac{k_1 - k_{1,1}}{2k_{2,1}}; \quad Q_{2\text{опт}} = Q_{2\text{сум}} - Q_{1\text{опт}}. \tag{11.36}$$

Для интервала

$$Q_{2\,\text{сум}\,2\,max} < Q_{2\text{сум}} \leqslant Q_{2\,\text{сум}\,max}$$

имеем

$$З_{2\text{опт}1} = (k_1 - k_{1,1})\,Q_{2\,max} + k_{2,1}Q^2_{2\,max} + k_{0,1} + k_0 + \\ + (k_{1,1} - 2k_{2,1}Q_{2\,max})\,Q_{2\text{сум}} + k_{2,1}Q^2_{2\text{сум}}; \tag{11.37}$$

$$Q_{2\text{опт}} = Q_{2\,max}; \quad Q_{1\text{опт}} = Q_{2\text{сум}} - Q_{2\text{опт}}. \tag{11.38}$$

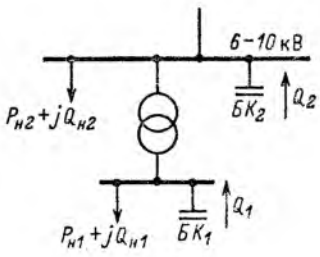


Рис. 11.10. Расчетная схема

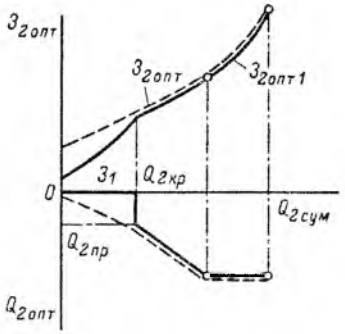


Рис. 11.11. Зависимость функции оптимальных затрат и управления: – – – – без учета постоянной составляющей; ——— с учетом постоянной составляющей

На рис. 11.11 приведены зависимости оптимальных затрат и управления. Для учета постоянной составляющей находят точку пересечения $З_1$, соответствующую первому этапу решения задачи, и $З_{2опт}$ (11.36), полученную на втором этапе. Эту точку называют критической:

$$Q_{кр} = \frac{k_1 - k_{1,1}}{2k_{2,1}} + \sqrt{\frac{k_0}{k_{2,1}}}. \qquad (11.39)$$

Зависимости оптимальных затрат и управления с учетом постоянной составляющей приведены на рис. 11.11. При $Q_{2сум} \leqslant Q_{кр}$ установка батареи конденсаторов на шинах распределительных устройств 6 – 10 кВ неэкономична несмотря на результаты расчетов по (11.32), (11.34) и (11.35). Если $Q_{2сум} > Q_{кр}$, то установка $БК_2$ экономически целесообразна мощностью не менее предельной:

$$Q_{пр} = \sqrt{\frac{k_0}{k_{2,1}}}. \qquad (11.40)$$

Для третьего этапа функциональное уравнение (11.27) имеет следующий вид:

$$З_{3опт} = \min\{З_3(Q_3) + З_{2опт}(Q_{2сум})\}. \qquad (11.41)$$

Аналогично второму этапу последовательно решая относительно функций $З_3$ и $З_{2опт1}$, $З_3$ и $З_{2опт}$, $З_3$ и $З_{2опт2}$ для соответствующих областей определения составляющих функций затрат, получают оптимальные затраты на третьем этапе $З_{3опт}(Q_{3сум})$, где $Q_{3сум} = Q_{1опт} + Q_{2опт} + Q_{3опт}$ в виде i кусков многочленов второй степени (рис. 11.12). При пересечении областей определения функции затрат выбирают функцию, имеющую меньшие затраты на соответствующем интервале.

Пример 11.2. Требуется определить функции оптимальных затрат и управления для схемы электроснабжения, представленной на рис. 11.13.

Затраты на источники реактивной мощности

$$З_{бк1} = 2457Q_1; \quad З_{бк2} = 1480Q_2 + 446;$$

$$З_{сд} = 3500Q_3^2 + 1303Q_3.$$

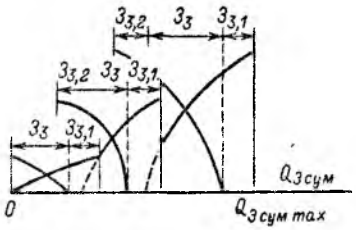


Рис. 11.12. Область определения функции оптимальных затрат для третьего этапа

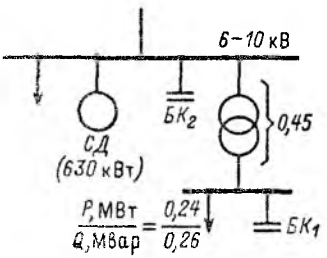


Рис. 11.13. Расчетная схема

Ограничения $0 \leqslant Q_1 \leqslant 0{,}3$ Мвар; $0 \leqslant Q_2 \leqslant 1{,}2$ Мвар; $0 \leqslant Q_3 \leqslant 0{,}34$ Мвар.
Стоимость потерь $c_0 = 100$ руб/(кВт · год).

1 э т а п. Оптимальные затраты с учетом потерь в линии и трансформаторе согласно (11.29) равны

$$З_{1\text{опт}} = 1250 \cdot 0{,}26^2 + (2457 - 2 \cdot 1250 \cdot 0{,}26)\, Q_1 + 1250 Q_1^2 = 85 + 1807 Q_1 + 1250 Q_1^2.$$

2 э т а п. Рассматриваем два источника – батареи конденсаторов $БК_1$ и $БК_2$. Находим область определения функции (11.36)

$$Q_{2\text{сум}\,min} = Q_{1\,min} + Q_{2\,min} = 0 \text{ Мвар};$$

$$Q_{2\text{сум}2\,max} = Q_{2\,max} - \frac{k_{1,1} - k_1}{2k_{2,1}} = 1{,}2 - 0{,}13 = 1{,}07 \text{ Мвар};$$

$$Q_{\text{кр}} = \frac{k_1 - k_{1,1}}{2k_{2,1}} + \sqrt{\frac{k_0}{k_{2,1}}} = 0{,}13 + \sqrt{\frac{446}{1250}} = 0{,}73 \text{ Мвар}.$$

Область определения $Q_{2\text{сум}}$ разбиваем на три интервала:

1) $Q_{2\text{сум}\,min} \leqslant Q_{2\text{сум}} \leqslant Q_{1\,max}$, так как $Q_{\text{кр}} > Q_{1\,max}$; $Q_{1\,max} = 0{,}3$ Мвар.

Оптимальные затраты и управление равны

$$З_{2\,\text{опт кр}} = З_{1\,\text{опт}} = 85 + 1807 Q_1 + 1250 Q_1^2;$$

$$Q_{1\,\text{опт}} = Q_{2\text{сум}}; \quad Q_{2\,\text{опт}} = 0 \text{ Мвар}.$$

2) $Q_{1\,max} < Q_{2\text{сум}} \leqslant Q_{2\text{сум}2\,max}$, где $Q_{2\text{сум}2\,max} = 1{,}07$ Мвар.

Оптимальные затраты и управление находим из (11.36):

$$З_{2\,\text{опт}} = -\frac{(1807 - 1480)^2}{4 \cdot 1250} + 85 + 446 + 1480 Q_{2\text{сум}} = 510 + 1480 Q_{2\text{сум}};$$

$$Q_{1\,\text{опт}} = -\frac{1807 - 1480}{2 \cdot 1250} = -0{,}13 \text{ Мвар}; \quad Q_{2\,\text{опт}} = Q_{2\text{сум}} + Q_{1\,\text{опт}}.$$

Учитывая ограничения, принимаем $Q_{1\,\text{опт}} = 0$.

3) $Q_{2\text{сум}2\,max} < Q_{2\,\text{сум}} \leqslant Q_{2\text{сум}\,max}$, где

$$Q_{2\,\text{сум}\,max} = Q_{1\,max} + Q_{2\,max} = 1{,}5 \text{ Мвар}.$$

Оптимальные затраты и управление находим из (11.37):

$$З_{2\,опт1} = (1480 - 1807)\cdot 1{,}2 + 1250\cdot 1{,}2^2 + 446 + 85 + (1807 - 2\cdot 1250\cdot 1{,}2)\,Q_{2сум} +$$

$$+ 1250\,Q_{2сум}^2 = 1939 - 1193\,Q_{2сум} + 1250\,Q_{2сум}^2;$$

$$Q_{1\,опт} = Q_{2сум} - Q_{2\,опт}; \quad Q_{2\,опт} = 1{,}2 \text{ Мвар}.$$

3 этап. Рассматриваем три источника реактивной мощности. Последовательно произведем расчеты для функций затрат $З_{сд}$ и $З_{2опт,кр}$, $З_{сд}$ и $З_{2опт}$, $З_{сд}$ и $З_{опт1}$. Для функций $З_{сд}$ и $З_{2опт,кр}$ область существования безусловного минимума находим из (11.33):

$$Q_{Зсум1\,max} = \left(\frac{1250}{3500} + 1\right)\cdot 0{,}3 + \frac{1807 - 1303}{2\cdot 3500} = 0{,}48 \text{ Мвар};$$

$$Q_{Зсум1\,min} = \frac{1807 - 1303}{2\cdot 3500} = 0{,}07 \text{ Мвар};$$

$$Q_{Зсум2\,max} = \left(\frac{3500}{1250} + 1\right)0{,}34 - \frac{1807 - 1303}{2\cdot 1250} = 1{,}09 \text{ Мвар};$$

$$Q_{Зсум2\,min} = \frac{1807 - 1303}{2\cdot 1250} = -0{,}2 \text{ Мвар}.$$

Область определения $Q_{Зсум}$ разбиваем на два интервала:

1) $Q_{Зсум\,min} \leqslant Q_{Зсум} \leqslant Q_{Зсум1\,max}$, где

$$Q_{Зсум\,min} = Q_{1\,min} + Q_{3\,min} = 0 \text{ Мвар}.$$

Оптимальные затраты и управление находим из (11.32) и (11.31):

$$З_{Зопт} = -\frac{(1303 - 1802)^2}{4(1250 + 3500)} + 85 + \frac{3500\cdot 1250}{3500 + 1250}\left(\frac{1807}{1250} + \frac{1303}{3500}\right)Q_{Зсум} +$$

$$+ \frac{3500\cdot 1250}{3500 + 1250}\,Q_{Зсум}^2 = 72 + 1675\,Q_{Зсум} + 921\,Q_{Зсум}^2;$$

$$Q_{Зопт} = \frac{1250}{1250 + 3500}\,Q_{Зсум} + \frac{1807 - 1303}{2(1250 + 3500)} = 0{,}263\,Q_{Зсум} + 0{,}053;$$

$$Q_{Зсум} = Q_{Зопт} + Q_{2сум,опт}.$$

2) $Q_{Зсум1\,max} < Q_{Зсум} \leqslant Q_{Зсум\,max}$, где

$$Q_{Зсум\,max} = Q_{1\,max} + Q_{3\,max} = 0{,}3 + 0{,}34 = 0{,}64 \text{ Мвар}.$$

Оптимальные затраты и управление находим из (11.34):

$$З_{Зопт2} = (3500 + 1250)\cdot 0{,}3^2 + (1807 - 1303)\cdot 0{,}3 + 85 + (1303 - 2\cdot 3500\cdot 0{,}3)\times$$

$$\times\, Q_{Зсум} + 3500\,Q_{Зсум}^2 = 664 - 797\,Q_{Зсум} + 3500\,Q_{Зсум}^2;$$

$$Q_{Зопт} = Q_{Зсум} - Q_{2сум,опт}; \quad Q_{2сум,опт} = 0{,}3 \text{ Мвар}.$$

Аналогично находим оптимальные функции затрат и управление для функций $З_{сд}$ и $З_{2опт}$, $З_{сд}$ и $З_{2опт1}$.

В результате получим оптимальную функцию затрат для третьего этапа в виде кусочно-непрерывной функции, состоящей из четырех кусков многочленов (рис. 11.14):

$$З_{3\,опт} = \begin{cases} 72 + 1657Q_{3сум} + 921Q_{3сум}^2, & 0 \leqslant Q_{3сум} \leqslant 0{,}48; \\ 508 + 1480Q_{3сум}, & 0{,}48 < Q_{3сум} \leqslant 1{,}1; \\ 1611 - 536Q_{3сум} + 921Q_{3сум}^2, & 1{,}1 < Q_{3сум} \leqslant 1{,}68; \\ 8883 - 9197Q_{3сум} + 3500Q_{3сум}^2, & 1{,}68 < Q_{3сум} \leqslant 1{,}84. \end{cases}$$

Соответствующие $З_{3\,опт}$ функции управления приведены на рис. 11.15.

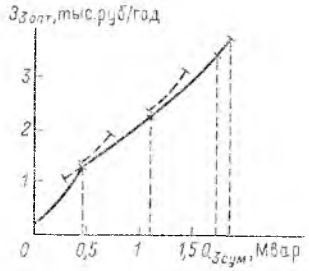


Рис. 11.14. Кусочно-непрерывная функция оптимальных затрат для третьего этапа

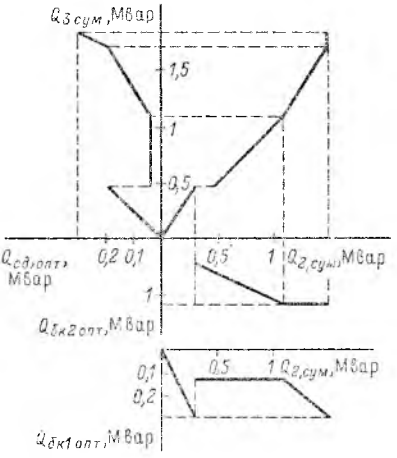


Рис. 11.15. Оптимальные функции управления для третьего этапа

Последовательно усложняя расчетную схему, получаем функции оптимальных затрат для всех узлов системы электроснабжения. На последнем, n-м этапе функция оптимальных затрат $З_{n\,опт}(Q_{n\,сум})$ представляет собой эквивалентную характеристику режима реактивной мощности промышленного предприятия.

Задача выбора оптимального режима реактивной мощности системы электроснабжения промышленного предприятия является частью более сложной задачи определения оптимальных условий развития и функционирования энергосистемы. Одним из возможных путей решения сложной общей задачи является расчет в энергосистеме, когда промышленные предприятия учитывают в виде эквивалентных характеристик их режимов.

В результате решения общей задачи для системы электроснабжения определяют оптимальное значение реактивной мощности, передаваемой из энергосистемы. При этом отпадает необходимость рассматривать в дальнейшем внешнюю сеть, так как учет ее полностью отражается заданным значением входной мощности Q_c [29].

Наглядное представление о сущности компенсации реактивной мощности дает рис. 11.16. На рис. 11.16, *а* приведена векторная диаграмма, отражающая положение в системе электроснабжения промышленного предприятия до компенсации реактивной мощности. На этом рисунке величины $S_{п.п}$, $P_{п.п}$ и $Q_{п.п}$ представляют собой полную, активную и реактивную мощности, потребляемые предприятием; здесь же представлен треугольник

ник потерь полной, активной и реактивной мощностей $\Delta S_{\text{п.с}}$, $\Delta P_{\text{п.с}}$ и $\Delta Q_{\text{п.с}}$, имеющих место в элементах энергосистемы (генераторы, повышающие трансформаторы, линии, понижающие трансформаторы и т. д.) при прохождении через них тока, потребляемого предприятием.

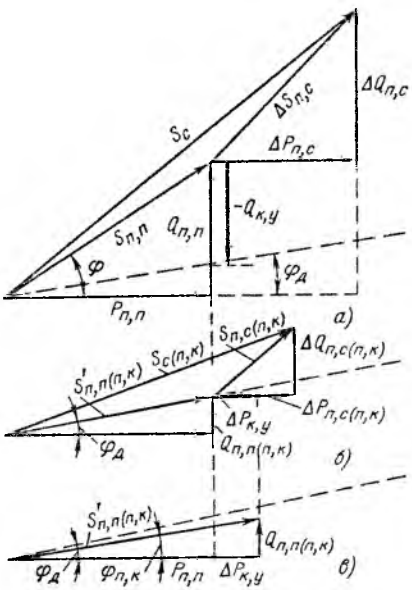


Рис. 11.16. Векторные диаграммы к выбору мощности компенсирующего устройства промышленного предприятия:

а – векторная диаграмма для предприятия и энергосистемы до компенсации реактивной мощности; *б* – то же после компенсации с учетом системы питания; *в* – векторная диаграмма после компенсации только в пределах предприятия; $S_{\text{п. п}}$, $P_{\text{п. п}}$ и $(+Q_{\text{п. п}})$ – полная, активная и реактивная мощности, потребляемые предприятием до компенсации, кВ · А, кВт, квар; φ – угол сдвига до компенсации; $\varphi_{\text{п. к}}$ – угол сдвига после компенсации; $(-Q_{\text{к. у}})$ – мощность компенсирующего устройства, квар; $\Delta S_{\text{п. с}}$, $\Delta P_{\text{п. с}}$ и $\Delta Q_{\text{п. с}}$ – полные, активные и реактивные потери в энергосистеме до компенсации, кВ · А, кВт, квар; $S_{\text{с}}$ – полная мощность, которая покрывается источником питания энергосистемы, кВ · А; $S_{\text{п. с (п, к)}}$ и $Q_{\text{п. с (п, к)}}$ – полная и реактивная мощности, потребляемые предприятием после компенсации без учета влияния потерь в компенсирующем устройстве, кВ · А и квар; $\Delta S_{\text{п. с (п, к)}}$, $\Delta P_{\text{п. с (п, к)}}$ и $\Delta Q_{\text{п. с (п, к)}}$ – полные, активные и реактивные потери мощности в системе после компенсации, кВ · А, кВт и квар; $S_{\text{с (п, к)}}$ – полная мощность, покрываемая источниками питания энергосистемы после компенсации, кВ · А; $\Delta P_{\text{к. у}}$ – потери активной мощности в компенсирующем устройстве, кВт; $S_{\text{п. п (п, к)}}$ – потребляемая промышленным предприятием полная мощность после компенсации с учетом потерь $\Delta P_{\text{к. у}}$ в компенсирующем устройстве, кВ · А

На рис. 11.16, *б* представлена диаграмма после установки на промышленном предприятии компенсирующих устройств. Как видно из диаграммы, уменьшение потребления предприятием реактивной мощности вызвало снижение тока, что привело к уменьшению потерь активной мощности в элементах энергосистемы. В результате установки на предприятии компенсирующих устройств потребляемая активная мощность возросла на значение потерь активной мощности в компенсирующем устройстве $\Delta P_{\text{к.у}}$. Однако в результате уменьшения тока, проходящего через элементы энергосистемы, в них снизились потери активной мощности:

$$I^2_{\text{п,к}} R_{\text{э,с}} < I^2_{\text{д,к}} R_{\text{э,с}}.$$

Экономия активной мощности

$$I^2_{\text{д,к}} R_{\text{э,с}} - I^2_{\text{п,к}} R_{\text{э,с}} = P_{\text{с,эм}}; \quad \Delta P_{\text{д,к}} - \Delta P_{\text{п,к}} = P_{\text{с,эм}},$$

где $I_{\text{д,к}}$; $I_{\text{п,к}}$ – токи в элементах энергосистемы до компенсации и после соответственно, кА; $R_{\text{э,с}}$ – сопротивление элементов энергосистемы, Ом; $\Delta P_{\text{д,к}}$ и $\Delta P_{\text{п,к}}$ – потери мощности в элементах энергосистемы до компенсации и после, кВт; $P_{\text{с,эм}}$ – сэкономленная мощность в элементах энергосистемы в результате компенсации реактивной мощности на промышленном предприятии, кВт.

Мощность компенсирующих устройств, обеспечивающую оптимальное решение, находят из обратного хода вычислений по схеме

$$Q_{n,\text{сум}} \to Q_{n,\text{опт}} \to Q_{n-1,\text{сум}} \to Q_{k\,\text{сум}} \to$$
$$\to Q_{k\,\text{опт}} \to Q_{k-1\,\text{сум}} \to \ldots \to Q_{2\,\text{сум}} \to Q_{2\,\text{опт}} \to Q_{1\,\text{опт}},$$

где $Q_{k\,\text{сум}} = Q_{k\,\text{опт}} + Q_{k-1\,\text{сум}}$; $Q_{n,\text{сум}}$ находят из балансового условия (11.23); $Q_{k\,\text{опт}}$ – из соответствующей k-му этапу функции управления $Q_{k\,\text{опт}}(Q_{k\,\text{сум}})$.

Приведенная кусочно-непрерывная модель динамического программирования задачи оптимальной компенсации реактивной мощности реализована в виде универсального алгоритма и программы для ЭВМ в МЭИ.

11.5. Режимы работы и регулирование мощности компенсирующих устройств

Режим работы системы промышленного электроснабжения определяется схемой и параметрами электрической сети, нагрузками в узлах, режимом работы регулирующих и компенсирующих устройств. Многие из этих факторов подвержены изменениям. Для обеспечения наиболее экономичных режимов систем электроснабжения, характеризующихся неравномерным графиком суточного потребления реактивной мощности, целесообразным является регулирование мощности компенсирующих устройств.

Если средствами искусственной компенсации являются синхронный компенсатор или синхронные двигатели, то управление их режимами осуществляют путем плавного регулирования возбуждения.

Регулирование генерируемой конденсаторами реактивной мощности можно вести только ступенями путем деления батарей на части. Чем больше число таких частей, тем совершеннее регулирование, но тем больше капитальные затраты на установку переключателей и защитной аппаратуры.

Режим работы компенсирующих устройств устанавливают в зависимости от параметров, обеспечивающих наиболее экономичное решение, при соблюдении допустимых отклонений напряжения на зажимах приемников электроэнергии.

В качестве параметров управления могут использоваться напряжение, ток нагрузки, величины, характеризующие реактивную нагрузку, время.

Регулирование мощности компенсирующих устройств по напряжению осуществляют в зависимости от отклонения напряжения в рассматриваемом пункте. Использование напряжения в качестве параметра регулирования имеет недостатки. С другой стороны, компенсирующие устройства не являются единственным средством регулирования напряжения, и поэтому закон управления компенсирующими устройствами должен быть согласован с законом управления другими средствами регулирования напряжения.

Наиболее простым и достаточно эффективным является управление по времени. В этом случае режим работы системы электроснабжения должен быть предварительно изучен. На рис. 11.17 дан суточный график потребления реактивной мощности. Линия AB показывает, что работа

батарей конденсаторов может проходить в режиме, когда одна часть $Q_б/2$ включена 24 ч в сутки, а вторую включают по графику нагрузки только на t_1 ч.

В данном случае в соответствии с графиком реактивной нагрузки и батарея разделена на две части. В конкретных условиях этот вопрос решают в зависимости от графика нагрузки и схемы подстанции (одиночная система шин несекционированная или одиночная секционированная, причем каждая секция работает раздельно на свою нагрузку или обе секции работают совместно).

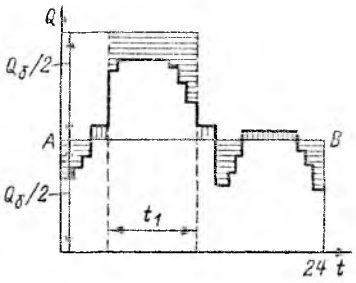


Рис. 11.17. Пример использования графика реактивной нагрузки для решения вопроса о секционировании мощности конденсаторной батареи

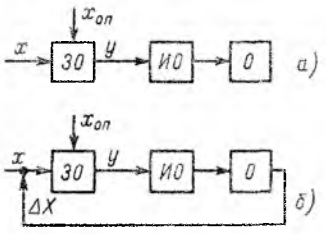


Рис. 11.18. Структурная схема управления режимом компенсирующих устройств с разомкнутой (*а*) и замкнутой (*б*) схемами воздействия

Ступенчатое регулирование компенсирующих устройств имеет следующие недостатки:

1) работа в течение некоторого времени с недостаточной или излишней компенсацией реактивной мощности (на рис. 11.17 эти места показаны штриховкой);

2) удорожание компенсирующей установки за счет увеличения капитальных затрат на установку дополнительной отключающей аппаратуры (выключатель, разъединитель, трансформаторы тока и т. п.).

Ступенчатое регулирование батарей конденсаторов производят вручную и автоматически. При наличии на подстанции постоянного дежурного персонала или телемеханического управления в системе электроснабжения автоматизация этого процесса не имеет существенных преимуществ. На подстанциях, не имеющих постоянного обслуживающего персонала, автоматизация включения и отключения батарей конденсаторов является необходимостью.

В зависимости от выбранных параметров регулирования автоматизацию управления режимами компенсирующих устройств осуществляют по замкнутой или разомкнутой схеме воздействия. Если параметр регулирования существенно не меняется с изменением мощности компенсирующего устройства ($Q_{к.у}$) или не зависит от $Q_{к.у}$, то структурную схему управления можно представить с разомкнутой цепью воздействия (рис. 11.18, *а*). Задающий орган (30) реагирует на параметр регулирования x и по достижении им опорной величины $x_{оп}$ воздействует через исполни-

тельный орган (ИО) на объект. Например, в случае, приведенном на рис. 11.17, одна секция батарей конденсаторов включена постоянно, а вторая может включаться автоматически на время t_1 с помощью временного программного устройства. В качестве параметра регулирования кроме времени используют напряжение или ток рассматриваемого участка сети. Такое управление режимом компенсирующего устройства применяют в основном для одно- или двухсекционных батарей конденсаторов, когда работа их осуществляется в режиме включена – отключена (или включена – отключена одна секция).

Если параметр регулирования или комбинация параметров регулирования существенно зависят от режима работы компенсирующего устройства, то структурную схему управления можно представить с замкнутой цепью воздействия (рис. 11.18, *б*).

Такое регулирование генерируемой реактивной мощности применяют для многосекционных батарей конденсаторов и синхронных двигателей. Например, мощность многосекционной батареи конденсаторов изменяется в соответствии с изменением реактивной нагрузки узла системы электроснабжения.

В рассматриваемой схеме задающий орган реагирует на отклонение параметра регулирования x от заданного $x_{оп}$. Для восстановления контролируемого параметра регулирующее воздействие y поступает на исполнительный орган, представляющий собой коммутирующий аппарат секций батареи конденсаторов или автоматический регулятор возбуждения синхронного двигателя. Изменение мощности компенсирующего устройства влечет за собой изменение параметра регулирования на величину Δx. В результате образуется замкнутая цепь воздействия до восстановления параметра регулирования.

11.6. Компенсация реактивной мощности при наличии вентильных преобразователей

Интенсивное развитие силовой полупроводниковой преобразовательной техники и ее использование в тиристорных электроприводах переменного и постоянного тока, вентильных преобразователях для электротермических и электротехнологических установок различного назначения привело к ухудшению показателей качества электроэнергии, предусмотренных ГОСТ 13109-67*, а также к снижению естественного коэффициента мощности в сетях промышленного электроснабжения.

В сетях с повышенным содержанием высших гармоник, генерируемых нелинейными нагрузками, применение обычных средств компенсации реактивной мощности, рассчитанных на синусоидальные токи и напряжения, связано с техническими трудностями. Так, например, широко применяемые для компенсации реактивной мощности конденсаторные батареи изменяют частотные характеристики систем и способствуют возникновению резонанса токов на частотах до 1000 Гц. Это в свою очередь приводит к дополнительному искажению формы напряжения сети и аварийным повреждениям конденсаторных батарей.

При выборе их мощности и места установки необходимо учитывать возможные резонансы тока и напряжения на одной из гармоник, гене-

рируемых нелинейной нагрузкой. Например, спектр гармоник переменного тока вентильного преобразователя может быть представлен в виде ряда $\nu = kp \pm 1$, где $k = 1, 2, 3, \ldots$ – ряд натуральных чисел; p – число коммутаций за период питающего напряжения ($p = 6$ для трехфазных мостовых симметрично управляемых выпрямителей, $\nu = 5, 7, 11, 13, \ldots$; $p = 12$ для двухмостовых симметрично управляемых выпрямителей, $\nu = 11, 13, 17, 19, \ldots$).

Действующие значения основной и высших гармоник переменного тока вентильного преобразователя определяют по приближенным формулам

$$I_1 \approx \frac{\sqrt{6}}{\pi} I_в; \quad I_\nu \approx \frac{I_1}{\nu}. \tag{11.42}$$

Рассмотрим на конкретном примере (рис. 11.19, *а*) возможность работы конденсаторной батареи совместно с вентильным преобразователем.

Пример 11.3. Данные преобразователя и трансформатора: $U_в = 440$ В; $I_в = 500$ А; $S_{ном.т} = 400$ кВ·А; $U_2 = 400$ В; $u_к = 11{,}5\,\%$; схема преобразователя – мостовая, трехфазная, т. е. переменный ток преобразователя содержит гармоники следующего ряда: $\nu = 5, 7, 11, 13, \ldots$.

Подсчитываем реактивную мощность вентильного преобразователя:

$$Q_{в.п} = I_в \sqrt{U_{в.0}^2 - U_в^2}; \qquad U_{в.0} = \frac{3}{\pi}\sqrt{2}\,U_2;$$

$$U_{в.0} = \frac{3}{\pi}\sqrt{2} \cdot 400 = 540 \text{ В}; \quad Q_{в.п} = 500\sqrt{540^2 - 440^2} = 154 \text{ квар}.$$

Принимаем мощность конденсаторной батареи $Q_{к.б} = 150$ квар.

Расчет высших гармоник тока в конденсаторной батарее проводим по эквивалентной однофазной схеме на рис. 11.19, *б*, где вентильный преобразователь замещен источником тока бесконечной мощности с таким же спектром гармоник, что и реальный преобразователь. Определяем сопротивления трансформатора и конденсаторной батареи на основной частоте:

$$x_т = \frac{u_к\,\% U_2^2}{100 S_{ном.т}} = \frac{11{,}5 \cdot 0{,}16 \cdot 10^6}{100 \cdot 0{,}4 \cdot 10^6} = 0{,}046 \text{ Ом};$$

$$x_{к.б} = \frac{U_2^2}{Q_{к.б}} = \frac{0{,}16 \cdot 10^6}{0{,}15 \cdot 10^6} = 1{,}07 \text{ Ом}.$$

Сопротивление системы и активные сопротивления элементов системы электроснабжения не учитывают.

Расчет проводят для 5-й и 7-й гармоник. Определяем действующее значение токов на входе преобразователя:

$$I_5 = \frac{1}{5}\frac{\sqrt{6}}{\pi} I_в = \frac{1}{5}\frac{\sqrt{6}}{\pi} 500 = 78 \text{ А};$$

$$I_7 = \frac{1}{7}\frac{\sqrt{6}}{\pi} 500 = 55{,}5 \text{ А}.$$

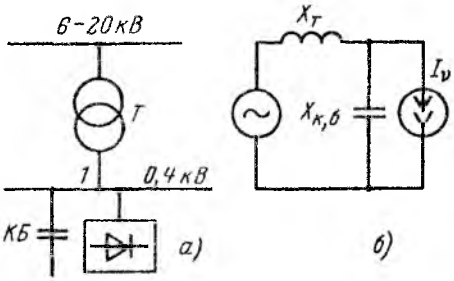


Рис. 11.19. Схема присоединения конденсатора к преобразовательному трансформатору (*а*) и схема замещения (*б*)

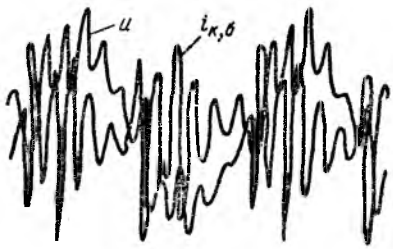


Рис. 11.20. Осциллограммы напряжения питающей сети в точке *1* и тока в батарее конденсаторов при работающем преобразователе

Напряжения 5-й и 7-й гармоник на стороне переменного тока

$$U_5 = I_5 \frac{1}{\frac{1}{5x_1} - \frac{5}{x_{К,б}}} = 78 \frac{1}{\frac{1}{5 \cdot 0{,}046} - \frac{5}{1{,}07}} = 236 \text{ В};$$

$$U_7 = 55{,}5 \frac{1}{\frac{1}{7 \cdot 0{,}046} - \frac{7}{1{,}07}} = 16 \text{ В}.$$

Нетрудно заметить, что напряжение 5-й гармоники превышает напряжение основной частоты, т. е. схема работает в режиме, близком к резонансному.

Определяем токи высших гармоник, протекающие через конденсаторную батарею:

$$I_{К,б5} = \frac{U_5 \cdot 5}{x_{К,б}} = \frac{236 \cdot 5}{1{,}07} = 1100 \text{ А};$$

$$I_{К,б7} = \frac{16 \cdot 7}{1{,}07} = 105 \text{ А};$$

$$I_{К,б1} = \frac{U_2}{\sqrt{3}\, x_{К,б}} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 1{,}07} = 124 \text{ А};$$

в процентах основной гармоники:

$$I_{К,б5} = \frac{1100}{124} \cdot 100 = 887\ \%;$$

$$I_{К,б7} = \frac{105}{124} \cdot 100 = 85\ \%.$$

При этом общее действующее значение тока конденсаторной батареи во много раз превысит допустимое, что приведет к ее повреждению.

Общий коэффициент несинусоидальности напряжения $K_{нс}$ также резко увеличивается в точке присоединения конденсаторной батареи. Для иллюстрации сказанного на рис. 11.20 представлены кривые напряжения питающей сети в точке *1* рис. 11.19, *а* и тока в конденсаторной батарее при работающем преобразователе.

На основании изложенного можно сделать вывод, что установка конденсаторных батарей в системах электроснабжения промышленных предприятий при наличии вентильной нагрузки может оказаться недопустимой. В связи с этим применительно к сетям с симметричными и несимметричными нелинейными нагрузками ведутся разработки по изготовлению комплектных фильтрокомпенсирующих (ФКУ) и фильтросимметрирующих

(ФСУ) устройств, обеспечивающих одновременно компенсацию реактивной мощности основной частоты, фильтрацию высших гармонических, компенсацию изменений напряжения, а также симметрирование напряжения сети. Фильтрокомпенсирующие и фильтросимметрирующие устройства целесообразно размещать в узле подключения нелинейной нагрузки. Они состоят из управляемой части компенсатора (УК), обеспечивающей регулирование реактивной мощности, и энергетических фильтров (Ф), обеспечивающих фильтрацию высших гармоник тока нелинейной нагрузки.

Основные варианты исполнения ФКУ и ФСУ приведены на рис. 11.7, *а, б, в*. Ниже приведена методика расчета и выбора элементов ФКУ и ФСУ.

11.7. Выбор фильтрокомпенсирующих устройств

Суммарная реактивная мощность, генерируемая ФКУ (ФСУ) на основной частоте, определяется выражением

$$Q_{\text{фку}} = Q_{\text{ук}} - \Sigma Q_{\text{ф}}. \tag{11.43}$$

Основой энергетических фильтров высших гармонических являются последовательные индуктивно-емкостные резонансные цепи, настроенные на частоты высших гармоник тока нелинейной нагрузки. Параметры элементов (реакторов и конденсаторов) резонансных цепей определяют по условию

$$\nu^2 \omega L_\nu = \frac{1}{\omega C_\nu}, \tag{11.44}$$

где $\omega = 2\pi f$ – угловая частота основной гармоники; L_ν, C_ν – индуктивность и емкость фильтра, настроенного на частоту ν.

Реактивная мощность, генерируемая фильтром,

$$Q_{\text{ф},\nu} = \left(U_1 \frac{\nu^2}{\nu^2 - 1} \right)^2 \omega C_\nu, \tag{11.45}$$

где U_1 – напряжение основной гармоники линейного напряжения сети $U_1 (U_1 \approx 0{,}95\, U_{\text{д,ном}})$.

В качестве примера рассмотрим ФКУ, в состав которого входят реакторы с управляемыми тиристорами и резонансные фильтры (рис. 11.7, *в*).

Фильтрокомпенсирующие устройства этого типа разрабатывались в СССР, Японии и США. Достоинствами подобных ФКУ являются простота, надежность схемы, возможность плавного регулирования реактивной мощности, а также пофазное симметрирование напряжения сети.

При полном открывании вентилей УК суммарная реактивная мощность установки определяется разностью между мощностью, генерируемой фильтрами, и мощностью, потребляемой реакторами. По мере закрывания вентилей УК мощность, потребляемая реакторами, уменьшается и при их полном закрывании, мощность, генерируемая ФКУ, становится равной мощности фильтров.

В ряде случаев в соответствии с характером графика реактивной нагрузки потребителя нет необходимости в разработке ФКУ с полным диапазоном регулирования по мощности. Кроме того, по соображениям

снижения установленной мощности реакторов целесообразно увеличивать минимальный угол регулирования вентилей $\alpha \neq 0$. Зависимость реактивной мощности, потребляемой реакторами УК, имеет вид

$$Q_{\text{ук}} = \frac{U_{\text{л}}^2}{x_L}\left(1 - \frac{2\alpha}{\pi} - \sin\frac{2\alpha}{\pi}\right), \qquad (11.46)$$

где x_L – индуктивное сопротивление реакторов на фазу.

Раскрывают (11.43) и получают окончательное выражение для суммарной реактивной мощности, генерируемой ФКУ:

$$Q_{\text{фку}} = -\sum_{\nu}\left(\frac{0{,}95\nu^2}{\nu^2 - 1}U_{\text{л}}\right)^2 \omega C_{\nu} + \frac{(0{,}95U_{\text{л}})^2}{x_L}\left(1 - \frac{2\alpha}{\pi} - \sin\frac{2\alpha}{\pi}\right).$$

Количество параллельно включенных резонансных цепей фильтров должно быть таким, чтобы коэффициент несинусоидальности напряжения, определяемый по (11.42), не превышал допустимого значения по ГОСТ 13109-67*, т. е. $K_{\text{нс}} \leqslant 5\%$.

Параметры фильтров помимо условий (11.44) и (11.45) определяются также значением и характером нелинейной нагрузки, дефицитом реактивной мощности и характеристиками питающей сети.

Для соответствующих расчетов используют алгоритмы и программы, реализованные для цифровой ЭВМ. Ниже приведены некоторые основные положения расчета.

На рис. 11.21, *а* показана однолинейная схема включения ФКУ с преобразовательной нагрузкой, а на рис. 11.21, *б* – ее расчетная схема замещения.

Распределение реактивной мощности между резонансными цепями фильтров целесообразно осуществлять по условиям равенства расчетных напряжений и удельных потерь в конденсаторах фильтра. При некоторых допущениях распределение реактивной мощности осуществляется по закону

$$\frac{Q_{\text{ф},\nu l}}{Q_{\text{ф},\nu,l}} = \left(\frac{\nu_e}{\nu_1}\right)^{3/2}, \qquad (11.47)$$

где $Q_{\text{ф},\nu l}$ и $Q_{\text{ф},\nu,l}$ – реактивная мощность резонансных цепей фильтров, настроенных на частоты ν_1 и ν_l гармоник. Таким образом, требуемая реактивная мощность резонансных цепей уменьшается с ростом частоты настройки.

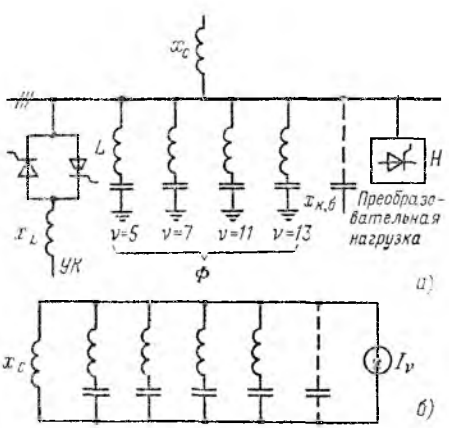


Рис. 11.21. Принципиальная схема присоединения ФКУ к системе электроснабжения (*а*) и расчетная схема замещения (*б*)

Эффективность фильтрации высших гармоник с помощью ФКУ в значительной мере определяется правильным выбором частотных характеристик $x_{\Sigma} = f(n)$ системы электроснабжения, рассчитанных с учетом подключения к ней дополнительных фильтров. Помимо упомянутых выше резонансных цепей, настраиваемых на частоты доминирующих высших гармоник тока нагрузки, в ряде случаев в состав ФКУ вводят параллельно присоединяемые конденсаторные батареи для фильтрации гармоник, порядок которых выше частоты настройки резонансных фильтров. В этом случае частотную характеристику системы относительно узла подключения ФКУ записывают в следующем виде:

$$\frac{1}{x_{\Sigma}} = \frac{1}{nx_{\text{с}}} + \sum_{\nu_1}^{\nu_l} \frac{1}{x_{L,\nu}} - \frac{1}{x_{\text{к.б},\nu}}, \qquad (11.48)$$

где $x_{\text{с}}$ – индуктивное сопротивление системы электроснабжения без ФКУ на основной частоте; $x_{L,\nu}$ и $x_{\text{к.б},\nu}$ – соответственно индуктивное сопротивление реакторов и емкостное сопротивление конденсаторов фильтра ν-й гармоники; ν_1 и ν_l – кратности частоты настройки фильтров; $x_{\text{к.б}}$ – емкостное сопротивление параллельных конденсаторов.

При составлении уравнения (11.48) сопротивлением реакторов УК, включенных параллельно системе, пренебрегают из-за того, что их реактивное сопротивление существенно выше сопротивления системы.

При использовании параллельных конденсаторов в составе ФКУ необходимо исключить возможность резонанса токов в диапазоне частот нефильтруемых гармоник. Это условие обеспечивают путем распределения суммарной мощности ФКУ между параллельными конденсаторами и фильтрами. Указанное распределение достигается при условии, если последний полюс (n_{l+1}) частотной характеристики системы, включающей ФКУ с параллельными конденсаторами, находится между последней фильтруемой и первой нефильтруемой гармониками:

$$\nu_l < n_{l+1} < \nu_{l+1}, \qquad (11.49)$$

где ν_l – номер гармоники, на которую настроен фильтр высшей частоты; n_{l+1} – номер гармоники, соответствующей последнему полюсу функции $x_{\Sigma} = f(n)$ (рис. 11.22); ν_{l+1} – номер 1-й нефильтруемой гармоники.

Следует заметить, что выполнение условия (11.49) еще не гарантирует от дополнительных искажений напряжения, которые могут быть при подключении параллельных конденсаторов. Так, если последний полюс (n_{l+1}) близок к кратности 1-й нефильтруемой гармоники, то возможно ее усиление, что может привести к увеличению несинусоидальности напряжения. В этом случае путем последовательных приближений следует увеличивать долю реактивной мощности параллельно включенных конденсаторов за счет уменьшения мощности фильтров и увеличения разности

$(\nu_{l+1}) - (n_{l+1})$ до тех пор, пока не будет выполнено необходимое условие

$$K_{\text{пс}} \leqslant 5\,\%.$$

Пример частотной характеристики системы с ФКУ, состоящей из двух фильтров и параллельно присоединяемых конденсаторов, приведен на рис. 11.22. Нули функции $x_{\Sigma} = f(n)$ соответствуют кратности частот настройки фильтров с $\nu_1 = 5$ и $\nu_l = 7$. Снижение реактивного сопротивления системы на частотах нефильтруемых гармоник высшего порядка $(n > n_{l+1})$ обусловлено подключением параллельных конденсаторов.

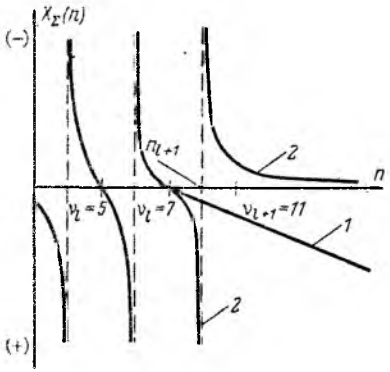


Рис. 11.22. Частотные характеристики системы с ФКУ и параллельными конденсаторами (фильтры настроены на $\nu = 5$ и $\nu = 7$):
1 – ФКУ без параллельных конденсаторов; *2* – ФКУ с параллельными конденсаторами

Фильтрокомпенсирующие и фильтросимметрирующие устройства являются перспективными средствами уменьшения вредного влияния нелинейных динамических нагрузок на сети промышленного электроснабжения. В настоящее время существует свыше 30 установок ФКУ и ФСУ суммарной мощностью более 1500 Мвар с напряжением 0.4 – 77 кВ.

11.8. Применение синхронизированных асинхронных двигателей для компенсации реактивной мощности

В настоящее время асинхронные двигатели в диапазоне номинальных мощностей 0,6 – 200 кВт потребляют около 30% вырабатываемой в стране электроэнергии и являются основными реактивными нагрузками (до 70%) промышленных предприятий. Поэтому вопросы компенсации реактивной мощности и экономии электроэнергии в значительной степени зависят от энергетических показателей асинхронных двигателей, широко распространенных во всех отраслях народного хозяйства.

Уменьшение реактивной мощности, потребляемой асинхронными двигателями, может быть достигнуто двумя способами: путем индивидуальной компенсации реактивной мощности на выводах двигателей и путем создания новых или модернизации существующих серий двигателей с целью улучшения их энергетических характеристик и технико-экономических показателей. Первый способ является наиболее эффективным с точки зрения разгрузки элементов питающей сети от реактивной мощности, но не всегда экономически оправданным из-за высокой стоимости средств компенсации, используемых на напряжении до 1000 В. Второй способ является более перспективным, так как основан на разработке более совершенных конструкций асинхронных двигателей.

Одним из способов уменьшения потребления реактивной мощности (повышения коэффициента мощности) асинхронных двигателей с фазным ротором является их синхронизация, поскольку многие приводы значи-

тельную часть времени работают с постоянной скоростью. Синхронизацию целесообразно осуществлять в асинхронных электроприводах, содержащих преобразовательные установки, например в асинхронных вентильных каскадах (АВК). Для вентильного каскада возможность синхронизации вытекает из самого построения схемы, так как в цепи ротора имеются источники постоянного тока.

Современные силовые полупроводниковые приборы также позволяют осуществить синхронизацию в схемах обычного асинхронного привода, так как вентильные выпрямительные устройства обладают достаточной мощностью, компактностью, высоким КПД и надежностью. В настоящее время известны различные конструкции синхронизированных асинхронных двигателей (САД), но все они обладают одним общим недостатком: содержат дополнительный источник постоянного тока и устройство регулирования возбуждения, что приводит к существенному удорожанию установки и снижению общего КПД. Если САД не имеет устройств автоматического регулирования возбуждения, то он обладает низкой перегрузочной способностью. Примером могут служить асинхронные двигатели, синхронизируемые по так называемой схеме ДАГ (по первым буквам фамилий авторов схемы; имела широкое распространение в 50-х годах), максимальный момент которых не превышал 1,1 $M_{ном}$.

Ниже рассмотрены технико-экономические аспекты применения нового синхронизированного асинхронного двигателя с последовательным возбуждением (САДП). Принципиальная схема силовой цепи синхронизированного двигателя изображена на рис. 11.23. Синхронизация осуществляется

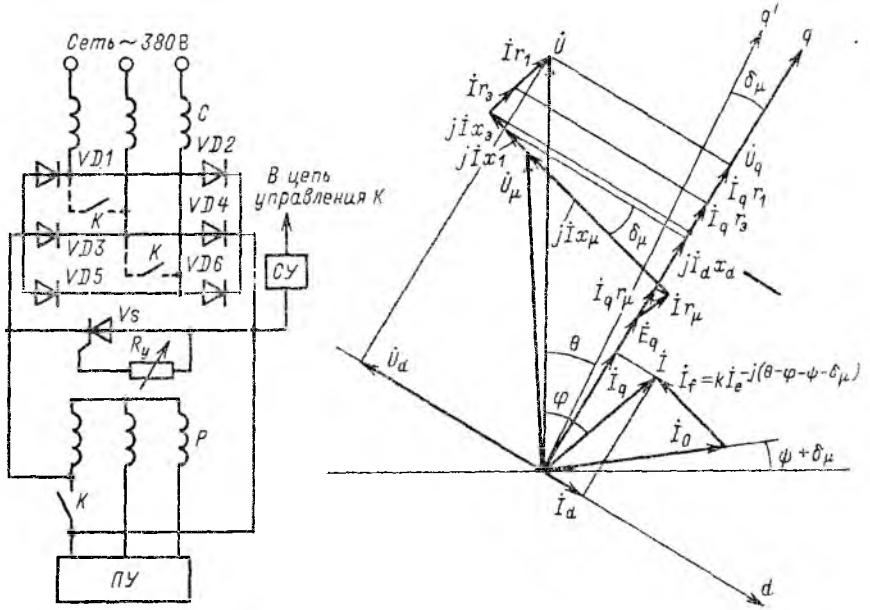


Рис. 11.23. Принципиальная схема синхронизированного асинхронного двигателя с последовательным возбуждением и его векторная диаграмма

при помощи электрической связи статорной и роторной обмоток через трехфазный мостовой выпрямитель $VD1 - VD6$. Наличие такой электрической связи позволяет одновременно исключить два технических недостатка предыдущих конструкций: избавиться от дополнительного источника постоянного тока и осуществить автоматическое регулирование возбуждения в зависимости от нагрузки двигателя. Током возбуждения в данном случае является выпрямленный рабочий ток статорной обмотки.

Пуск двигателя осуществляется как обычно, при замкнутом контакте коммутационного аппарата K в роторной цепи. Для мощных двигателей контакты K (на рис. 11.23 показаны пунктиром) могут шунтировать выпрямитель при пуске во избежание повреждения вентилей. При замкнутом контакте K двигатель работает в асинхронном режиме. Трехфазный мостовой выпрямитель в этом случае работает в режиме КЗ, благодаря чему по обмотке статора протекают такие же токи, как и при соединении ее в звезду. При разомкнутом контакте K роторная обмотка питается выпрямленным током статора и двигатель работает в синхронном режиме. Поскольку на входе выпрямителя имеется большое индуктивное сопротивление статорной обмотки, а активное сопротивление роторной обмотки относительно невелико (не более 0,1 отн. ед. даже для двигателей малой мощности), вентили в синхронном режиме работают поочередно группами по три (угол коммутации $\gamma = \pi/3$) и продолжительность протекания тока через вентили равна 180 эл. град. Таким образом, последовательное подключение роторной обмотки через выпрямительное устройство практически не влияет на продолжительность протекания токов в фазах статорной обмотки. Синхронизация двигателя осуществляется с помощью синхронизирующего устройства (СУ) или без него в зависимости от мощности двигателя и характера нагрузки.

Синхронизирующее устройство реализуется на базе стандартных схем формирования импульсов, используемых в преобразовательной технике, принцип действия которых основан на формировании импульса при прохождении синхронизирующего (опорного) напряжения через нуль. В качестве синхронизирующего напряжения используется напряжение, снимаемое с шунта в роторной цепи.

При перегрузках или выпадении из синхронизма в роторной обмотке резко возрастает ЭДС, под действием которой открывается тиристор V_s и шунтирует одновременно выпрямитель и роторную обмотку, т. е. двигатель автоматически переходит в асинхронный режим работы. При оптимальных параметрах двигателя кратность максимального момента может быть доведена до 2 – 2,5. Следует заметить, что такими параметрами обладают в основном асинхронные двигатели с фазным ротором мощностью 30 кВт и выше практически всех серий. Для этих двигателей коэффициент трансформации ЭДС $k_e = E_2/E_1$ лежит в пределах 0,8 – 1,2.

Среднее значение выпрямленного тока (тока возбуждения) определяют из выражения

$$I_d = k_i I, \tag{11.50}$$

где $k_i = 1{,}32 \div 1{,}34$ – коэффициент выпрямления по току выпрямителя, работающего в трехвентильном режиме; I – действующее значение тока статора.

Ток и ЭДС возбуждения, приведенные к статорной обмотке, определяются следующим образом:

$$I_f = I_d \frac{k_e}{k_э} = kI; \tag{11.51}$$

$$E_f = I_f x_\mu = k x_\mu I, \tag{11.52}$$

где $k = k_i k_e / k_э$ – коэффициент синхронизации; $k_э$ – коэффициент эквивалентности по МДС роторной обмотки ($k_э = 1{,}23$ при питании ротора через два кольца; $k_э = 1{,}41$ – то же, но через три кольца).

Для анализа технико-экономических показателей использования САДП ниже рассмотрены энергетические характеристики двигателя в синхронном режиме. После преобразования системы уравнений составляющих токов и напряжений в осях d и q, которые можно получить на основании уточненной векторной диаграммы (рис. 11.23), для случая неявнополюсного ротора ($x_d = x_q$) записывают следующие выражения для тока I и активной мощности P, потребляемых из сети, и коэффициента мощности $\cos\varphi$ с учетом активного сопротивления обмоток, выпрямительного устройства и потерь в стали:

$$I = \frac{\alpha U}{\alpha^2 - z^2}\left[\cos(\theta + \delta_\mu) - \sqrt{\frac{z^2}{\alpha^2} - \sin^2(\theta + \delta_\mu)}\right]; \tag{11.53}$$

$$P = \frac{m\alpha I U}{z}\left[\sin(\theta - \Psi) + \frac{U \sin(\Psi + \delta_\mu)}{\alpha I}\right]; \tag{11.54}$$

$$\cos\varphi = \frac{1}{zI}\left[\alpha I \sin(\theta - \Psi) + U \sin(\Psi + \delta_\mu)\right], \tag{11.55}$$

где δ_μ и Ψ – соответственно угол намагничивания и угол XX, определяемые из выражений

$$\delta_\mu = \operatorname{arctg}(r_\mu / x_\mu); \tag{11.56}$$

$$\Psi = \operatorname{arctg}\left[\frac{(r_э + r_1)\, x_\mu - r_\mu (x_1 + x_э)}{x_\mu X + r_\mu R}\right]; \tag{11.57}$$

r_1 – активное сопротивление статорной обмотки; x_1 – реактивное сопротивление рассеяния статорной обмотки; r_μ – активное сопротивление намагничивающей ветви (эквивалент потерь в стали); x_μ – реактивное сопротивление взаимоиндукции; $x_э$, $r_э$ – соответственно реактивное и активное эквивалентные сопротивления выпрямителя и обмотки ротора; $\alpha = k x_\mu$

$$X = x_1 + x_\mu + x_э; \; R = r_1 + r_\mu + r_э.$$

По активной мощности (11.54) и суммарным потерям активной мощности ΔP в синхронном режиме определяют КПД САДП по выражению

$$k_{п.д} = \frac{P - \Delta P}{P},$$

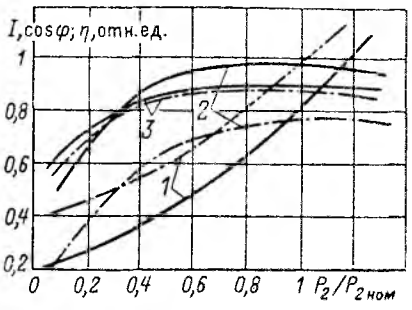


Рис. 11.24. Характеристики двигателя КТ 500/608:

——— — синхронный режим; – – – – – — асинхронный режим: $1 - I = f(P_2/P_{2ном})$; $2 - \cos\varphi = f(P_2/P_{2ном})$; $3 - \eta = f(P_2/P_{2ном})$

где ΔP – суммарные потери мощности, в состав которых в синхронном режиме входит мощность, потребляемая выпрямительным устройством $P_{в.у}$ (при одновременной работе трех вентилей):

$$P_{в.у} = 3I_d^2 r_в.$$

По программе расчета параметров асинхронного и синхронного режимов работы САДП и поэлементного расчета КПД, реализованной для ЭВМ типа ЕС, выполнены многочисленные расчеты для асинхронных двигателей серий МТВ, КТ, КТО и АК.

В качестве примера на рис. 11.24 представлены энергетические характеристики двигателя КТ 500/608 мощностью 50 кВт в асинхронном и синхронном режимах работы. Потери активной мощности в цепи возбуждения рассчитаны для случая $k_e = 1$. Такое значение k_e является оптимальным по перегрузочному моменту и условиям статической устойчивости. Расчет потерь в стали двигателя производят по каталожным данным (потери равны в асинхронном и синхронном режимах). Из анализа кривых

$$k_{п.д} = f(P_2/P_{2ном}),\ \cos\varphi = f(P_2/P_{2ном}),\ I = f(P_2/P_{2ном})$$

следует, что практически во всем диапазоне значений коэффициента загрузки двигателя синхронный режим обеспечивает наилучшие энергетические характеристики асинхронного двигателя.

В табл. 11.1 представлены энергетические характеристики асинхронного двигателя в виде зависимостей потребляемого из сети тока I, $\cos\varphi$ и КПД от активной нагрузки ротора P_2. Погрешность расчета определяется погрешностью исходной информации по двигателю. Из таблицы видны преимущества синхронного режима. Расчеты энергетических характеристик рассмотренных серий асинхронных двигателей с фазным ротором

Таблица 11.1. **Энергетические показатели двигателя серии КТО 1950/609 ($P_{ном}$ = 165 кВт) в асинхронном и синхронном режимах**

Нагрузка двигателя P_2, кВт	Потребляемый ток I, А		Коэффициент мощности $\cos\varphi$, отн. ед.		КПД η, отн. ед.	
	Асинхронный режим	Синхронный режим	Асинхронный режим	Синхронный режим	Асинхронный режим	Синхронный режим
20	202	111	0,22	0,39	0,701	0,712
45	217	129	0,38	0,64	0,835	0,841
65	231	147	0,47	0,74	0,868	0,873
85	255	173	0,56	0,82	0,891	0,896
115	295	214	0,64	0,88	0,907	0,911
155	361	278	0,71	0,92	0,915	0,922
215	478	375	0,73	0,93	0,912	0,923

позволили сделать вывод о том, что синхронизация этих двигателей описанным выше способом в значительной мере способствует улучшению их энергетических параметров, а именно:

1) КПД увеличивается в среднем на 2,5 % для двигателей средней мощности (до 80 кВт) и на 1,5 % для двигателей большой мощности;

2) коэффициент мощности повышается на 30 % и при номинальной нагрузке может быть доведен до 1,0;

3) потребляемый из сети ток уменьшается в среднем на 40 % (при $k_e = 1$), а потери мощности в питающей сети соответственно снижаются на 64 %.

Лабораторные и промышленные испытания показали хорошее совпадение расчетных и опытных результатов.

Таким образом, применение САДП в производствах, где в качестве электропривода механизмов используют двигатели с фазным ротором, обеспечит снижение потребления электроэнергии на производственные нужды, уменьшение расхода цветных металлов в электрических сетях и экономию электроэнергии за счет снижения потребляемого реактивного тока, а следовательно, и потерь активной мощности в элементах системы электроснабжения. Особо следует отметить производственные механизмы специфического назначения, например буровые установки ЗИВ-1200, у которых в качестве электропривода используют двигатели серии АК и длительный режим которых составляет до 90 % всего цикла работы. В этом случае экономия электроэнергии еще более ощутима, поскольку такие установки работают в районах с привозными энергоресурсами. Целесообразность применения САДП определяется минимумом приведенных затрат в сравнении с другими мероприятиями по экономии электроэнергии.

При оценке народнохозяйственного эффекта от создания и внедрения данного типа синхронизированного асинхронного двигателя следует исходить из условия, что двигатель является одним из элементов электрической системы, объединенных циклом производство – передача – распределение – потребление электроэнергии, получаемой из природных ресурсов. Именно при таком системном подходе к оценке целесообразности применения новой ресурсосберегающей техники внедрение в промышленность синхронизированных асинхронных двигателей, обладающих лучшими энергетическими характеристиками, оправдано не только технически, но и обеспечит значительный народнохозяйственный эффект.

Глава двенадцатая

ВЫБОР РЕЖИМА НЕЙТРАЛИ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ УСТАНОВОК, ЗАЗЕМЛЕНИЕ И ЭЛЕКТРОКОРРОЗИЯ

12.1. Заземление нейтралей электроустановок

Нейтраль сети определяют как совокупность соединенных между собой нейтральных точек и проводников; она может быть изолирована от земли (рис. 12.1, *а*), соединена с землей через активное или реактивное сопротивление (рис. 12.1, *б*), глухо заземлена (рис. 12.1, *в*).

Достоинством установок с изолированной нейтралью является то, что при однофазном замыкании на землю они могут продолжать работать, не нарушая режима технологического процесса. В этих случаях защита или автоматика обычно работает только на сигнал, предупреждающий дежурный персонал о нарушении нормального режима работы установки.

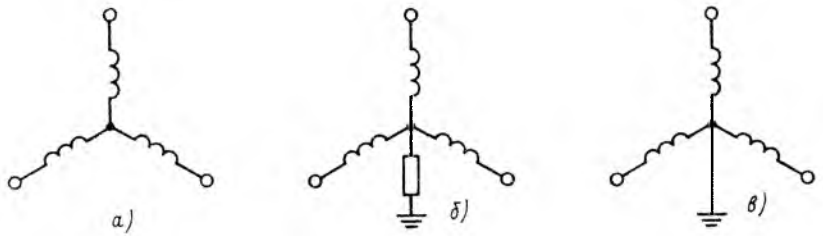


Рис. 12.1. Режимы работы нейтрали электроустановок в трехфазной сети

Выполнение релейной защиты в системах питания с изолированной нейтралью дешевле, чем в системах с глухозаземленной, поскольку вместо трех устанавливают два трансформатора тока.

Однако при однофазном замыкании в установках с изолированной нейтралью напряжение на двух других фазах по отношению к земле повышается в 1,73 раза. Если изоляция сети ослаблена, то пробой ее может произойти в любом месте электрической сети, что приводит иногда к неизбирательному действию защиты. При этом отключаются неповрежденные участки сети и нарушается нормальная работа системы электроснабжения. В связи с этим в системах электроснабжения с изолированной нейтралью время нахождения неповрежденных фаз под повышенным напряжением ограничивают. Допускается не отключать возникшее замыкание в течение 2 ч для отыскания повреждения и принятия мер по обеспечению электроснабжения потребителей по другой цепи. Длительная работа (более 2 ч) установок с замкнутой на землю фазой недопустима, так как может привести к двухфазному КЗ на землю, сопровождающемуся большим током КЗ, и выходу из строя электрооборудования.

Наиболее опасно однофазное замыкание на землю через электрическую дугу, которая может повредить электрооборудование и вызвать двух- или трехфазное КЗ; при перемежающейся дуге (дуга, которая гаснет и зажигается вновь) возникают перенапряжения, достигающие $(2{,}5 \div 3{,}5)\, U_{\phi}$. Эти перенапряжения могут также привести к пробою ослабленной части изоляции электроустановок и кабельных линий.

Возникновение электрической дуги в месте однофазного замыкания на землю наиболее вероятно при емкостном токе замыкания на землю, большем 5 – 10 А.

Для предотвращения возникновения дуги в месте однофазного замыкания на землю используют искусственное уменьшение тока замыкания на землю до значения, при котором дуга не может поддерживаться в месте повреждения. Достигают этого путем заземления нейтралей установок через различные сопротивления (рис. 12.1, *б*) (активное, индуктивное,

емкостное и любую комбинацию их). Наибольшее распространение получило заземление через настроенную индуктивность (дугогасящую катушку Петерсена). Установки, соединенные с землей через дугогасящую катушку, называют установками с компенсированной нейтралью, поскольку при однофазном замыкании на землю емкостный и индуктивный токи компенсируют друг друга. При этом через место повреждения протекает лишь остаточный ток, создаваемый активной и реактивной составляющими, токами несимметрии и высших гармоник.

В системах питания с компенсированной нейтралью при однофазных замыканиях на землю напряжения двух неповрежденных фаз относительно земли увеличиваются в 1,73 раза, как и в системах питания с изолированной нейтралью.

Другим способом, предупреждающим возникновение дуги и связанных с ней перенапряжений при однофазном замыкании на землю, является глухое заземление нейтрали (рис. 12.1, *в*). Установки, у которых нейтральная точка заземлена наглухо, называют установками с глухозаземленной нейтралью. Каждое однофазное замыкание при этом является КЗ и быстро отключается защитой.

Недостатком установок с глухозаземленной нейтралью является значительный ток однофазного КЗ, подлежащий немедленному отключению защитой, которая включает в свой состав три трансформатора тока и три токовых реле. Такая защита дороже защиты, используемой в системах питания с изолированной и с компенсированной нейтралями. Другим недостатком является отключение поврежденного участка питания при однофазном замыкании на землю, приводящее к перерывам электроснабжения потребителей и как следствие – к значительным убыткам.

Правилами устройства электроустановок определяются границы, когда установку допускают к работе с изолированной нейтралью, когда требуется глухое заземление нейтрали и в каких случаях нейтраль заземляется через то или иное сопротивление. Ниже эти ограничения рассмотрены более подробно.

12.2. Выбор режима работы нейтрали в электроустановках напряжением до 1000 В

Электроустановки переменного тока напряжением до 1000 В работают с глухозаземленной и изолированной нейтралью, а электроустановки постоянного тока – с глухозаземленной или с изолированной средней точкой.

Основными критериями при выборе режима нейтрали в установках напряжением до 1000 В являются экономичность, надежность и электробезопасность.

Системы питания с изолированной нейтралью при наличии в них устройств контроля изоляции экономичнее систем с заземленной нейтралью, поскольку не требуют установки в релейной защите третьего трансформатора тока и токового реле.

Всякое замыкание на землю в системах с глухозаземленной нейтралью приводит к немедленному отключению поврежденного участка и как

следствие – к убыткам, связанным с недоотпуском электроэнергии. Установки с изолированной нейтралью при однофазном замыкании на землю не отключаются и могут работать до отыскания места повреждения в течение нескольких часов. Поэтому с точки зрения бесперебойности электроснабжения считают, что установки с изолированной нейтралью **надежнее** установок с заземленной нейтралью. Однако при отыскании места однофазного замыкания на землю в отсутствие резервирования поврежденный участок приходится отключать. При этом возникают перерывы в питании потребителей. Как уже отмечалось в § 12.1, в системах с изолированной нейтралью (особенно с ослабленной изоляцией) при однофазном замыкании на землю имеется вероятность двух- и даже трехфазного замыкания на землю, приводящего также к перерывам электроснабжения потребителей.

В системах питания с глухозаземленной нейтралью при прикосновении человека к токоведущим частям электроустановки образуется электрическая цепь: фаза источника – тело человека – обувь – пол – земля – заземление нейтрали источника. Ток через тело человека определяют по формуле

$$I_{тл} = U_ф / R_{тл}, \tag{12.1}$$

где $U_ф$ – фазное напряжение источника; $R_{тл}$ – сопротивление тела человека, его обуви и пола

В системах с изолированной нейтралью в случае прикосновения человека к токоведущим частям установок (при равенстве изоляции фаз до прикосновения и неучете емкостных токов на землю) ток через тело человека на основании теории симметричных составляющих [30] определяют из выражения

$$I_{тл} = \frac{3U_ф}{3R_{тл} + R}, \tag{12.2}$$

где R – сопротивление изоляции фазы на землю.

При однофазном замыкании на землю прикосновение человека к токоведущим частям неповрежденных фаз представляет большую опасность, так как к телу человека прикладывается линейное напряжение источника. При этом ток через тело человека определяют выражением

$$I_{тл} = 1{,}73U_ф / R_{тл}. \tag{12.3}$$

Таким образом, в отсутствие замыканий на землю системы питания с изолированной нейтралью **безопаснее** систем с заземленной нейтралью.

Исследования по оценке напряжения прикосновения $U_{пр}(t)$ в условиях многолетней мерзлоты на основании аналитической зависимости

$$U_{пр}(t) \leqslant U_{пр.доп} \frac{R_ц}{R_т(t)},$$

где $U_{пр.доп}$ – допустимое напряжение на теле человека при фиксированном времени t и заданном уровне вероятности; $R_т(t)$ – сопротивление тела человека в зависимости от времени протекания тока; $R_ц = R_т(t) + R_{об} + R_{пр}$; $R_т$ – сопротивление цепи протекания тока через тело человека;

$R_{об}$ – сопротивление обуви человека; $R_{пр}$ – сопротивление прикосновения растеканию стоп человека, показали, что в сетях напряжением до 35 кВ с изолированной нейтралью и в сетях напряжением выше 35 кВ с глухозаземленной нейтралью при времени отключения однофазного замыкания на землю 0,2 с значение $U_{пр}$ превышает допустимое значение на теле человека для июня в 2,71 раза с учетом обуви и в 1,21 раза без учета ее. При увеличении времени отключения запас электробезопасности во все месяцы падает. Это обстоятельство учитывают при выборе режима нейтрали электроустановок в условиях длительной мерзлоты.

Для защиты людей от поражения электрическим током при повреждении изоляции электроустановок применяют защитное заземление, защитное отключение, выравнивание потенциалов, малые напряжения, разделяющие трансформаторы, двойную изоляцию. Для повышения безопасности обслуживания электроустановок должно быть учтено не менее двух из перечисленных мероприятий. Основным мероприятием, способствующим повышению электробезопасности электроустановок, является заземление. Защитным заземлением называют преднамеренное соединение металлических частей электроустановок с заземляющим устройством, которое приводит к снижению тока через тело человека до безопасных пределов.

Защитным отключением называют автоматическое отключение аварийного участка системы питания, обеспечивающее безопасные для человека ток и время его протекания при замыкании на корпус или снижении уровня изоляции ниже допустимых пределов.

При повреждениях изоляции с целью быстрого и надежного автоматического отключения электроустановок переменного тока напряжением до 1000 В с глухозаземленной нейтралью генератора или трансформатора, а также в трехпроводной системе питания постоянного тока с глухозаземленной средней точкой корпуса электроустановок соединяют с нулевым проводом.

Согласно ПУЭ в трехфазных системах питания напряжением 220 и 380 В применяют как изолированную, так и глухозаземленную нейтраль. При мало разветвленной сети преимущества имеет система с изолированной нейтралью вследствие незначительных токов однофазного замыкания. При значительно разветвленной сети целесообразно использовать систему с заземленной нейтралью. В трехпроводных сетях постоянного тока глухое заземление средней точки обязательно, а в установках трехфазного тока напряжением 500 и 660 В нейтраль должна быть изолирована.

В условиях с повышенными требованиями к безопасности (угольные шахты, торфяные разработки, горные карьеры и др.) при наличии устройств контроля изоляции в сети или автоматического отключения поврежденных участков при замыкании на землю применяют установки с изолированной нейтралью, поскольку даже при малых токах однофазного замыкания на землю напряжение прикосновения может быть значительным и резко возрастает при возникновении двойного замыкания.

В четырехпроводных системах питания переменного тока напряжением 220/127 и 380/220 В заземление нейтрали и нейтрального провода обязательно, поскольку сопротивление изоляции нейтрального провода ниже, чем фазного, и дефекты изоляции нейтрального провода выявить трудно из-за сложности контроля изоляции. Кроме того, в четырехпроводной

системе с изолированной нейтралью при однофазном замыкании нейтральный провод получает фазное напряжение и прикосновение к нему представляет большую опасность для человека.

12.3. Выбор режима работы нейтрали в электроустановках напряжением выше 1000 В

Электроустановки напряжением выше 1000 В работают в режиме с изолированной нейтралью, с нейтралью, заземленной через дугогасящее устройство, и с глухозаземленной нейтралью. В соответствии с ПУЭ их разделяют на установки с малыми токами замыкания на землю, у которых ток однофазного замыкания на землю не более 500 А, и установки с большими токами замыкания на землю, у которых ток однофазного замыкания на землю более 500 А.

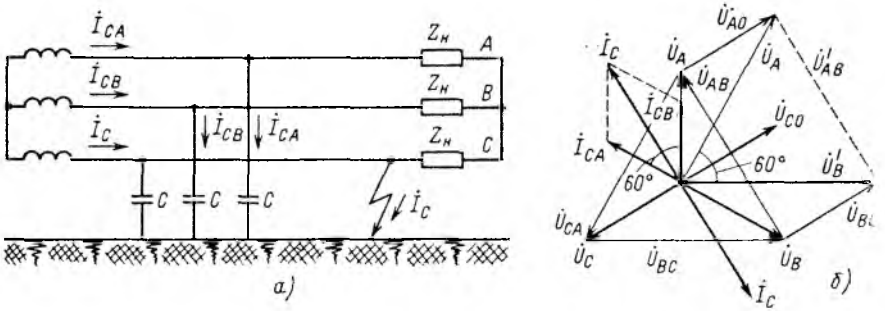


Рис. 12.2. Трехфазная система питания с изолированной нейтралью при однофазном замыкании на землю фазы *C*

Установки напряжением выше 1000 В, работающие в режиме с изолированной нейтралью, обладают малыми токами замыкания на землю. В нормальном режиме работы напряжения фаз на зажимах установок относительно земли симметричны и численно равны фазному напряжению, а геометрическая сумма емкостных токов трех фаз равна нулю. При однофазном замыкании на землю одной из фаз междуфазные напряжения остаются неизменными по значению и сдвинутыми на угол 120°, а напряжения других фаз по отношению к земле увеличиваются в 1,73 раза, вследствие чего изменяются и емкостные токи (рис. 12.2, *а*, *б*). Благодаря этому питание потребителей, включенных на междуфазное напряжение, не нарушается и они продолжают работать нормально. Это является основным преимуществом системы с изолированной нейтралью.

Увеличение напряжения неповрежденных фаз относительно земли до линейного напряжения при однофазном замыкании на землю требует повышенного уровня изоляции системы, что ведет к увеличению капитальных затрат, а возможность возникновения двухфазного КЗ после работы системы с однофазным замыканием требует установки устройств контроля изоляции, что приводит к дополнительным затратам.

Для предотвращения выхода из строя электрооборудования при однофазных замыканиях на землю в системах с изолированной нейтралью

токи замыкания ограничивают. ПТЭ [31] установлено, что системы питания могут работать при следующих токах однофазного замыкания на землю: 10 А при напряжении сетей 35 кВ, 15 А — при 15 — 20 кВ, 20 А — при 10 кВ, 30 А — при 6 кВ, 5 А — в схемах блоков генератор — трансформатор с генераторным напряжением 6 — 20 кВ.

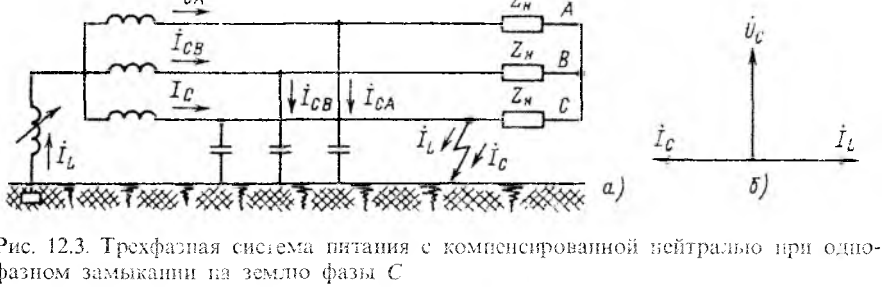


Рис. 12.3. Трехфазная система питания с компенсированной нейтралью при однофазном замыкании на землю фазы *C*

Уменьшения емкостных токов при однофазных замыканиях на землю достигают применением компенсации путем включения между нейтралью установок и землей компенсирующих устройств. Применение устройств компенсации емкостного тока замыкания на землю способствует быстрому гашению дуги в месте замыкания, поэтому компенсирующие устройства называют еще дугогасящими.

При однофазном замыкании в системах с компенсированной нейтралью дугогасящее устройство оказывается под фазным напряжением и через место замыкания на землю протекают емкостный ток замыкания $\dot{I}_c$ и индуктивный ток компенсирующего устройства $\dot{I}_L$ (рис. 12.3, *а*). Поскольку индуктивный и емкостный токи отличаются по фазе на 180°, в месте замыкания на землю они компенсируют друг друга (рис. 12.3, *б*).

Установки с компенсированной нейтралью, как и установки с изолированной нейтралью, обладают малыми токами замыкания на землю, и их широко применяют в СССР в системах питания напряжением 6 — 35 кВ.

В системах напряжением 110 кВ и выше применяют глухое заземление нейтрали. Электроустановки, работающие в этих системах, имеют большие токи замыкания на землю, поскольку поврежденная фаза оказывается короткозамкнутой на землю через нейтраль (рис. 12.4). Для уменьшения токов КЗ заземляют нейтрали лишь части трансформаторов. Это позволяет уменьшить ток однофазного КЗ до трехфазного КЗ, определяющего отключающую способность выключателей. Как показывает опыт эксплуатации электроустановок, значительное число однофазных замыканий на землю имеет кратковременный характер, а изоляция в месте замыкания быстро восстанавливается. Это относится в основном к воздушным электросетям напряжением выше 1000 В. С целью повышения надежности электроснабжения в системах с глухозаземленной нейтралью широко применяют автоматическое повторное включение (АПВ) при однофазных замыканиях на землю.

Глухое заземление нейтралей электроустановок не только предупреждает возникновение в них дуговых перенапряжений, но и приводит к облегчению их изоляции по отношению к земле, что дает возможность снижения уровня изоляции, следовательно, и снижения затрат, причем экономия увеличивается с ростом напряжения сети.

Более подробно достоинства и недостатки режимов работы нейтрали электроустановок рассмотрены в [2, 16].

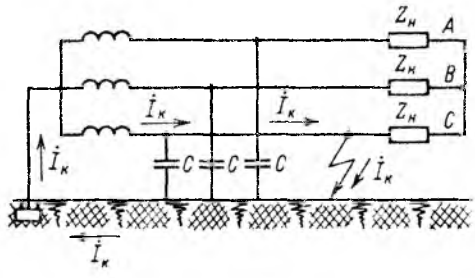


Рис. 12.4. Трехфазная система питания с глухозаземленной нейтралью при однофазном замыкании на землю фазы *C*

В отличие от общепринятого способа заземления нейтралей в районах вечной мерзлоты и в районах со скальным грунтом системы напряжением 110 кВ и выше выполняют без глухого заземления нейтралей в связи с высокими удельными сопротивлениями грунта и трудностями осуществления заземляющих устройств.

12.4. Заземляющие устройства

Заземляющим устройством называют совокупность заземлителя и заземляющих проводников. **Заземлителем** называют металлический проводник или группу проводников, находящихся в непосредственном соприкосновении с землей. **Заземляющими проводниками** называют металлические проводники, соединяющие заземляемые части электроустановок с заземлителем.

Заземляющие устройства должны удовлетворять требованиям обеспечения безопасности людей и защиты электроустановок, а также обеспечения эксплуатационных режимов работы. Все металлические части электрооборудования и электроустановок, которые могут оказаться под напряжением вследствие нарушения изоляции, заземляют. Каждый элемент установки, подлежащий заземлению, присоединяют к заземлителю или к заземляющей магистрали с помощью отдельного заземляющего проводника.

Допустим, что при повреждении изоляции проходного изолятора выключателя *B* произошло перекрытие одной из его фаз на корпус, соединенный стальной полосой *П* с трубой, забитой в землю. Ток замыкания потечет с поврежденной фазы на корпус выключателя и через трубу в землю в направлении, указанном стрелками на рис. 12.5.

Если измерить вольтметром разность потенциалов на поверхности земли при разных расстояниях от трубы (рис. 12.5), то получится распределение потенциалов, из которого видно, что наивысший потенциал имеет заземлитель; с удалением от места расположения заземлителя потенциал уменьшается и на расстоянии 15—20 м практически равен нулю. Крутизна кривой распределения потенциалов зависит от проводимости

грунта. Чем меньше проводимость грунта, тем более пологую форму имеет кривая и дальше расположены точки нулевого потенциала. С увеличением глубины расположения заземлителя распределение потенциалов на поверхности земли становится равномернее.

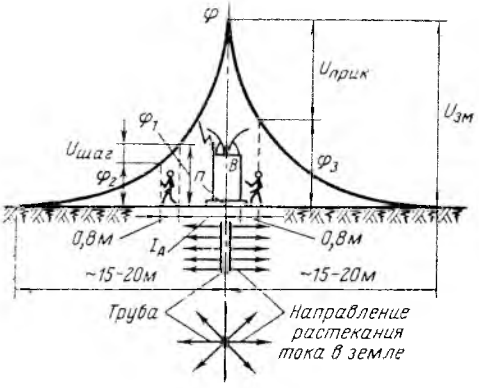


Рис. 12.5. Распределение потенциалов при растекании тока в земле с одиночного вертикального заземлителя

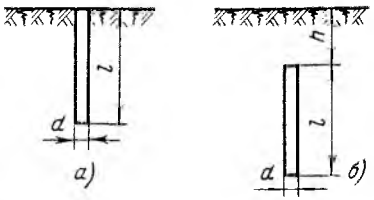


Рис. 12.6. Одиночные вертикальные заземлители с расположением верхнего конца у поверхности земли (*а*) и ниже уровня земли (*б*)

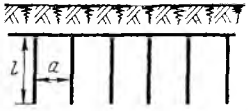


Рис. 12.7. Расположение вертикальных заземлителей в ряд

Сопротивление земли на участке растекания тока называют **сопротивлением растеканию.** При расчетах сопротивление растеканию относят не к земле, а к заземлителю. Сопротивление заземлителя $R_{зм}$ определяют из выражения

$$R_{зм} = U_{зм}/I_{зм}, \tag{12.4}$$

где $U_{зм}$ – напряжение на заземлителе относительно точки нулевого потенциала; $I_{зм}$ – ток, проходящий через заземлитель.

Сопротивление грунта зависит от его геоэлектрической структуры, температуры, содержания влаги и электролитов, и поэтому учитывают **удельное сопротивление** грунта, Ом · см,

$$\rho = Rs^2/l, \tag{12.5}$$

где R – сопротивление грунта объемом 1 см^3; l, s – соответственно длина и сечение этого объема.

Учет удельного сопротивления грунта позволяет технически правильно и с наименьшими затратами выполнить заземления электроустановок. С целью получения достоверных результатов измерения удельного сопротивления грунта замеры следует производить в теплое время года, а увеличение сопротивления вследствие высыхания или промерзания грунта учитывать соответствующими коэффициентами.

С целью экономии затрат в установках переменного тока в первую очередь используют **естественные заземлители.** Под естественными заземлителями понимают находящиеся в земле металлические конструкции и устройства, которые кроме целевых функций могут выполнять функции заземлителей. К ним относят оболочки кабелей, водопровод, металлические и железобетонные конструкции зданий и сооружений, имеющие надежное соединение с землей. Преимуществом естественных заземлителей является их малое сопротивление растеканию, которое трудно достичь даже при создании специальных заземлителей. Например, свинцовые оболочки кабелей, проложенных в земле, имеют достаточно малые сопротивления растеканию. Алюминиевые же оболочки кабелей, выпускающиеся с защитными антикоррозионными покрытиями и не имеющие вследствие этого соприкосновения с землей, не используют в качестве заземлителей. У водопроводных труб, укладываемых ниже глубины промерзания (и высыхания), сопротивление растеканию считают постоянным в течение года. Железобетонные фундаменты во влажных грунтах обладают высокой и стабильной в течение года проводимостью, и их рекомендуют в качестве естественных заземлителей в глинистых, суглинистых, супесчаных и других влажных грунтах.

Рациональное использование естественных заземлителей упрощает и удешевляет сооружение заземляющих устройств. Сопротивления естественных заземлителей зависят от многих местных факторов и достоверные данные могут быть получены только на основании замеров.

Металлические электроды, специально закладываемые в землю для заземления электротехнических установок, называют **искусственными заземлителями.** Их используют в заземляющих устройствах при отсутствии естественных заземлителей или при слишком высоком сопротивлении последних.

В качестве заземлителей используют металлические трубы, уголки, стержни, которые располагают в соответствии с ПУЭ у поверхности земли (рис. 12.6, *а*) или ниже уровня земли на 0,5 – 0,7 м (рис. 12.6, *б*). При втором способе заземления сопротивление заземлителя более стабильно, так как он соприкасается со слоями грунта, где малы изменения влажности и температуры в течение года. Если одиночный заземлитель не обеспечивает требуемого сопротивления заземления, то применяют расположение вертикальных заземлителей в ряд (рис. 12.7) или по контуру (рис. 12.8).

Выбор размеров вертикальных электродов производят на основании следующих условий:

1) обеспечения требуемого сопротивления заземлителя при наименьшем расходе металла;

2) обеспечения механической устойчивости электрода при погружении в грунт;

3) обеспечения устойчивости к коррозии электродов, расположенных в грунте.

Наиболее долговечными заземлителями являются круглые стержни, имеющие наибольшую толщину и наименьшую поверхность соприкосновения с грунтом. Это обеспечивает их устойчивость к коррозии по сравнению с другими заземлителями.

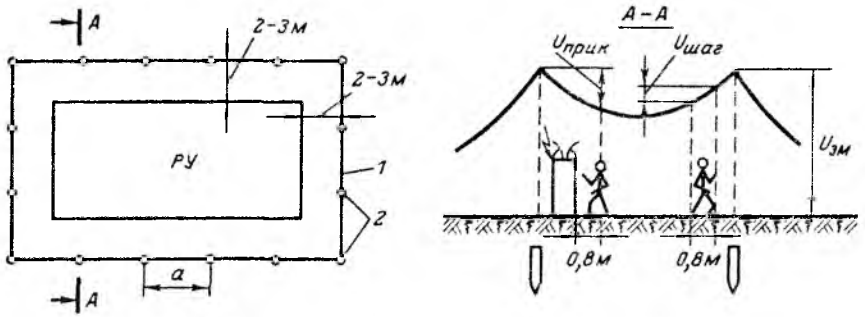


Рис. 12.8. Контурный заземлитель:
1 — соединительные стальные полосы; *2* — стальные трубы

Сопротивление растеканию в грунте R длинного и тонкого электрода определяют формулами:

при глубоком заложении

$$R = \frac{\rho}{2\pi l} \ln \frac{2l}{d}, \tag{12.6}$$

при заложении на глубину t

$$R = \frac{\rho}{2\pi l} \ln \frac{l^2}{dt}, \tag{12.7}$$

где ρ – удельное сопротивление грунта; l – длина стержня; d – приведенный диаметр стержня.

Из формул видно, что сопротивление растеканию электрода определяется в основном его длиной и почти не зависит от поперечных размеров электрода. Поскольку расход металла при равных длинах заземлителей пропорционален квадрату их диаметра, наиболее экономичными являются заземлители с наименьшим возможным сечением.

Наибольшую механическую прочность при погружении в грунт при одинаковом поперечном сечении имеют трубы и уголки, наименьшую – круглые стержни. Увеличение диаметра трубы выше 2 см с целью уменьшения сопротивления растеканию не дает эффекта. Эта цель достигается увеличением длины трубы. Наиболее рациональной является длина труб 2 – 3 м. Применение электродов большей длины (5 – 20 м) целесообразно при высоком сопротивлении грунта и малой площади, отводимой под устройство заземлителя. В качестве заземлителей вместо труб выгоднее использовать уголковую сталь, поскольку она дешевле (при одинаковых сопротивлениях растеканию).

В последнее время получают распространение вертикальные стержневые заземлители из круглой стали диаметром 12 – 16 мм. Погружение их в грунт производят ввертыванием с оконцеванием стержня в виде буравчика. Применение стержней вместо труб и уголков позволяет экономить 0,5 т металла на 100 электродов.

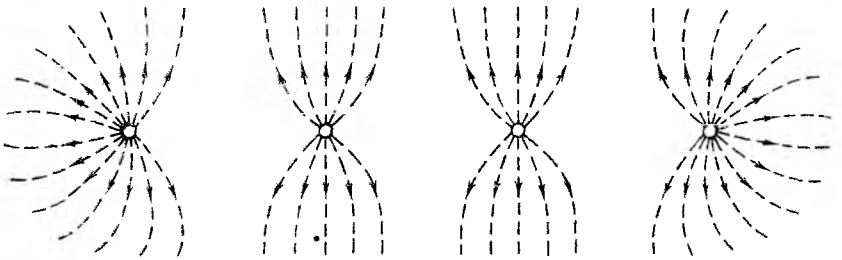
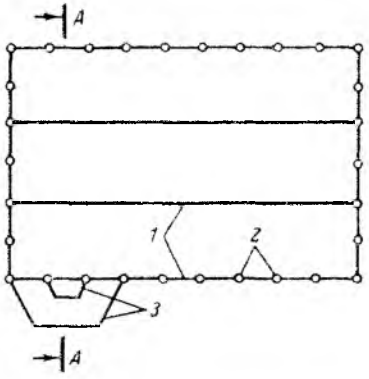


Рис. 12.9. Экранирование вертикальных заземлителей



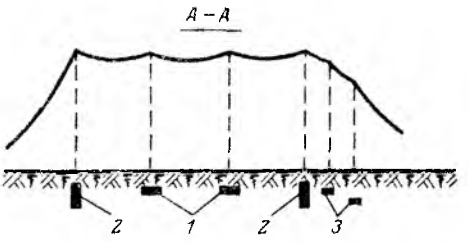


Рис. 12.10. Выравнивание потенциалов с помощью дополнительных выравнивающих проводников при контурном заземлителе:

1 – полосы; *2* – трубы; *3* – дополнительные полосы в месте входа (козырек)

Полосовые заземлители применяют для связи между собой вертикальных заземлителей и как самостоятельные заземлители. Ширина и толщина полосы мало влияют на сопротивление растеканию. Рациональная глубина погружения полосовых заземлителей 0,5 – 0,7 м. Заземлители в виде пластин, колец и т. п. применяют реже и совсем не применяют в контурных заземлителях из-за больших затрат на их сооружение.

Для обеспечения стойкости к коррозии выбирают следующие наименьшие размеры стальных заземлителей: диаметр круглой стали 6 мм; толщина полос 4 мм; сечение полос 48 мм^2; толщина полок уголков 4 мм; толщина стенок труб 3,5 мм.

Электроды заземлителя соединены между собой параллельно металлической полосой и расположены на достаточно близких расстояниях друг от друга, что приводит к возникновению явления взаимного экранирования (рис. 12.9). Явление экранирования происходит в результате наложения электрических полей при растекании тока замыкания в землю. Сопротивление заземлителей, образуемое за счет зон земли вблизи электродов, увеличивается вследствие неравномерной плотности тока вблизи каждого электрода (рис. 12.10).

Заземлитель из n параллельно включенных электродов имеет сопротивление

$$R_{\text{зм}} = \frac{R_{\text{эд}}}{k_{\text{и. эд}}\, n}, \qquad (12.8)$$

где $k_{и.эд}$ – коэффициент использования электрода; $R_{эд}$ – сопротивление заземлителя, состоящего из одного электрода.

С увеличением числа электродов и уменьшением расстояния между ними коэффициент использования электрода уменьшается. Поэтому увеличение числа вертикальных электродов при тех же размерах ряда или контура приводит к незначительному уменьшению сопротивления растеканию. Вследствие этого дополнительное заполнение электродами внутренней части контура приводит к небольшому уменьшению сопротивления.

В районах с длительной мерзлотой заземляющие устройства электроустановок – это сложные и дорогостоящие сооружения. Поэтому эффективность расчета параметров заземлителей зависит от выбора их оптимальной конструкции и геометрических размеров с учетом реальной структуры грунта. Специфика природно-климатических условий этих районов определяет максимальное использование естественных заземлителей при минимуме сооружения искусственных. В качестве естественных заземлителей в последнее время используют надземные технологические коммуникации. Однако при использовании последних в качестве заземляющих устройств необходимо проводить оценку условий взрывобезопасности, поскольку из-за постоянной связи с искусственными заземлителями подстанций имеет место вынос потенциала в трубопроводы с горючими газами. Использование технологических коммуникаций в качестве заземляющих устройств для систем питающего напряжения 6 – 35 кВ дает возможность получить значительную экономию за счет расходов на дополнительные искусственные заземлители.

12.5. Требования к заземляющим устройствам

а) **Электроустановки напряжением до 1000 В с изолированной нейтралью.** Согласно ПУЭ сопротивление заземляющих устройств в установках с изолированной нейтралью должно быть не более 4 Ом, а при питании от трансформаторов и генераторов суммарной мощностью не более 100 кВ·А оно не должно превышать 10 Ом. Повторные заземления нулевых проводов в системах 380/220 В должны иметь сопротивление не более 10 Ом.

В системах питания с изолированной нейтралью напряжением до 1000 В трансформаторы, связанные с системами напряжением выше 1000 В, защищают от опасных повреждений между обмотками высшего и низшего напряжений трансформатора пробивным предохранителем, который устанавливают в нейтраль и фазу на стороне низшего напряжения трансформатора. Поскольку в установках с несколькими распределительными устройствами различных напряжений выполняют одно общее заземляющее устройство, его сопротивление должно удовлетворять требованиям той установки, для которой сопротивление получается наименьшим.

При однофазных замыканиях в системах напряжением до 1000 В в месте замыкания проходит ток, обусловленный активной и емкостной проводимостями фаз на землю. При токе замыкания на землю $I_{зм} = 10$ А и сопротивлении заземляющего устройства $R_{зм} = 10$ Ом напряжение прикосновения равно

$$U_{зм} = I_{зм}R_{зм} = 10 \cdot 10 = 100 \text{ В}. \qquad (12.9)$$

Иногда при наличии в системе значительной емкости по отношению к земле, существенно влияющей на ток замыкания на землю, целесообразно применять компенсацию емкостных токов, что позволяет значительно улучшать условия безопасности.

б) **Электроустановки напряжением до 1000 В с глухим заземлением нейтрали.** Сопротивление заземления нейтрали определяется из следующих условий:

1) предотвращения опасных последствий при пробое изоляции между обмотками высшего и низшего напряжений трансформатора;

2) предотвращения недопустимого повышения напряжения фаз по отношению к земле и заземленных частей электроустановок низшего напряжения при замыканиях на землю.

Первое условие обеспечивается требованиями ПУЭ (сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 4 Ом). Кроме того, металлические части электроустановок соединяют с нейтралью электрической связью, выполняемой с помощью заземляющих проводов или нулевого провода. В четырехпроводной системе питания напряжением 380/220 В с глухозаземленной нейтралью металлические опоры воздушных сетей и арматура железобетонных опор соединены с нулевым проводом. При этом через каждые 250 м, а также на концах линий и ответвлений длиной более 200 м устраивают повторные заземления нулевого провода. Сопротивление заземляющих устройств каждого повторного заземления не должно превышать 10 Ом.

Второе условие обеспечивается сопротивлением заземления нейтрали в четырехпроводных сетях напряжением 380 В.

Для обеспечения автоматического отключения участка с однофазным замыканием заземляющие проводники выбирают таким образом, чтобы при замыкании на корпус или нулевой провод возникал ток КЗ:

1) в 3 раза превышающий номинальный ток плавкой вставки ближайшего предохранителя;

2) в 1,4 раза превышающий ток расцепителя автоматического выключателя.

При защите электроустановок автоматическими выключателями, имеющими только электромагнитный расцепитель, заземляющие проводники должны быть выбраны так, чтобы в петле фаза – нуль был обеспечен ток КЗ, равный значению уставки электромагнитного расцепителя, умноженному на коэффициент, учитывающий разброс, и коэффициент запаса 1,1. При отсутствии заводских данных по разбросу кратность тока КЗ относительно уставки электромагнитного расцепителя принимают равной 1,4 для автоматических выключателей с номинальным током до 100 А; 1,25 для прочих автоматических выключателей.

Полная проводимость заземляющих проводников во всех случаях должна составлять не менее 50% проводимости фазного проводника.

При проектировании для проверки обеспечения отключения замыканий между фазным и нулевым проводником ток однофазного КЗ определяют по приближенной формуле

$$I_{\text{к}}^{(1)} = \frac{U_{\text{ф}}}{z_{\text{п}} + \dfrac{z_{\text{о}}}{3}}, \qquad (12.10)$$

где $U_ф$ – фазное напряжение сети; $z_о$ – полное сопротивление нулевой последовательности трансформатора; $z_п = \sqrt{R_п^2 + x_п^2}$ – полное сопротивление петли фаза – нуль при совместной подвеске нулевого и фазных проводов линии.

Погрешность (12.10) заключается в замене геометрического сложения полных сопротивлений трансформатора и цепи фаза – нуль арифметическим, так как эти сопротивления имеют близкие углы и погрешность такой замены не превышает 5 % в сторону уменьшения тока замыкания.

Заземление установок постоянного тока производят аналогично заземлению установок переменного тока. Однако прохождение постоянного тока в земле вызывает электролитическую коррозию подземных металлических сооружений. Наиболее подвержены коррозии установки с длительным прохождением рабочего тока через заземлитель (рабочее заземление одного полюса) или установки со значительными токами утечки (электролизные установки). Поэтому заземлители установок переменного тока не объединяют с заземлителями постоянного тока (исключение составляют преобразовательные установки). Заземлители должны быть достаточной толщины для предотвращения быстрого разрушения, поэтому при устройстве заземлителей в установках постоянного тока не рекомендуется использовать в качестве заземляющих устройств подземные сооружения.

Повторные заземления нулевого провода в системах постоянного тока осуществляются с помощью отдельных искусственных заземлителей, которые не должны иметь металлических соединений с подземными трубопроводами.

в) **Электроустановки напряжением выше 1000 В с малыми токами замыкания на землю.** В электроустановках напряжением выше 1000 В с изолированной нейтралью (малыми токами замыкания на землю) сопротивление заземляющего устройства при протекании расчетного тока замыкания на землю в любое время года в соответствии с требованиями ПУЭ должно удовлетворять следующему условию:

$$R_{зм} \leqslant U_{расч}/I_{расч}, \qquad (12.11)$$

где $I_{расч}$ – расчетный ток замыкания на землю; $U_{расч}$ – расчетное напряжение на заземляющем устройстве по отношению к земле.

Если заземляющее устройство используют только для электроустановок напряжением выше 1000 В, то $U_{расч}$ принимают равным 250 В. При расчете заземляющих устройств, используемых одновременно для заземления электрооборудования напряжением до 1000 В и выше, $U_{расч}$ принимают равным 125 В. В обоих случаях сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 10 Ом.

В системах с изолированной нейтралью расчетным током является емкостный ток однофазного замыкания на землю, приближенно определяемый по выражению

$$I_{с.з} = \frac{U_{ном}(35l_к + l_в)}{350}, \qquad (12.12)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, кВ; $l_к$ – общая длина электри-

чески связанных между собой кабельных линий, км; $l_в$ – общая длина электрически связанных между собой воздушных линий, км.

В системах с компенсированной нейтралью во избежание появления резонанса напряжений при отключении части сети в качестве расчетного тока, протекающего через заземлитель, принимают ток, равный 125 % номинального тока компенсирующего аппарата.

Для заземляющих устройств, к которым не присоединены устройства компенсации емкостного тока, в качестве расчетного принимается остаточный ток замыкания на землю не менее 30 А, который может иметь место в данной сети при отключении наиболее мощного компенсирующего устройства.

г) **Электроустановки напряжением выше 1000 В с большими токами замыкания на землю.** В электроустановках напряжением выше 1000 В с нейтралями, заземленными наглухо или через малые сопротивления, при замыканиях на землю срабатывает защита и отключает поврежденную установку. Поэтому эти установки характеризуются кратковременным появлением потенциала на заземляющих устройствах при замыканиях на землю. Согласно ПУЭ требуемое сопротивление заземляющего устройства в любое время года не должно превышать 0,5 Ом.

При больших токах замыкания на землю напряжение на заземляющем устройстве достигает большого значения. Например, при токе КЗ 5 кА при однофазном замыкании на землю напряжение на заземляющем устройстве при сопротивлении заземления, равном 0,5 Ом, составит 2500 В. Поэтому для повышения безопасности обслуживающего персонала время срабатывания автоматических отключений должно быть минимальным, а возможные напряжения прикосновения и шага уменьшаются за счет выполнения контурных заземлений (выравнивание потенциалов) и применения дополнительных мер защиты (диэлектрической обуви и изолирующих подставок).

Для выравнивания потенциалов на территории электроустановки на глубине 0,5 – 0,7 м закладывают сетку из выравнивающих проводников (рис. 12.6). Проводники сетки закладывают параллельно осям оборудования на расстоянии 0,8 – 1 м от фундаментов или оснований оборудования и соединяют на всей площади поперечными проводниками с шагом ячейки не более 6 м. Для улучшения выравнивания на границе контура крайние проводники сетки, с которых происходит большее стекание тока в землю, укладывают на глубине около 1 м.

Выравнивание потенциалов осуществляют также у входов и въездов на территорию электроустановки путем укладки двух дополнительных полос с постепенным заглублением на расстояниях 1 и 2 м от заземлителя и на глубине 1 и 1,5 м соответственно.

При размещении электроустановки на достаточной площади расстояние от границ заземлителя до ограды электроустановки, входящей в контур заземления, должно быть не менее 3 м и ограда в этом случае не должна заземляться. В местах, часто посещаемых персоналом, и у входов (въездов) устраивают дорожки с покрытием асфальтом или гравием, имеющими малую проводимость.

Для исключения выноса потенциала рельсовые пути, проложенные на территории электроустановки, к заземляющему контуру не присоединяют,

а на выходе за пределы электроустановки заземляют в нескольких точках. Поскольку рельсы имеют нулевой потенциал, должна быть исключена возможность попадания человека под значительное шаговое напряжение в пределах электроустановки, когда он одной ногой касается грунта, а другой – рельса. Эту возможность исключают при насыпи *железнодорожного полотна из крупного щебня, гальки и ракушечника.*

При расположении электроустановок с большими токами замыкания на землю у цехов предприятий выполняют следующие мероприятия:

1) все прилегающие здания включают в общий контур заземления;

2) принимают меры к выравниванию потенциалов внутри цехов;

3) вокруг зданий на расстоянии 1 м от стен на глубине 2 м прокладывают проводник, соединенный с заземляющими проводниками внутри здания, а у входов и въездов в здания выполняют выравнивание потенциалов путем прокладки дополнительных полос с постепенным углублением;

4) вокруг здания устраивают асфальтированные отмостки шириной 1 – 1,5 м.

В установках напряжением выше 1000 В с большими токами замыкания на землю сечения заземляющих проводников выбирают так, чтобы при протекании по ним расчетных токов однофазных замыканий на землю их температура за время до срабатывания защиты не превысила 400 °С. Тогда сечения металлических проводников определяют из выражения

$$s = I_{\text{расч}} \frac{\sqrt{t_{\text{п}}}}{C}, \tag{12.13}$$

где $I_{\text{расч}}$ – расчетный ток через проводник, А; $t_{\text{п}}$ – приведенное время прохождения тока КЗ на землю, с; C – постоянная (для стали $C = 74$, для меди $C = 195$, для кабелей с медными жилами $C = 182$, для алюминия и кабелей с алюминиевыми жилами $C = 112$).

12.6. Расчет заземляющих устройств

Расчет заземляющего устройства электроустановок производят в следующем порядке.

1) В соответствии с ПУЭ устанавливают допустимое сопротивление заземляющего устройства $R_{\text{з.у}}$. Если заземляющее устройство является общим для нескольких установок, то за расчетное сопротивление заземляющего устройства принимают наименьшее из них.

2) Определяют сопротивление имеющегося естественного заземлителя $R_{\text{е}}$. Если $R_{\text{е}} < R_{\text{зм}}$, то в установках напряжением до 1000 В и в установках напряжением выше 1000 В с малыми токами замыкания на землю искусственного заземлителя не требуется. В установках напряжением выше 1000 В с большими токами замыкания на землю используют искусственные заземлители с сопротивлением не более 1 Ом.

3) При $R_{\text{е}} > R_{\text{зм}}$ определяют сопротивление искусственного заземлителя $R_{\text{и}}$ *из выражения*

$$R_{\text{и}} = \frac{R_{\text{е}} R_{\text{зм}}}{R_{\text{е}} - R_{\text{зм}}}. \tag{12.14}$$

4) Определяют расчетное удельное сопротивление грунта с учетом повышающих коэффициентов, учитывающих высыхание грунта летом и промерзание его зимой. При отсутствии точных данных о грунте используют средние значения сопротивлений грунтов, приведенные в табл. 12.1. Повышающие коэффициенты k для различных климатических зон приведены в табл. 12.2 для горизонтальных и вертикальных электродов.

5) На площади электроустановки размещают электроды заземлителя с учетом требуемого ПУЭ напряжения прикосновения и шага и определяют сопротивление растеканию основного вертикального электрода $R_{\text{о.в.э}}$ по формулам из табл. 12.3. Поскольку формулы в табл. 12.3 даны для стержневых электродов из труб, то при применении уголков для вертикальных электродов в качестве диаметра подставляют эквивалентный диаметр уголка

$$d_{\text{у.э}} = 0{,}95\ b, \tag{12.15}$$

где b – ширина сторон уголка.

6) Если влияние соединительных полос не учитывают, то определяют примерное число вертикальных заземлителей n по формуле

$$n = \frac{R_{\text{о.в.э}}}{k_{\text{и.в.э}} R_{\text{н}}}, \tag{12.16}$$

Таблица 12.1. **Удельное сопротивление грунтов**

Грунт	Удельное сопротивление ρ, Ом·м	Грунт	Удельное сопротивление ρ, Ом·м
Глина (слой 7–10 м, далее скала, гравий)	70	Скала	4000
		Суглинок	100
Глина каменистая (слой 1–3 м, далее гравий)	100	Супесок	300
		Торф	20
Земля садовая	50	Чернозем	30
Известняк	2000	Вода:	
Лёсс	250	грунтовая	50
Мергель	2000	морская	3
Песок	500	прудовая	50
Песок крупнозернистый с валунами	1000	речная	100

Таблица 12.2. **Значения коэффициентов k для различных климатических зон**

Заземляющее устройство	Значения коэффициента k в зависимости от климатической зоны			
	1	2	3	4
При применении стержневых электродов длиной 2–3 м и глубине заложения их вершин 0,5–0,8 м	1,8–2	1,5–1,8	1,4–1,6	1,2–1,4
При применении протяженных электродов и глубине заложения их вершин 0,8 м	4,5–7	3,5–4,5	2–2,5	1,5–2

где $k_{и.в.э}$ – коэффициент использования вертикальных заземлителей при расположении их в ряд и при расположении по контуру (табл. 12.4).

Число вертикальных заземлителей должно быть не менее двух.

7) При необходимости определяют сопротивление растеканию горизонтальных электродов (полос) $R_{г.э}$ по формулам из табл. 12.3.

Таблица 12.3. Расчет сопротивлений растеканию одного электрода

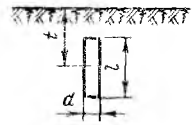
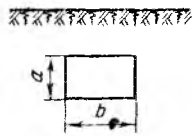
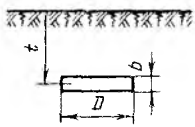
Тип заземлителя	Расположение заземлителя	*Формула*	*Пояснение*
Вертикальный у поверхности земли		$R = \frac{\rho}{2\pi l} \ln \frac{4l}{d}$	$l > d$
Вертикальный ниже уровня земли		$R = \frac{\rho}{2\pi l}\left(\ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2}\ln \frac{4t+l}{4t-l}\right)$	$l > d$
Горизонтальный протяженный ниже уровня земли		$R = \frac{\rho}{2\pi l} \ln \frac{2l^2}{bt}$ (для полосовой стали); $R = \frac{\rho}{2\pi L} \ln \frac{L^2}{bt}$ (для круглой арматурной стали или трубки)	b – ширина полосы; если заземлитель круглый диаметром d, то $b = 2d$
Пластичный вертикальный ниже уровня земли		$R = 0{,}25 \frac{\rho}{\sqrt{ab}}$	a и b – размеры сторон пластины
Кольцевой горизонтальный ниже уровня земли		$R = \frac{\rho}{2\pi^2 D} \ln \frac{8D^2}{bt}$	b – ширина полосы; если заземлитель круглый диаметром d, то $b = 2d$

Таблица 12.4. **Коэффициенты использования вертикальных электродов**

Отношение расстояния между вертикальными электродами к их длине a/l	Число вертикальных электродов в ряду при расположении		$k_{и,в}$	
	в ряд	по контуру	в ряд	по контуру
1	2	4	0,84 – 0,87	0,66 – 0,72
	3	6	0,76 – 0,8	0,58 – 0,65
	5	10	0,67 – 0,72	0,52 – 0,58
	10	20	0,56 – 0,62	0,44 – 0,5
	15	40	0,51 – 0,56	0,38 – 0,44
	20	60	0,47 – 0,5	0,36 – 0,42
	–	100	–	0,33 – 0,39
2	2	4	0,9 – 0,92	0,76 – 0,8
	3	6	0,85 – 0,88	0,71 – 0,75
	5	10	0,79 – 0,83	0,66 – 0,71
	10	20	0,72 – 0,77	0,61 – 0,66
	15	40	0,66 – 0,73	0,55 – 0,61
	20	60	0,65 – 0,7	0,52 – 0,58
	–	100	–	0,49 – 0,55
3	2	4	0,93 – 0,95	0,84 – 0,86
	3	6	0,9 – 0,92	0,78 – 0,82
	5	10	0,85 – 0,88	0,74 – 0,78
	10	20	0,79 – 0,83	0,68 – 0,73
	15	40	0,76 – 0,8	0,64 – 0,69
	20	60	0,74 – 0,79	0,62 – 0,67
	–	100	–	0,59 – 0,65

8) Находят действительное сопротивление растеканию $R_{г,э,д}$ горизонтальных электродов с учетом взаимного экранирования горизонтальных и вертикальных электродов

$$R_{г,э,д} = \frac{R_{г,э}}{k_{и,г,э}}, \tag{12.17}$$

где $k_{и,г,э}$ – коэффициент использования горизонтальных электродов. Значения коэффициентов использования горизонтальных электродов для предварительно принятого числа вертикальных электродов выбирают из табл. 12.5 при расположении их в ряд и по контуру.

9) Уточняют необходимое сопротивление растеканию вертикальных электродов с учетом проводимости горизонтальных соединительных электродов из выражения

$$R_{в,э} = \frac{R_{г,э,д} R_{о}}{R_{г,э,д} - R_{о}}. \tag{12.18}$$

10) Уточняют число вертикальных электродов с учетом коэффициентов использования по табл. 12.4

$$n = \frac{R_{о,в,э}}{k_{и,в,э} R_{в,э}}. \tag{12.19}$$

11) Для установок напряжением выше 1000 В с большими токами замыкания на землю проверяют термическую стойкость соединительных проводников по (12.13). Для этих установок кратковременная температура нагрева проводников заземляющего устройства не должна превышать 400 °С.

Пример 12.1. Требуется рассчитать заземление подстанции напряжением 110/10 кВ со следующими данными: наибольший ток через заземление при замыканиях на землю на стороне 110 кВ равен 3,2 кА, а на стороне 10 кВ он составляет 30 А; грунт в месте сооружения подстанции – каменистая глина; климатическая зона 1; дополнительно в качестве естественных заземлителей используют систему тросы–опоры с сопротивлением заземления 2 Ом.

Решение.

1. Со стороны 110 кВ в соответствии с ПУЭ требуется сопротивление заземления 0,5 Ом, а со стороны 10 кВ его рассчитывают по (12.11):

$$R_{\text{зм}} = 125/30 \approx 4{,}167 \text{ Ом}.$$

Здесь расчетное напряжение на заземляющем устройстве принято равным 125 В, поскольку заземляющее устройство используют и для установок подстанции напряжением до 1000 В.

2. Значение сопротивления растеканию естественного заземлителя принято равным 2 Ом.

3. Сопротивление искусственного заземлителя рассчитывают с учетом использования естественного заземлителя:

$$R_{\text{и}} = \frac{0{,}5 \cdot 2}{2 - 0{,}5} = \frac{1}{1{,}5} \approx 0{,}667 \text{ Ом}.$$

4. Рекомендуемое для предварительных расчетов удельное сопротивление грунта в месте сооружения заземлителя (каменистая глина) по табл. 12.1 составляет 100 Ом·м. Повышающие коэффициенты для климатической зоны 1 по табл. 12.2 принимают равными 7 для горизонтальных протяженных электродов при глубине заложения 0,8 м и 2 для вертикальных стержневых электродов длиной 2–3 м при глубине заложения их вершин 0,5–0,8 м.

Расчетные удельные сопротивления:

для горизонтальных электродов $\rho_{\text{расч.г}} = 7 \cdot 100 = 700$ Ом·м;

для вертикальных электродов $\rho_{\text{расч.в}} = 2 \cdot 100 = 200$ Ом·м.

5. Определяют сопротивление растеканию одного вертикального электрода – уголка № 50 длиной 3 м при погружении его ниже уровня земли на 0,7 м по формуле из табл. 12.3

$$R_{\text{о.в.э}} = \frac{\rho_{\text{расч.в}}}{2\pi l}\left(\ln\frac{2l}{d} + \frac{1}{2}\ln\frac{4t + l}{4t - l}\right),$$

где $d = d_{\text{у.э}} = 0{,}95b = 0{,}95 \cdot 0{,}05 = 0{,}0475$;

$$R_{\text{о.в.э}} = \frac{\rho_{\text{расч.в}}}{2\pi \cdot 3}\left(\ln\frac{2 \cdot 3}{0{,}0475} + \frac{1}{2}\ln\frac{4 \cdot 2{,}2 + 3}{4 \cdot 2{,}2 - 3}\right) =$$

$$= \frac{200}{6{,}28 \cdot 3}\left(4{,}839 + \frac{1}{2} \cdot 0{,}710\right) \approx 55{,}20 \text{ Ом}.$$

6. Определяют примерное число вертикальных заземлителей при предварительно принятом коэффициенте использования $k_{\text{и.в.э}} = 0{,}8$

$$n = \frac{55{,}2}{0{,}8 \cdot 0{,}667} \approx 103.$$

7. Определяют сопротивление растеканию горизонтальных электродов (полос 40×4 мм^2), приваренных к верхним концам уголков, по формуле из табл. 12.3

$$R_{г.э} = \frac{\rho_{расч.г}}{2\pi l} \ln \frac{2l^2}{bt} = \frac{700}{6{,}28 \cdot 300} \ln \frac{2 \cdot 300^2}{0{,}04 \cdot 0{,}74} =$$

$$= 0{,}372 \ln 60{,}811 \cdot 10^5 = 0{,}372 \cdot 15{,}621 \approx 5{,}811 \text{ Ом}.$$

8. Находят действительное сопротивление растеканию горизонтальных электродов с учетом коэффициента использования. Коэффициент использования соединительной полосы в контуре при числе уголков примерно 100 и отношении $a/l = 1$ по табл. 12.5 равен $k_{и.г.э} = 0{,}19$. Тогда

$$R_{г.э.д} = \frac{R_{г.э}}{k_{и.г.э}} = \frac{5{,}811}{0{,}19} \approx 30{,}584 \text{ Ом}.$$

Таблица 12.5. **Коэффициенты использования горизонтальных электродов**

Отношение расстояния между вертикальными электродами к их длине a/l	Коэффициент использования $k_{и.г.э}$ при числе вертикальных электродов в ряду и при расположении их в ряд								Коэффициент использования $k_{и.г.э}$ при числе вертикальных электродов в ряду при расположении их по контуру								
	4	5	6	10	20	30	50	65	4	5	6	10	20	30	50	70	100
1	0,77	0,74	0,67	0,62	0,42	0,31	0,21	0,2	0,45	0,4	0,36	0,34	0,27	0,24	0,21	0,2	0,19
2	0,89	0,86	0,79	0,75	0,56	0,46	0,36	0,34	0,55	0,48	0,43	0,4	0,32	0,3	0,28	0,26	0,24
3	0,92	0,9	0,85	0,82	0,68	0,58	0,49	0,47	0,7	0,64	0,60	0,56	0,45	0,41	0,37	0,35	0,33

9. Уточняют сопротивление вертикальных электродов

$$R_{в.э} = \frac{30{,}584 \cdot 0{,}667}{30{,}584 - 0{,}667} \approx 0{,}682 \text{ Ом}.$$

10. Уточненное число вертикальных электродов определяют при коэффициенте использования $k_{и.в.э} = 0{,}39$ из табл. 12.4 при $n = 100$ и $a/l = 1$

$$n = \frac{55{,}2}{0{,}39 \cdot 0{,}682} \approx 208.$$

Окончательно принимают 208 уголков.

Дополнительно к контуру на территории подстанции устанавливают сетку из продольных полос, расположенных на расстоянии 0,8–1 м от оборудования, с поперечными связями через каждые 6 м. Дополнительно для выравнивания потенциалов у входов и подъездов, а также по краям контура прокладывают углубленные полосы. Эти искусственные горизонтальные электроды уменьшают общее сопротивление заземления.

11. Проверяют термическую стойкость полосы 40×4 мм^2. Минимальное сечение полосы по условиям термической стойкости при КЗ на землю по (12.13) при приведенном времени прохождения тока КЗ $t_п = 1{,}1$ с

$$s = 3200 \frac{\sqrt{1{,}1}}{74} = 45.5 \text{ мм}^2.$$

Таким образом, полоса 40×4 мм^2 удовлетворяет условию термической стойкости.

Из приведенного примера видно, что при достаточно большом количестве вертикальных электродов горизонтальные электроды, соединяющие верхние концы вертикальных, слабо влияют на результирующее сопротивление контура заземления. При этом обнаруживается дефект существующей методики расчета для случаев, когда требуется достаточно малое сопротивление контура. В данном расчете этот дефект проявился в том, что учет дополнительной проводимости контура от горизонтальной соединительной полосы привел не к уменьшению потребного количества вертикальных электродов, а наоборот, к его увеличению на 100%. На основании этого можно рекомендовать в подобных случаях рассчитывать необходимое количество вертикальных электродов без учета дополнительной проводимости соединительных и других горизонтальных полос, полагая, что их проводимость будет идти в запас надежности.

Пример 12.2. Требуется рассчитать заземление подстанции с двумя трансформаторами 6/0,4 кВ мощностью 1000 кВ·А со следующими данными: наибольший ток через заземляющее устройство при замыкании на землю со стороны 6 кВ равен 25 А; грунт в месте окружения – суглинок; климатическая зона 2; дополнительно в качестве заземления используется водопровод с сопротивлением растеканию 7 Ом.

Р е ш е н и е. Предполагают сооружение заземлителя с внешней стороны здания, к которому примыкает подстанция, с расположением вертикальных электродов в один ряд на длине 16 м; материал – круглая сталь диаметром 25 мм, метод погружения – ввертывание; верхние концы вертикальных стержней, погруженные на глубину 0,7 м, приварены к горизонтальному электроду из той же стали.

1. Для стороны 6 кВ требуется сопротивление заземления, определяемое из (12.11),

$$R_{\text{зм}} = \frac{125}{25} = 5 \text{ Ом}.$$

Здесь расчетное напряжение на заземляющем устройстве принято равным 125 В, так как заземляющее устройство выполняют общим для сторон 6 и 0,4 кВ. Согласно ПУЭ сопротивление заземления не должно превышать 4 Ом, поэтому в качестве расчетного принимаем $R_{\text{зм}} = 4$ Ом.

2. Значение сопротивления растеканию естественного заземлителя дано в условии задачи и равно 7 Ом.

3. Сопротивление искусственного заземлителя с учетом использования водопровода в качестве параллельной ветви заземления

$$R_{\text{и}} = \frac{4 \cdot 7}{7 - 4} \approx 9{,}333 \text{ Ом}.$$

4. Рекомендуемое для предварительных расчетов удельное сопротивление грунта в месте сооружения заземлителя – суглинка – по табл. 12.1 составляет 100 Ом·м. Повышающие коэффициенты для климатической зоны 2 по табл. 12.2 принимают равными 3,6 для горизонтальных протяженных электродов при глубине заложения 0,8 м и 1,7 для вертикальных стержневых электродов длиной 2–3 м при глубине заложения их вершин 0,5–0,8 м.

Расчетные удельные сопротивления грунта:

для горизонтальных электродов $\rho_{\text{расч.г}} = 3{,}6 \cdot 100 = 360$ Ом·м;

для вертикальных электродов $\rho_{\text{расч.в}} = 1{,}7 \cdot 100 = 170$ Ом·м.

5. Определяют сопротивление растеканию одного стержня диаметром 25 мм и длиной 2,5 м при погружении его ниже уровня земли на 0,7 м по формуле из табл. 12.3

$$R_{\text{о.в.э}} = \frac{\rho_{\text{расч.в}}}{2\pi l}\left(\ln\frac{2l}{d} + \frac{1}{2}\ln\frac{4t+l}{4t-l}\right) =$$

$$= \frac{170}{6{,}28\cdot 2{,}5}\left(\ln\frac{2\cdot 2{,}5}{0{,}025} + \frac{1}{2}\ln\frac{4\cdot 1{,}95 + 2{,}5}{4\cdot 1{,}95 - 2{,}5}\right) =$$

$$= 10{,}828\,(5{,}298 + 0{,}332) \approx 60{,}962 \text{ Ом}.$$

6. Определяют примерное число вертикальных заземлителей при предварительно принятом коэффициенте использования $k_{\text{и.в.э}} = 0{,}88$

$$n = \frac{60{,}962}{0{,}88\cdot 9{,}333} \approx 7{,}423.$$

7. Определяют сопротивление растеканию горизонтальных электродов из круглой стали диаметром 25 мм, приваренных к верхним концам вертикальных стержней, по формуле из табл. 12.3

$$R_{\text{г.э}} = \frac{\rho_{\text{расч.г}}}{2\pi l}\ln\frac{l^2}{bt} = \frac{360}{2\cdot 3{,}14\cdot 30}\cdot\ln\frac{30^2}{0{,}04\cdot 0{,}71} = 1{,}911\ln 3{,}169\cdot 10^4 \approx 19{,}805 \text{ Ом},$$

где $l = 30$ м (длина горизонтального электрода по периметру контура заземления).

8. Находят действительное сопротивление растеканию горизонтальных электродов с учетом экранирования. Коэффициент использования горизонтальных стержней при числе вертикальных стержней 6 и отношении $a/l = 2$ по табл. 12.5 равен 0,48. Тогда

$$R_{\text{г.э.д}} = \frac{R_{\text{г.э}}}{k_{\text{и.г.э}}} = \frac{19{,}805}{0{,}48} \approx 41{,}260 \text{ Ом}.$$

9. Уточненное сопротивление вертикальных электродов

$$R_{\text{в.э}} = \frac{41{,}260\cdot 9{,}333}{41{,}260 - 9{,}333} \approx 12{,}061 \text{ Ом}.$$

10. Уточненное число вертикальных электродов определяют при коэффициенте использования $k_{\text{и.в.э}} = 0{,}75$ из табл. 12.4 при $n = 6$ и $a/l = 2$:

$$n = \frac{60.962}{0{,}75\cdot 12{,}061} = 6{,}7 \approx 7.$$

Окончательно принимают 7 вертикальных стержней.

В электроустановках с выносным заземляющим устройством последовательно рассчитывают сопротивление заземляющей линии и сопротивление заземлителя, при этом суммарное сопротивление не должно превышать расчетного.

В целях снижения расходов материалов и трудоемкости электромонтажных работ рекомендуется вместо прокладки в земле проводников для выравнивания потенциала использовать железобетонные и металлические конструкции промышленных зданий в качестве заземляющих устройств. При этом в электроустановках напряжением выше 1000 В с глухозаземленной нейтралью, расположенных внутри здания или примыкающих

к промышленному зданию с железобетонным фундаментом, целесообразно использовать последний в качестве заземлителя без сооружения искусственных заземлителей, если

$$\sqrt{s} \geqslant k_1 \rho_э, \tag{12.20}$$

где s – площадь, ограниченная периметром здания, м^2; $\rho_э$ – удельное эквивалентное электрическое сопротивление земли, Ом·м; k_1 – коэффициент, значения которого приведены ниже:

$\rho_э$, Ом·м	$\leqslant 5\cdot 10^2$	$5\cdot 10^2 < \rho_э < 5\cdot 10^3$	$\geqslant 5\cdot 10^3$
k_1, Ом$^{-1}$	1,0	$500/\rho_э$	0,1

Если расчетный ток однофазного КЗ, стекающий в землю с фундаментов зданий, удовлетворяет условию

$$I_к \leqslant (5{,}4 \div 7\cdot 10^{-3}\rho_1)\sqrt{S}/\rho_э, \tag{12.21}$$

где ρ_1 – удельное сопротивление верхнего слоя земли, Ом·м, то прокладка выравнивающих проводников, в том числе у входов и въездов (кроме мест расположения заземляемых нейтралью силовых трансформаторов, короткозамыкателей, вентильных разрядников и молниеотводов), не требуется.

В электроустановках с изолированной нейтралью напряжением выше 1000 В использование только естественных заземлителей (железобетонных фундаментов) возможно при выполнении условия

$$\sqrt{S} \geqslant \rho_э I k_3, \tag{12.22}$$

где I – расчетный ток замыкания на землю, А; $k_3 = 2\cdot 10^{-3}$ 1/В.

В заземляющих устройствах, где одновременно заземлены установки напряжением до 1000 В и выше, отказ от искусственных заземлителей возможен при

$$\sqrt{S} \geqslant \rho_э I k_2. \tag{12.23}$$

где $k_2 = 4\cdot 10^{-3}$ 1/В.

В электроустановках с глухозаземленной нейтралью напряжением до 1000 В, расположенных внутри здания или примыкающих к нему, возможно использование железобетонного фундамента этого здания в качестве заземляющего устройства при выполнении соотношения

$$S > S_0, \tag{12.24}$$

где S_0 – критический параметр, значения которого представлены в табл. 12.6.

Таблица 12.6. **Значения диаметра** S_0

Удельное эквивалентное сопротивление земли $\rho_э$, Ом·м	Критический параметр S_0, м^2, при линейном напряжении, В		
	220	380	660
$\leqslant 10^3$	36	156	625
$> 10^3$	$0{,}36\cdot 10^{-4}\rho_э^2$	$1{,}56\cdot 10^{-4}\rho_э^2$	$6{,}25\cdot 10^{-4}\rho_э^2$

12.7. Электрокоррозия подземных сооружений промышленных предприятий блуждающими токами

Под коррозией металлов понимают разрушение (разъедание) их вследствие химического или электрохимического взаимодействия с коррозионной средой. Различают химическую и электрохимическую коррозии. При химической коррозии окисление металла и восстановление окислительной компоненты коррозионной среды протекают одновременно. В отличие от химической электрохимическая коррозия сопровождается протеканием электрического тока, и восстановление окислительной компоненты коррозионной среды протекает не одновременно; скорость зависит от электродного потенциала. При электрохимической коррозии происходит ионизация атомов металла, т. е. переход ионов металла от узлов решетки кристаллов в коррозионную среду.

Подземные металлические сооружения (кабели с металлическими оболочками, трубопроводы, арматура железобетонных подземных конструкций и фундаментов и т. д.), расположенные на территориях промышленных предприятий, подвергаются почвенной (подземной) коррозии, обусловленной воздействием почвенных химических реагентов, и электрокоррозии блуждающими токами.

При взаимодействии химических реагентов (растворы солей, кислот и щелочей) с металлическими частями подземных сооружений образуются гальванические пары. Из-за неоднородности грунта ЭДС гальванических пар неодинаковы и их разность вызывает уравнительные токи, проходящие по металлическим частям подземных сооружений и замыкающиеся по соответствующим участкам грунта. В местах выхода тока из металла в грунт (анодная зона) происходит разъедание металла, т. е. перенос его частиц в грунт.

При коррозии подземных сооружений блуждающими токами, вызванными внешними источниками (рельсовые электрические дороги постоянного тока внутризаводского транспорта, трамваев, метрополитена, магистральных и пригородных сообщений), количественно эффект разрушения металла намного превосходит эффект разрушения его почвенной электрокоррозией в сопоставимых условиях.

Упрощенная картина поля блуждающих токов рельсовой электрической дороги постоянного тока показана на рис. 12.11. Система подвода тока к электропоезду состоит из контактного провода и рельсов. Поскольку рельсы не изолированы от земли, часть тока ответвляется из них в землю и затем возвращается в рельсы в зоне отсасывающего пункта. Эту часть тяговых токов (токи утечки из рельсов) и называют блуждающими токами.

При прохождении через грунт блуждающие токи частично заходят в металлические подземные сооружения. В зонах входа блуждающих токов подземные сооружения имеют отрицательный потенциал относительно грунта. Эти зоны называют катодными. Зоны, в которых блуждающие токи покидают подземное сооружение, называют анодными. С анодных зон токи возвращаются в рельсы. В этих зонах, как и при почвенной электрокоррозии, происходит коррозионное разрушение металла подземных сооружений блуждающими токами. Количество металла, выно-

симого из сооружения в грунт, пропорционально значению блуждающих токов, проходящих через металлические части сооружений, и времени их действия. Например, 1А постоянного тока при электрохимической коррозии за год разрушает в среднем около 10 кг стали или приблизительно 35 кг свинца.

Факторами, определяющими характер и размеры коррозии блуждающими токами, являются значение и направление блуждающих токов; переходное сопротивление между грунтом и сооружением; продольное сопротивление сооружения; взаимное расположение источников блуждающих токов и трасс подземных сооружений; состояние защитных покровов на сооружениях. Значение блуждающих токов в грунте зависит от силы тока в рельсах электрической дороги, протяженности различных участков схемы рельсовой сети, продольного сопротивления рельсов и переходного сопротивления между рельсами и грунтом. Сопутствующим показателем, косвенно характеризующим блуждающие токи, является потенциал рельсов относительно земли. Его графическое представление в виде потенциальных диаграмм наглядно показывает размещение анодных зон на сооружении и дает первое приближенное представление о возможной интенсивности коррозионных процессов.

Аналитические зависимости потенциалов и токов для реальных схем рельсовых сетей и сетей подземных сооружений с учетом перемещения тяговых нагрузок поездов в пространстве весьма сложны и громоздки и являются предметом специального рассмотрения. Для получения понятия о влиянии на эти зависимости основных (перечисленных выше) факторов ниже приведены в качестве примера расчетные формулы для тока и потенциалов рельсов в схеме на рис. 12.11 [13] при условии $l_2 = l_3 = 0$, т. е. для простейшего случая:

$$U_{\text{р}} = I_{\text{э}} m \frac{\operatorname{sh} p\,(x - l_1/2)}{\operatorname{ch} p\, l_1/2}; \tag{12.25}$$

$$I_{\text{р}} = I_{\text{р}} \frac{\operatorname{ch} p\,(x - l_1/2)}{\operatorname{ch} p l_1/2}, \tag{12.26}$$

где $U_{\text{р}}$ – потенциал рельсов относительно земли в точке на расстоянии x от отсасывающего пункта; $I_{\text{р}}$ – ток в рельсах в той же точке; $I_{\text{э}}$ – ток в цепи электровоза;

$$p = \sqrt{\frac{R_{\text{р}}}{R_{\text{пер}}}};$$

$$m = \sqrt{R_{\text{р}} R_{\text{пер}}};$$

$R_{\text{р}}$ – сопротивление рельсов на единицу длины; $R_{\text{пер}}$ – переходное сопротивление рельсы – грунт на единицу длины.

Блуждающий ток в земле через сечение, перпендикулярное оси рельсовой сети в точке с координатой x,

$$I_{\text{бл}} = I_{\text{э}} - I_{\text{р}} = I_{\text{э}} \left[1 - \frac{\operatorname{ch} p\,(x - l_1/2)}{\operatorname{ch} p l_1/2} \right]. \tag{12.27}$$

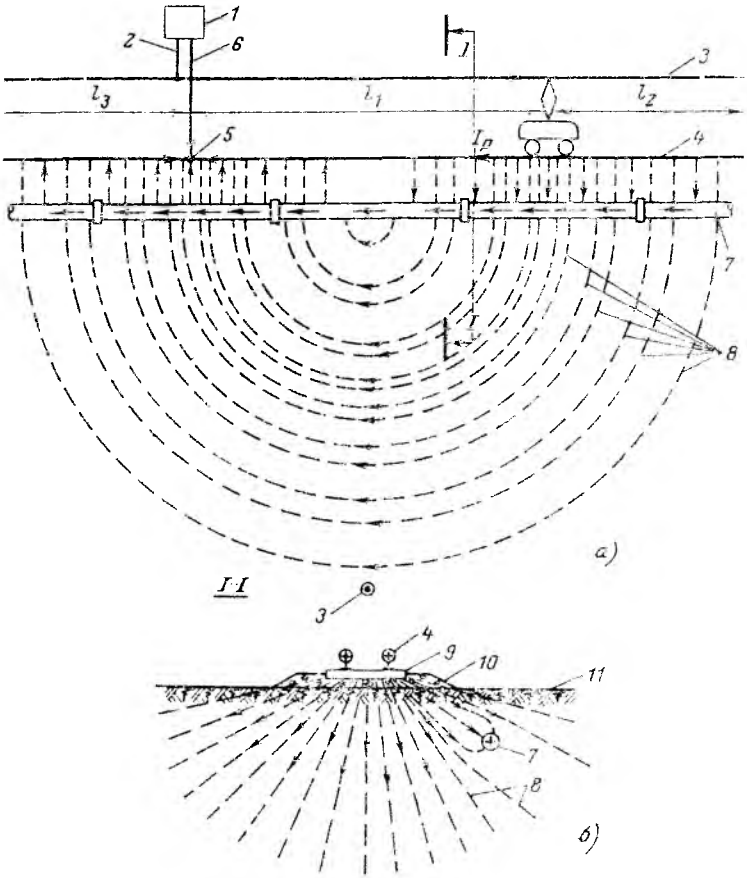


Рис. 12.11. Упрощенная картина распределения блуждающих токов вдоль электрической железной дороги и параллельно проложенного металлического подземного сооружения (*а*) и поперечный разрез на том же участке по *I – I* (*б*):

1 – преобразовательная подстанция; *2* – питающая линия; *3* – контактный провод; *4* – рельсы; *5* – отсасывающий пункт; *6* – отсасывающая линия; *7* – подземное сооружение (трубопровод, кабель); *8* – воображаемые линии блуждающих токов в земле; *9* – шпалы; *10* – балласт; *11* – грунт

Аргумент $pl_1/2$ во многих реальных случаях принимает значения в пределах 0,2. При этом график гиперболического косинуса мало отличается от параболы. Если на этом основании числитель формулы (12.27) рассматривать как стрелу прогиба параболы при относительно малом отличии знаменателя от единицы, то в первом приближении получим

$$I_{бл.э} \approx I_э (0{,}35\, pl_1)^2, \tag{12.28}$$

или

$$I_{бл.э} \approx I_э \frac{0{,}12 R_р}{R_{пер}} l_1^2. \tag{12.29}$$

Последнее соотношение наглядно показывает, какими путями можно ограничивать выход блуждающих токов из рельсов в землю. Уменьшения сопротивления рельсовых путей достигают путем электрически надежного соединения рельсовых стыков с помощью сварки. Повышения переходного сопротивления рельсы—грунт достигают применением щебеночного балласта вместо песчаного с устройством достаточного количества водоотводных дренажей. Надо уменьшать длину участков рельсовой сети, отходящих в одну сторону от отсасывающего пункта, и снижать токовую нагрузку каждого такого участка. Снижение значения l_1 и l_0 определяют на основе технико-экономических расчетов, так как малые значения l_1 и l_0 потребуют больших расходов на увеличение количества отсасывающих пунктов или тяговых преобразовательных подстанций, не всегда оправдывающихся экономией от снижения аварийности и продления срока службы подземных сооружений промышленного предприятия.

При нескольких отсасывающих пунктах на рельсовой сети в зоне одной подстанции применяют уравнивание потенциалов всех отсасывающих пунктов, включая добавочные сопротивления в цепи более коротких отсасывающих линий. На самих подземных сооружениях проводят соответствующие защитные мероприятия.

Большое значение имеет зазор между подошвой рельса и балластом, который на железных дорогах и метрополитене должен быть не менее 30 мм.

На промышленных предприятиях, потребляющих постоянный ток в технологических процессах, основным источником блуждающих токов в земле являются шинопроводы постоянного тока, электролизеры и металлические трубопроводы, присоединенные к ним. Для ограничения блуждающих токов от этих источников используют электрическую изоляцию токов от металлических сооружений. В качестве изоляторов используют обычно базальт, фарфор, диабаз, стекло, пластические массы и другие материалы с удельным объемным сопротивлением не менее 10^{10} Ом·см.

Наиболее подвержены коррозии блуждающими токами броня и голые оболочки кабельных линий, прокладываемых на территории промышленных предприятий. Для предохранения кабелей от коррозионного воздействия применяют:

1) изоляцию металла от почвы (оболочки или покрытия из пластмассы);

2) катодную защиту;

3) удаление тока из оболочки кабеля по металлическому пути (дренажные перемычки).

Применение кабеля с пластмассовой оболочкой позволило решить проблему противокоррозионной защиты кабельных линий различного назначения. Принцип катодной защиты заключается в наложении тока на кабель (или какое-либо подземное сооружение), чтобы задержать ток, вытекающий из кабеля в грунт.

Дренажные перемычки используют для отвода тока по металлическим проводникам и возвращения этого тока к его источнику. Диаметр соединительного провода определяется разностью потенциалов между кабелем и подстанцией (или другим источником постоянного тока), длиной этого провода и количеством образующего тока.

Для уменьшения коррозионного воздействия кабельные каналы и тунели выполняют так, чтобы в них не попадали технологические, почвенные и сливные воды. Для этого предусматривают устройства стоков. На территориях, особенно химических предприятий, рекомендуется в качестве основного вида кабельных прокладок использовать специальные и технические эстакады и галереи, где кабели наименее подвержены воздействию агрессивной среды.

Прокладку металлических подземных сооружений выполняют как можно дальше от рельсовых электрических железных дорог, поскольку поле блуждающих токов с удалением от их источника заметно ослабевает. Для защиты малопротяженных ответственных металлических сооружений применяют металлические решетчатые экраны из вертикальных стальных стержней, забиваемых в землю по контуру вокруг сооружения и соединяемых по горизонтали приваркой таких же стержней или полос.

Отвод блуждающих токов от подземных сооружений осуществляют как к источнику, так и в землю через специальный промежуточный электрод (анод) в виде закопанного в грунт утильного листа стали, разрушение которого вызовет лишь ничтожный эксплуатационный расход. Промежуточные электроды в виде листа утильной стали применяют в случаях, когда участок подземного сооружения с анодной зоной находится на столь большом расстоянии от рельсов, что прокладка дренажного провода получается слишком дорогой. Для надежного вывода блуждающих токов из сооружения в землю между ним и промежуточным электродом включают вспомогательный источник постоянного тока (выпрямитель) с направлением ЭДС от сооружения к электроду.

Если интенсивность полей блуждающих токов незначительна, то катодную защиту можно осуществить с помощью протекторов. Протектор представляет собой сплошной цилиндр, отлитый из магниевого сплава, с заделанным в него стальным стержнем для присоединения к нему изолированного провода от подземного сооружения. Это устройство, называемое еще гальваническим анодом, выполняет ту же роль, что и выпрямитель в обычной катодной защите. Протектор закапывают в грунт с промежуточной засыпкой увлажненным активатором, состоящим обычно из 50%-ной смеси глины с какой-либо сернокислой солью.

Обычное заземление также защищает подземные сооружения от блуждающих токов. Поэтому при защите металлических сооружений от коррозии учитывают роль заземляющих устройств.

Электрическая защита металлических подземных сооружений от коррозии блуждающими токами является сложным вопросом, в особенности при наличии в земле нескольких разновидностей сооружений. В таких случаях задача должна решаться комплексно, так как установка защитных устройств только на некоторых сооружениях, например на силовых кабелях, может привести к ускоренному разрушению других металлических подземных сооружений.

Для обеспечения эффективного действия мероприятий по ограничению токов утечки с рельсовой сети проводят регулярный периодический контроль и измерения на источниках блуждающих токов (рельсах) и подземных сооружениях, контроль исправности стыковых соединений (2 раза

в месяц), а также междурельсовых и междупутных соединителей (1 раз в квартал). Измеряют электрическое сопротивление рельсовых стыков (кроме сварных), сопротивление изоляции отрицательных питающих линий, разность потенциалов отсасывающих пунктов, потенциалы рельсов относительно земли. Затем составляют потенциальные диаграммы, из которых видны возможные перемещения опасных зон или изменения их интенсивности. На подземных сооружениях измеряют их потенциалы относительно земли, токи вдоль подземного сооружения и ток утечки из сооружения в землю. По результатам измерений потенциалов относительно земли строят потенциальные диаграммы, наглядно показывающие зоны коррозионной опасности (анодные зоны).

Опасность коррозии подземных металлических сооружений блуждающими токами оценивают для существующих сооружений по результатам электрических измерений, а для проектируемых – на основании расчетов.

Порядок, сроки и методы контроля и измерений по защите от коррозии металлических сооружений блуждающими токами изложены в ПУЭ; этими правилами необходимо руководствоваться при проектировании и эксплуатации систем электроснабжения промышленных предприятий, к которым целесообразно причислить и устройства защиты от электрокоррозии.

Глава тринадцатая

ЭЛЕКТРОБАЛАНС И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

13.1. Основные положения по составлению электробаланса промышленных предприятий

Электробаланс промышленного предприятия состоит из прихода и расхода электроэнергии (активной и реактивной). В приход включают электроэнергию, полученную от энергосистемы или от сетей других предприятий, а также выработанную электрическими установками предприятия (генераторами промышленных ТЭЦ и ГЭС, синхронными компенсаторами и конденсаторами). Приходную и расходную части учитывают по показаниям счетчиков активной и реактивной энергии.

Приходную часть электробаланса для активной электроэнергии составляют по промышленному предприятию, по цехам предприятия, по отдельным энергоемким агрегатам (по особому указанию главного энергетика предприятия или инспекции энергосбыта).

Расходную часть электробаланса активной электроэнергии разделяют на следующие статьи расхода:

1) прямые затраты электроэнергии на основной технологический процесс с выделением полезного расхода электроэнергии на выпуск продукции без учета потерь в различных звеньях энергоемкого технологического оборудования (электрические печи, компрессорные и насосные установки, прокатные станы и другие крупные потребители электроэнергии);

2) косвенные затраты электроэнергии на основной технологический процесс вследствие его несовершенства или нарушения технических норм (влажная шихта, недогрев слитков при прокате и т. п.);

3) затраты электроэнергии на вспомогательные нужды (вентиляция помещений цехов, цеховой транспорт, освещение и т. п.);

4) потери электроэнергии в элементах системы электроснабжения (линиях, трансформаторах, реакторах, компенсирующих устройствах и двигателях);

5) отпуск электроэнергии посторонним потребителям (столовые, клубы, поселки, магазины, городской электрический транспорт и т. д.).

Наличие всех пяти статей расхода электроэнергии при составлении электробаланса не является обязательным. Например, в электробалансе промышленных предприятий могут отсутствовать статьи 2 и 5.

Удельный расход электроэнергии в электробалансе должен быть отнесен на единицу продукции, сопоставимую с соответствующими показаниями других цехов и заводов. Например, расход электроэнергии для выработки сжатого воздуха должен производиться не на кубометр, а на кубометр воздуха с давлением в одну атмосферу, или расход воды — не на кубометр, а на кубометр воды, поднятой на 10 м, и т. д.

Задачами составления электробаланса являются следующие:

а) выявление и нахождение расходов электроэнергии по статьям 2, 3, 4 и 5, с тем чтобы четко выделить расход электроэнергии на основную продукцию предприятия;

б) определение действительных удельных норм расхода электроэнергии на единицу продукции предприятия;

в) выявление возможности сокращения непроизводительных расходов электроэнергии (статьи 2, 3, 4, 5) и уменьшения расхода электроэнергии на выпуск основной продукции путем проведения различных мероприятий, усовершенствующих технологический процесс, и постоянного сопоставления действительных удельных норм расхода электроэнергии на основную продукцию завода.

Для обеспечения единой методики расчета потерь электроэнергии ниже приведены необходимые формулы, указания и примеры.

При составлении электробаланса рекомендуется выделять энергетические цехи (наносные, компрессорные, котельные), а также вентиляционные и электропечные установки.

13.2. Методика определения потерь электроэнергии промышленной частоты на промышленных предприятиях

Среднее значение тока участка сети определяют в соответствии с показаниями счетчиков, имеющихся на данном участке сети.

Отличие среднеквадратического тока, по которому рассчитывают потери электроэнергии, от среднего учитывают так называемым коэффициентом формы графика суточной нагрузки

$$I_{ск} = K_ф I_{ср}, \tag{13.1}$$

где $I_{ск}$ — среднеквадратическое значение тока; $I_{ср}$ — среднее значение тока.

Значение $K_ф$ линии подсчитывают с достаточной точностью по показаниям счетчика активной энергии, имеющегося на данной линии:

$$K_ф = \sqrt{m}\,\frac{\sqrt{\sum (Э'_а)^2}}{Э_а} \approx \frac{P_{ск}}{P_{ср}} = \frac{I_{ск}}{I_{ср}}, \qquad (13.2)$$

где $Э_а$, $Э'_а$ – расход активной электроэнергии за время t, определяемый соответственно по счетчику и за время $\Delta t = t/m$; m – число отметок показаний счетчика в течение времени, за которое определяют значение $K_ф$; t – время, за которое определяют значение $K_ф$.

Для электрических нагрузок большинства промышленных предприятий $K_ф$ обычно находится в пределах 1,01 – 1,1. Меньшие значения $K_ф$ соответствуют электрическим нагрузкам с большим числом приемников (например, вся электрическая нагрузка цеховой заводской подстанции). Большие значения относятся к электрическим нагрузкам с меньшим числом приемников (например, линия, отходящая от подстанции). Для промышленного предприятия, производственная программа и технологический процесс которого достаточно постоянны, значение $K_ф$ меняется в незначительных пределах. Поэтому для расчетов определяют значение $K_ф$ 3 – 5 раз, усредняют его и принимают постоянным в пределах месяца или года.

Потери электроэнергии за учетный период (месяц, квартал, год) рекомендуется для простоты определять как произведение потерь электроэнергии за одни сутки учетного периода, называемые характерными, на число рабочих суток в учетном периоде, причем если предприятие работает с выходными днями, то потери электроэнергии за выходные дни считаются отдельно.

Характерные в отношении потребления электроэнергии сутки находят следующим образом:

1) по записям в вахтенном журнале определяют расход электроэнергии за учетный период времени;

2) по найденному за учетный период (например, месяц, год) расходу находят среднесуточный расход электроэнергии;

3) по вахтенному журналу находят сутки, имеющие такой же (или близкий к нему) расход электроэнергии, как и полученный выше среднесуточный расход;

4) найденные таким образом сутки и их действительный график нагрузки принимают за характерные.

Потери в электрической сети. Потери электроэнергии какой-либо линии за учетный период равны

$$\Delta Э = 3K_ф^2 I_{ср}^2 R_э T_р, \qquad (13.3)$$

где $T_р$ – число рабочих часов за учетный период; $R_э$ – эквивалентное активное сопротивление линии; $I_{ср}$ – среднее за характерные сутки значение тока линии:

$$I_{ср} = \frac{\sqrt{Э_а^2 + Э_р^2}}{\sqrt{3}\,U T_р} \quad \text{или} \quad I_{ср} = \frac{Э_а}{\sqrt{3}\,U T_р \cos \varphi_{св}}, \qquad (13.4)$$

где $Э_а$, $Э_р$ – расход активной и реактивной энергии за характерные сутки, кВт·ч, квар·ч; $\cos\varphi_{св}$ – средневзвешенный коэффициент мощности линии; U – линейное напряжение, кВ; $T_р$ – число рабочих часов за характерные сутки.

Иногда потери электроэнергии за учетный период удобнее считать через нагрузку одной наиболее загруженной смены (обычно дневной) характерных суток:

$$\Delta Э = 3K_ф^2 I_{ср}^2 R_э T_{сI}, \tag{13.5}$$

где $I_{ср}$ определяют по формуле (13.4), в которую в данном случае входит расход активной и реактивной энергии, а также число рабочих часов за одну смену; $K_{з2} = Э_{аII}/Э_{аI}$ и $K_{з3} = Э_{аIII}/Э_{аI}$ – коэффициенты загрузки II и III смен, приведенные к I смене; $Э_{аI}$, $Э_{аII}$ и $Э_{аIII}$ – расход активной электроэнергии за I, II и III смены; $T_{сI}$; $T_{сII}$; $T_{сIII}$ – число рабочих часов за I, II и III смены учетного периода; $T_{сI} = T_{сI} + T_{сH}K^2_{з2} + T_{сIII}K^2_{з3}$ – число рабочих часов учетного периода, приведенных к нагрузке I смены.

При определении реактивных потерь энергии в (13.3) и (13.5) подставляют эквивалентное реактивное сопротивление $X_э$ вместо $R_э$.

Определение эквивалентных сопротивлений $R_э$ и $X_э$. Эквивалентным сопротивление какой-либо сети называют сопротивление некоторой условной неразветвленной линии, ток которой равен току головного участка сети и потери электроэнергии равны потерям в сети, т. е.

$$R_э = \frac{\Delta Э_{а,\,сети}}{3I^2T} \quad и \quad X_э = \frac{\Delta Э_{р,\,сети}}{3I^2T}.$$

Так как определять эквивалентные сопротивления с помощью показаний прибора в общем случае (для сложной схемы) трудно, то рекомендуется определять их расчетным путем через номинальные значения токов и потерь мощности, т. е. приближенно, но с поправкой, учитывающей отличие действительно проходящих токов в линии от расчетных (номинальных). Поэтому в случае сложной сети, например для схемы, изображенной на рис. 13.1, эквивалентные сопротивления – активное и реактивное – определяют по формулам

$$R_э = \frac{\Sigma\Delta P'_у}{3I^2_{л,ном}} + \frac{\Sigma\Delta P''_у}{3I^2_{л,ном}} \cdot \frac{I^2_{ср}}{I^2_{л.ном}} K^2_ф; \tag{13.6}$$

$$X_э = \frac{\Sigma\Delta Q_у}{3I^2_{л,ном}}. \tag{13.7}$$

В этих формулах $I_{ср}$ – среднее значение тока головного участка линии (за сутки или за смену); $I_{л,ном}$ – номинальный ток головного участка линии; $\Sigma\Delta P'_у = \Sigma 3I^2_{ном}R_{у20}$ – сумма номинальных активных потерь мощности всех участков данной линии, сопротивления которых взяты при температуре 20 °С; $\sum\Delta P''_у = \sum 3I_{ном}\Delta R_у$ – сумма дополнительных активных

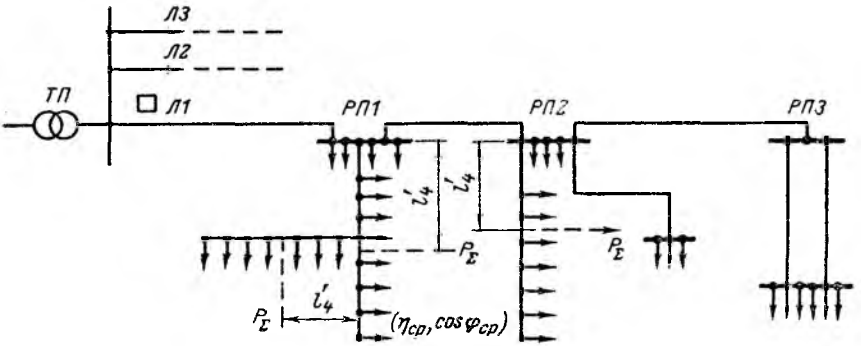


Рис. 13.1. Схема радиально-магистральной сети

потерь мощности, получающихся за счет увеличения сопротивления при прохождении по нему номинального тока; $I_{ном}$ – номинальный ток одного участка линии; R_{y20} – активное сопротивление одного участка линии, взятое при 20 °С; $\Sigma\Delta Q_y = \Sigma 3I^2_{ном}X_y$ – сумма номинальных реактивных потерь мощности всех участков данной линии; X_y – реактивное сопротивление одного участка линии;

$$\Delta R_y = K\frac{I^2_{ном}}{I^2_м}R_{y,20},$$

где $K = \Delta\theta k_{п,с}$ – максимальный допустимый перегрев провода, град; $k_{п,с}$ – коэффициент повышения сопротивления от нагревания, град$^{-1}$; $I_м$ – максимально допустимый по нагреву ток одного участка линии.

Определение эквивалентных сопротивлений $R_э$ и $X_э$ в некоторых частных случаях.

Для неразветвленной линии с сосредоточенной нагрузкой на конце

$$R_э = r_0 l;\ X_э = x_0 l, \tag{13.8}$$

где r_0, x_0 – активное и реактивное сопротивления 1 м линии; l – длина линии.

Если линия представляет собой шинопровод с распределенной электрической нагрузкой (рис. 13.2), то эквивалентные сопротивления линии определяют по формулам

$$R_э \approx r_0 l\frac{1}{6}\left(1+\frac{1}{n}\right)\left(2+\frac{1}{n}\right); \tag{13.9}$$

$$X_э \approx x_0 l\frac{1}{6}\left(1+\frac{1}{n}\right)\left(2+\frac{1}{n}\right), \tag{13.10}$$

где n – число приемников, подключенных к данному шинопроводу.

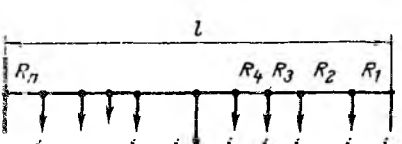


Рис. 13.2. Схема магистральной сети

Для линии, представленной на рис. 13.3,

$$R_э = R_{п,л}\left[1+\frac{\Sigma R_i K^2_{з,i}}{\Sigma K^2_{з,i}R_{п,л}}\right]; \tag{13.11}$$

$$X_э = X_{п,л}\left[1 + \frac{\Sigma X_i K_{э,i}^2}{\Sigma K_{э,i}^2 X_{п,л}}\right], \qquad (13.12)$$

где $R_{п,л}$, $X_{п,л}$ – активное и реактивное сопротивления питающей линии; R_i, X_i – активное и реактивное сопротивления i-го участка от конца питающей линии до нагрузки; $K_{э,i} = P_i/P_1$ – коэффициент загрузки i-го участка относительно наиболее загруженного участка, принятого за первый.

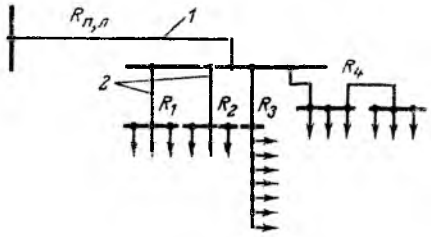


Рис. 13.3. Схема питания нагрузки, удаленной от шин цеховой подстанции:
1 – питающая линия; *2* – распределительные линии

Формулы (13.11) и (13.12) выводят в предположении, что коэффициенты мощности всех участков равны между собой.

Если длина линии намного превышает среднюю длину участка, то $R_э$ и $X_э$ рассчитывают по приближенным формулам

$$R_э = R_{п,л}\left[1 + \frac{\Sigma P_i}{n^2 R_{п,л}}\right]; \qquad (13.13)$$

$$X_э = X_{п,л}\left[1 + \frac{\Sigma X_i}{n^2 X_{п,л}}\right], \qquad (13.14)$$

где n – число участков данной линии.

Формулы (13.13) и (13.14) получают из формул (13.11), (13.12) при допущении, что $K_{э,i} = 1$.

Потери в трансформаторах. Потери активной электроэнергии за учетный период равны

$$\Delta Э_а = \Delta P_x' T_о + \Delta P_к' K_з^2 T_р, \qquad (13.15)$$

где $\Delta P_x' = \Delta P_x + k_{и,п}\Delta Q_x$ – приведенные потери мощности ХХ трансформатора, кВт; $\Delta P_к' = \Delta P_к + k_{и,п}\Delta Q_к$ – приведенные потери мощности КЗ, кВт; $K_з = I_{ср}/I_{ном,т}$ – коэффициент загрузки трансформатора по току; ΔP_x – потери мощности ХХ, в расчетах их принимают по каталогу равными потерям в стали; $\Delta P_к$ – потери мощности КЗ, в расчетах их принимают по каталогу равными потерям мощности в металле обмоток трансформатора; $k_{и,п}$ – коэффициент потерь, зависящий от передачи реактивной мощности (для промышленных предприятий, если он не задан энергосистемой, его принимают равным в среднем 0,07), кВт/квар; $T_о$ – полное число часов присоединения трансформатора к электросети; $T_р$ – число часов работы трансформатора под нагрузкой за учетный период; $\Delta Q_x = S_{ном,т} I_x/100$ – постоянная составляющая потерь реактивной мощности ХХ трансформатора, квар; $\Delta Q_к = S_{ном,т} u_к/100$ – реактивная мощность, потребляемая трансформатором при полной нагрузке, квар; I_x – ток ХХ, %; $u_к$ – напряжение КЗ,%; $S_{ном,т}$ – номинальная мощность трансформатора, кВ·А; $I_{ср}$ – средний ток за учетный период, А; $I_{ном,т}$ – номинальный ток трансформатора, А.

Потери реактивной энергии за учетный период

$$\Delta Э_р = S_{ном,т} \frac{I_х}{100} T_о + S_{ном,т} \cdot \frac{u_к}{100} K_з^2 T_р . \qquad (13.16)$$

При подсчете потерь мощности в трехобмоточном трансформаторе используют выражение

$$\Delta P_{т,т} = \Delta P'_х + \Delta P'_{к,1} K_{з,1}^2 + \Delta P'_{к,2} K_{з,2}^2 + \Delta P'_{к,3} K_{з,3}^2,$$

где $\Delta P'_{к,1}$, $\Delta P'_{к,2}$, $\Delta P'_{к,3}$ – приведенные потери активной мощности в обмотках высшего (1), среднего (2) и низшего (3) напряжений; $K_{з,1}$, $K_{з,2}$, $K_{з,3}$ – коэффициенты загрузок этих обмоток.

Потери электроэнергии в двигателях. Для крупных отдельных агрегатов (прокатный стан, компрессор, насос, двигатель-генератор и т. п.) возникает необходимость учитывать в электробалансе по указанным агрегатам потери электроэнергии в двигателях и приводимых ими в движение механизмах.

Потери при установившемся режиме. При установившемся режиме работы электродвигателей потери в них определяют как сумму потерь в металле обмоток, стали и механических. Потери в металле обмоток определяют по (13.3) и (13.5), в которые вместо $R_з$ подставляют: для двигателей постоянного тока – сопротивление якоря r_0, для синхронных двигателей – сопротивление статора r_1, для асинхронных двигателей – сопротивление статора и приведенное к статору сопротивление ротора $r_1 + r'_2$.

Для машин постоянного тока коэффициент 3 в указанных формулах отсутствует.

Потери в стали определяют на основании приборов, имеющихся на крупных двигателях (счетчика активной энергии, амперметра); для асинхронных двигателей с фазным ротором они равны

$$\Delta Э_{а,с} = (P_х - 3I_{1,х}^2 r_1)\, T_р, \qquad (13.17)$$

где $P_х$ – мощность при разомкнутом роторе, определяемая по счетчику или по ваттметру; $I_{1,х}$ – ток статора при разомкнутом роторе, его определяют по амперметру двигателя.

Для всех двигателей, кроме асинхронного с фазным ротором, потери в стали не выделяют самостоятельной статьей в электробалансе из-за сложности такого выделения. Поскольку потери в стали двигателя мало зависят от его нагрузки (как и потери механические), их определяют в сумме с последними.

Механические потери в агрегате и электрические потери в стали приводного двигателя определяют по формуле

$$\Delta Э_{мех} + \Delta Э_{а,с} = (P_х - 3I_х^2 r_1)\, T_р, \qquad (13.18)$$

для машин постоянного тока

$$\Delta Э_{мех} + \Delta Э_{а,с} = (P_х - I_х^2 r_0)\, T_р, \qquad (13.19)$$

где $P_х$ – мощность ХХ двигателя, соединенного с механизмом, определяемая по счетчику или ваттметру; $I_х$ – ток ХХ двигателя, определяемый по амперметру на двигателе.

Так как для асинхронных двигателей с фазным ротором потери в стали определяют по (13.17), механические потери могут быть выделены отдельно с помощью (13.18).

Для машин постоянного тока потери в стали составляют незначительную часть по сравнению с механическими потерями. Учитывая к тому же, что на валу двигателя кроме собственных потерь имеются еще механические потери приводимого механизма, можно с достаточной точностью пренебречь потерями в стали и считать, что (13.19) определяет механические потери двигателя и механизма.

Потери электроэнергии при переходных процессах за 1 ч. Когда подсчет потерь в двигателях более сложен (двигатель последовательного возбуждения, переходные процессы двигателей под нагрузкой и т. п.), пользуются специальной литературой.

В переходных процессах потери в двигателях определяют как сумму потерь переменных и постоянных. Постоянные потери двигателей (потери в стали, потери в металле обмоток, вызванные током намагничивания) можно не учитывать, так как их значение в процентах общих потерь много меньше точности данной методики расчета потерь. Поэтому за потери двигателей в переходных процессах можно принять переменные потери, кВт·ч, определяемые по формулам:

при пуске

$$\Delta Э_{а.п} \approx k h_п \frac{GD^2 n_0^2}{2620} 10^{-6}; \tag{13.20}$$

при торможении противовключением

$$\Delta Э_{а.т.п} \approx 3k h_т \frac{GD^2 n_0^2}{2620} 10^{-6}; \tag{13.21}$$

при реверсе

$$\Delta Э_{а.рев} \approx 4k h_р \frac{GD^2 n_0^2}{2620} 10^{-6}; \tag{13.22}$$

при динамическом торможении

$$\Delta Э_{а.т.д} \approx \Delta Э_{а.п}. \tag{13.23}$$

В этих формулах $h_п$, $h_т$, $h_р$ – число пусков, торможений, реверсов в час; n_0 – частота вращения двигателя при идеальном ХХ; $k = 1$ для двигателей постоянного тока параллельного возбуждения; $k = 1 + r_1/r'_2$ для асинхронных двигателей; $k \approx 2$ для асинхронных двигателеи (нормального исполнения) с короткозамкнутым ротором и синхронных двигателей при асинхронном пуске; GD^2 – момент инерции двигателя и механизма.

Сопротивления обмоток статора r_1 и ротора r_2 для асинхронных двигателей с фазным ротором определяют с помощью измерительных приборов методом вольтметра и амперметра или двойного измерительного моста.

Приведенное к статору сопротивление роторной обмотки определяют по формуле

$$r_2' = r_2 \left(\frac{U_1 \cdot 0{,}98}{U_{2к}} \right)^2, \qquad (13.24)$$

где U_1 – линейное напряжение статора; $U_{2к}$ – линейное напряжение на кольцах ротора.

Момент инерции двигателя совместно с механизмом может быть определен методом свободного выбега. Для этого двигатель, вращающийся вхолостую, отключают от сети. В течение всего выбега несколько раз через каждые t с (в зависимости от длительности выбега) замеряют скорость двигателя. По результатам опыта строят кривую выбега – зависимость частоты вращения двигателя от времени $n = f(t)$, по которой находят замедление в начале выбега как тангенс угла наклона касательной кривой в точке $t = 0$ (начало выбега).

Момент инерции привода при этом определяют по формуле

$$GD^2 = \frac{365 P_{мех}}{a_0 n_x}, \qquad (13.25)$$

где n_x – частота вращения двигателя при XX; $P_{мех}$ – мощность механических потерь привода, определяемая указанным выше способом.

13.3. Примеры составления электробалансов

Исходные данные: в качестве примера взят сортопрокатный нереверсивный стан горячей прокатки, который может катать различный профиль: круг, квадрат, полосу и т. д. Стан работает в сутки 22 ч, из них 18 ч составляет время прокатки, 4 ч – время XX. Главный привод стана питается отдельной линией от цеховой подстанции (см. схему первичных соединений подстанции прокатного цеха) напряжением 2 кВ. Линия снабжена счетчиком активной энергии. Главный привод состоит из двух асинхронных двигателей с фазным ротором, сидящих на одном валу. Данные двигателей приведены в табл. 13.1.

Таблица 13.1. **Данные двигателей**

№ двигателя	$P_{ном}$, кВт	$n_{ном}$, об/мин	U_1, В	U_{2k}, В	$I_{1ном}$, А	$I_{2ном}$, А	$r_1 \cdot 10^{-3}$, Ом	$r_2 \cdot 10^{-3}$, Ом	$r_2' \cdot 10^{-3}$, Ом
1	900	985	2000	950	300	575	28,5	10,7	47,4
2	530	985	2000	840	181,5	380	82	11,8	52,4

Примечание. Индексы 1 и 2 относятся соответственно к статору и ротору.

Вспомогательное оборудование стана (панели управления, возбудители, вентиляторы, краны, нагревательные печи и т. п.) питается от цеховой подстанции № 2 напряжением 220 В постоянного и переменного токов.

Определение составляющих частей электробаланса стана. Расход электроэнергии приводными двигателями по счетчику равен $Э_{п.д} = 19\,700$ кВт·ч. Для данного стана установлено, что его вспомогательное оборудование расходует примерно 15–20% электроэнергии на вспомогательное оборудование всего прокатного цеха, которая по счетчику равна 21 550 кВт·ч.

Для суток, за которые подсчитывается электробаланс, на данный стан приходится 18,5 %:

$$Э_в = 0{,}185 \cdot 21\,550 = 4000 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Все составные части электробаланса выражают в процентах общего расхода электроэнергии станом

$$Э_{об} = 19\,700 + 4000 = 23\,700 \text{ кВт} \cdot \text{ч}; \quad Э_в = \frac{4000}{23\,700} 100\,\% = 16{,}9\,\%.$$

Электрические потери в линии, питающей приводные двигатели, подразделяют на

1) потери за сутки

$$\Delta Э^л = 3K_ф^2 I_{ср}^2 R_э T_р;$$

$$I_{ср} = \frac{Э_а}{\sqrt{3}\, U t_р \cos \varphi_{св}} = \frac{19\,700}{3 \cdot 2 \cdot 22 \cdot 0{,}81} = 320 \text{ А}.$$

За $\cos \varphi_{св}$ главного привода стана можно принять средневзвешенный коэффициент мощности всех станов цеха, определяемый по суточному расходу активной и реактивной электроэнергии главного привода станов цеха:

$$\operatorname{tg} \varphi_{св} = \frac{Э_р}{Э_а} = \frac{52\,000}{71\,000} = 0{,}735,$$

что соответствует $\cos \varphi_{св} = 0{,}81$.

Для линии, питающей приводные двигатели, $R_э = r_0 l = 0{,}0615 \cdot 0{,}206 = 0{,}0127$ Ом (см. схему электроснабжения прокатного цеха). По (13.2) $K_ф = 1{,}05$ и

$$\Delta Э^л = 3 \cdot 1{,}05^2 \cdot 320^2 \cdot 0{,}0127 \cdot 22 \cdot 10^{-3} = 94{,}5 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \ (0{,}4\,\%);$$

2) потери за время XX стана

$$\Delta Э_х^л = 3 (I_{х1} + I_{х2}) = 3 (94{,}5 + 83)^2 \cdot 0{,}0127 = 4{,}8 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \ (0{,}02\,\%),$$

где $I_{х1} = 94{,}5$ А; $I_{х2} = 83$ А – токи двигателей при XX стана определены по приборам;

3) потери за время прокатки

$$\Delta Э_р^л = \Delta Э^л - \Delta Э_х^л = 94{,}5 - 4{,}8 = 89{,}7 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \ (0{,}38\,\%).$$

Потери в металле обмоток приводных двигателей подразделяют на:

1) потери за сутки

$$\Delta Э^м = 3K_ф^2 I_{ср}^2 (r_1 + r_2') T_р.$$

Эта формула дает несколько завышенные результаты, так как в действительности потери в металле обмоток асинхронного двигателя определяют как сумму потерь в статоре и роторе. Средний за сутки ток $I_{ср} = 320$ А, определенный на основании показаний счетчиков, можно распределить по машинам пропорционально их номинальным мощностям, так как данные двигатели имеют одинаковое номинальное скольжение:

$$I_{ср1} = 320 \frac{900}{1430} = 201 \text{ А}; \quad I_{ср2} = 320 \frac{530}{1430} = 119 \text{ А};$$

$$\Delta Э_1^м = 3 \cdot 1{,}02 \cdot 201^2 (0{,}285 + 0{,}0474) \cdot 22 = 207 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta Э_2^м = 3 \cdot 1{,}02 \cdot 119^2 (0{,}082 + 0{,}0524) \cdot 22 = 128 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta Э^м = \Delta Э_1^м + \Delta Э_2^м = 207 + 128 = 335 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \ (1{,}41\,\%);$$

2) потери за время XX стана

$$\Delta Э_{\text{х}}^{\text{м}} = 3I_{\text{х}}^2 (r_1 + r_2') t_{\text{ф}};$$

$$\Delta Э_{\text{х}1}^{\text{м}} = 3 \cdot 94{,}5^2 (0{,}0285 + 0{,}0474) \cdot 4 = 8{,}12 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta Э_{\text{х}2}^{\text{м}} = 3 \cdot 83^2 (0{,}082 + 0{,}0524) \cdot 4 = 11{,}1 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta Э_{\text{х}}^{\text{м}} = \Delta Э_{\text{х}1}^{\text{м}} + Э_{\text{х}2}^{\text{м}} = 19{,}22 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \ (0{,}08\ \%);$$

3) потери за время прокатки

$$\Delta Э_{\text{раб}}^{\text{м}} = \Delta Э^{\text{м}} - \Delta Э_{\text{х}}^{\text{м}} = 335 - 19{,}22 \approx 316 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \ (1{,}33\ \%).$$

Механические потери в стане и приводных двигателях в данных расчетах принимают неизменными в течение всех суток и равными механическим потерям XX:

1) за сутки

$\Delta Э^{\text{мех}} = P_{\text{х,мех}} T_{\text{р}} = 109{,}8 \cdot 22 \approx 2410$ кВт·ч (10,16 %), где $P_{\text{х,мех}} = 109{,}8$ кВт – мощность механических потерь прокатного агрегата, которые определены методом свободного выбега;

2) за время XX стана

$$\Delta Э_{\text{х}}^{\text{мех}} = P_{\text{х,мех}} t_{\text{х}} = 109{,}8 \cdot 4 \approx 440 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \ (1{,}86\ \%);$$

3) за время прокатки

$$\Delta Э_{\text{раб}}^{\text{мех}} = P_{\text{х,мех}} t_{\text{р}} = 109{,}8 \cdot 18 = 1970 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \ (8{,}3\ \%).$$

Электрические потери в стали приводных двигателей определены следующим образом:

1) потери за сутки

$$\Delta Э^{\text{с}} = [P_{\text{х}} - 3I_{\text{х}}^2 (r_1 + r_2') - P_{\text{х,мех}}] T_{\text{р}};$$

$$\Delta Э_1^{\text{с}} = [119{,}8 - 3 \cdot 94{,}5^2 (0{,}0285 + 0{,}0474) \cdot 10^{-3} - 109{,}8] \cdot 22 = 8 \cdot 22 = 176 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta Э_2^{\text{с}} = [120{,}8 - 3 \cdot 83^2 (0{,}082 + 0{,}0524) \cdot 10^{-3} - 109{,}8] \cdot 22 = 180 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta Э^{\text{с}} = \Delta Э_1^{\text{с}} + \Delta Э_2^{\text{с}} = 22 \cdot 16{,}2 = 356 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \ (1{,}5\ \%);$$

$P_{\text{хI}} = 119{,}8$ кВт; $P_{\text{хII}} = 120{,}8$ кВт – мощности XX I и II прокатных двигателей, определенные по приборам;

2) потери электроэнергии за время XX станов

$$\Delta Э_{\text{х}}^{\text{с}} = 16{,}2 \cdot 4 = 64{,}8 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \ (0{,}27\ \%);$$

3) потери электроэнергии за время прокатки

$$\Delta Э_{\text{раб}}^{\text{с}} = 16{,}2 \cdot 18 = 291 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \ (1{,}23\ \%).$$

Таблица 13.2. **Результирующая таблица электробаланса прокатного стана за сутки**

Размерность	Расход электроэнергии на основной технологический процесс (прокатки)									Всего потерь	Расход электроэнергии на вспомогательные нужды	Всего потреблено электроэнергии
	Расход электроэнергии за собственно прокатку	Потери электроэнергии за время прокатки				Потери электроэнергии за время холостого хода стана						
		в линии	в двигателях	механические в стане	итого	в линии	в двигателях	механические в стане	итого			
кВт·ч	16504,5	89,7	607	1970	2666,7	4,8	84,0	440	528,8	3195,5	4000	23700
%	69,625	0,38	2,66	8,30	11,24	0,02	0,355	1,86	2,235	13,475	16,9	100

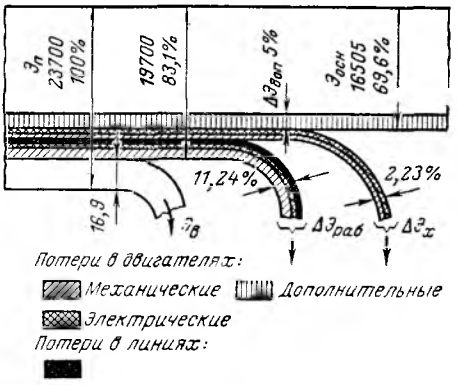


Рис. 13.4. Энергетическая диаграмма активной электростанции прокатного стана за сутки:

$Э_в$ – расход электроэнергии на вспомогательные нужды; $\Delta Э_{раб}$ – потери электроэнергии; $\Delta Э_х$ – потери электроэнергии за время ХХ стана; $\Delta Э_{доп}$ – дополнительный расход электроэнергии из-за нарушения технологического режима; $Э_п$ – полный расход электроэнергии; $Э_{осн}$ – расход электроэнергии на собственно прокатку

Электробаланс прокатного стана приведен в табл. 13.2 и на рис. 13.4.

Дополнительные потери электроэнергии, связанные с нарушением технологического режима (например, недогрев слитков), выявляют на основании двух электробалансов агрегата, один из которых снимают при нормальном технологическом режиме, а другой – при нарушенном. При этом косвенные затраты электроэнергии определяют как разность между расходами электроэнергии на прокатку при нарушенном и нормальном технологических процессах.

Выводы по электробалансу прокатного стана. Рассчитанный электробаланс стана показывает, что максимальными потерями являются механические потери стана и приводных двигателей; они составляют 10,16 % общего расхода электроэнергии станом. Это значение механических потерь заставляет обращать внимание на механическую часть агрегата (улучшение состояния подшипников). Полученный расход электроэнергии на собственную прокатку можно брать за основу при определении удельных норм электроэнергии прокатки. Отношение этого расхода электроэнергии к выпуску продукции представляет собой удельный расход электроэнергии прокатки, не зависящий от состояния электрической сети, от типа электропривода, от потерь в агрегате. Определенный таким образом удельный расход электроэнергии зависит только от технологического цикла прокатки, от нарушения технологического режима (недогрев слитков) и сортамента прокатываемых сталей.

Суточные электробалансы активной энергии отдельных цехов включают:

а) **Электробаланс цеха прокатки.** Исходные данные: цех имеет четыре нереверсивных прокатных стана. Цех снабжается электроэнергией от двух подстанций. Подстанция *1* питает приводные асинхронные двигатели прокатных станов (*Д1 – Д7*). Подстанция *2* снабжает все остальные приемники цеха напряжением 220 В (постоянного и переменного тока). Необходимые данные по электроснабжению и электрооборудованию цеха приведены на схеме рис. 13.5.

Составляющие части электробаланса прокатного цеха. Методика определения составляющих частей электробаланса прокатного цеха аналогична методике определения составляющих частей электробаланса одного прокатного агрегата.

Общий расход электроэнергии цехом (по счетчикам подстанции)

$$Э_{об} = 71\,000 \text{ кВт·ч } (100\,\%).$$

Обычно на подстанциях, снабжающих электроэнергией прокатные цехи, все линии, питающие прокатные двигатели и посторонние нагрузки по отношению к прокатным цехам, снабжены счетчиками. Поэтому расход электроэнергии на вспомогательные нужды (охлаждение станов, двигателей, краны, освещение, панели управления и т. п.) можно определить, вычитая из показаний общих счетчиков подстанций показания счетчиков электроэнергии двигателей прокатных станов и посторонних нагрузок. В данном примере расход электроэнергии на вспомогательные нужды определен по счетчикам, непосредственно учитывающим этот расход: $Э_в = 21\,550$ кВт·ч (30,4 %).

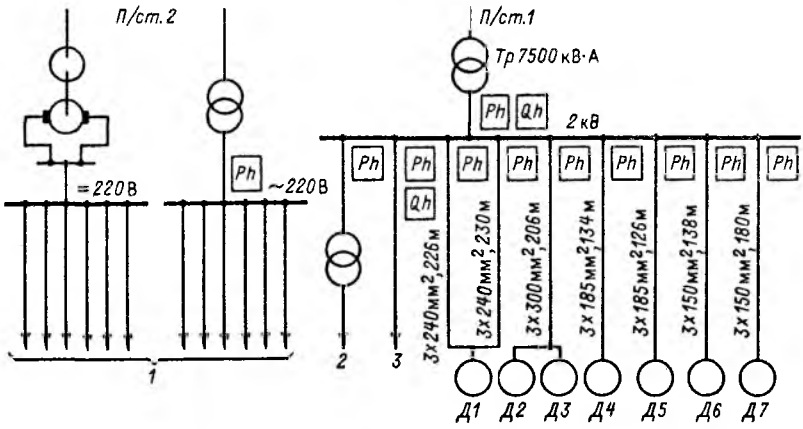


Рис. 13.5. Схема электроснабжения прокатного цеха:

Ph – счетчик активной электроэнергии; *Qh* – счетчик реактивной электроэнергии; *Д1 – Д7* – асинхронные двигатели станов; *1* – вспомогательные нужды прокатного стана; *2* – собственные нужды подстанции; *3* – сторонние потребители

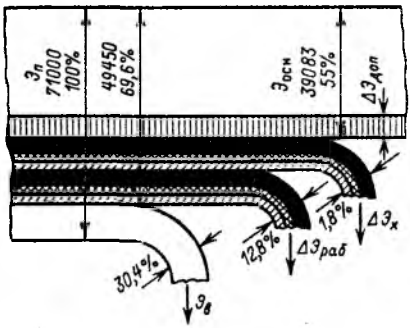


Рис. 13.6. Диаграммы суточного расхода активной электроэнергии прокатного цеха. Обозначения те же, что и на рис. 13.4

Потери электроэнергии в питающих приводные двигатели линиях (поскольку линии снабжены счетчиками) подсчитывают для каждой линии в отдельности по (13.3) и (13.8) и затем складывают:

1) за сутки $\Delta Э^{л} = 217$ кВт·ч (0,306 %);

2) за время ХХ $\Delta Э^{л}_{х} = 16$ кВт·ч (0,022 %);

3) за время прокатки $\Delta Э^{л}_{раб} = 201$ кВт·ч (0,284 %).

Потери электроэнергии в металле обмоток приводных двигателей:

1) за сутки $\Delta Э^{м} = 2170$ кВт·ч (3,06 %);

2) за время ХХ $\Delta Э^{м}_{х} = 82$ кВт·ч (0,12 %);

3) за время прокатки $\Delta Э^{м}_{раб} = 2088$ кВт·ч (2,94 %).

Механические потери в агрегатах, приводных двигателях и электрические потери в стали приводных двигателей:

1) за сутки $\Delta Э^{мех} = 7980$ кВт·ч (11,2 %);

2) за время ХХ станов $\Delta Э_{х} = 12\,000$ кВт·ч (1,65 %);

3) за время прокатки $\Delta Э^{мех}_{раб} = 6780$ кВт·ч (9,55 %).

Энергетическая диаграмма активной электроэнергии прокатного цеха за сутки приведена на рис. 13.6.

б) **Электробаланс компрессорной станции промышленного предприятия.** Исходные данные: в качестве примера рассмотрена компрессорная станция, состоящая из четырех поршневых двухцилиндровых компрессоров типа 2ВГ, снабжающих предприятие сжатым воздухом с рабочим давлением 6,3 – 6,4 кгс/см² (0,63 – 0,64 МПа).

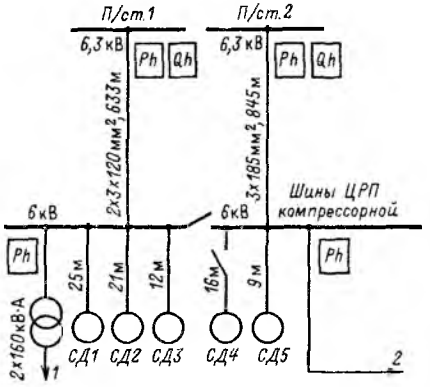


Рис. 13.7. Схема электроснабжения компрессорной станции:

СД1 – СД5 – синхронные двигатели компрессоров (ДСК-213/39-36; *СД4* находится в резерве): $S_{ном,д}$ = 740 кВ · А; U = 6 кВ; $I_{ном}$ = 71,5 А; n = 167,5 об/мин; $r_д$ = 0,97 Ом; *1* – собственные нужды компрессорной; *2* – сторонние потребители

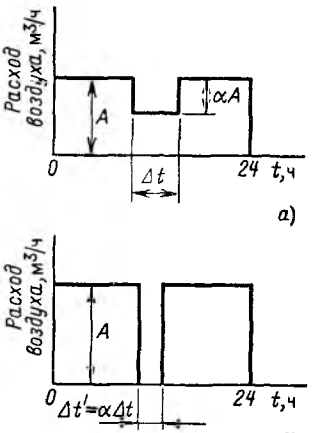


Рис. 13.8. Диаграмма расхода воздуха:

а – в рабочем режиме; *б* – при выпуске воздуха в атмосферу

Компрессоры работают круглые сутки с полной нагрузкой. В период между рабочими сменами на предприятии в течение 40 – 45 мин потребление сжатого воздуха снижается на 50 %. Избыток воздуха выпускают при этом в течение 30 – 35 мин дроссельной заслонкой со стороны рабочего давления компрессоров в атмосферу. Режим работы компрессоров зимний при средней температуре наружного воздуха – 10 С.

Охлаждающую воду компрессоров подают от заводской водопроводной сети. Схема электроснабжения компрессорной приведена на рис. 13.7. Способ регулирования расхода воздуха на рассматриваемой компрессорной неэкономичен, так как в течение выпуска избыточного воздуха в атмосферу приводные двигатели компрессоров остаются практически полностью загруженными.

При данном способе регулирования расхода воздуха целесообразно выделить потери компрессорной установки за время, соответствующее работе компрессора вхолостую, т. е. на рабочее давление воздухосборника, но без расхода воздуха предприятием. Указанное время можно найти заменой действительной диаграммы расхода воздуха диаграммой с провалом расхода воздуха до нуля (рис. 13.8) при условии, что расход воздуха при этом сохраняется неизменным.

Из рис. 13.8 следует, что $\Delta t' = \alpha \Delta t$.

Определение составляющих частей электробаланса компрессорной станции. Общий расход электроэнергии компрессорной по счетчикам $Э_{об}$ = 51 495 кВт·ч (100 %).

Расход электроэнергии на собственные нужды подстанции (освещение и т. п.) определен по счетчику $Э_в$ = 450 кВт·ч (0,87 %).

Потери электроэнергии в питающих линиях (кабелях) подсчитывают по (13.3) и (13.8):

1) потери за сутки

$$\Delta Э^{п} = 3 \cdot 1{,}05^2 (183^2 \cdot 0{,}0548 + 79{,}5^2 \cdot 0{,}0845) \cdot 24 = 7{,}8 \cdot 24 = 187 \text{ кВт·ч } (0{,}363\ \%);$$

2) потери за время выпуска избыточного воздуха в атмосферу при отсутствии потребления сжатого воздуха

$$\Delta Э^{п}_{х} = 3K^2_{ф} (I^2_{ср,1} r_{л,1} + I^2_{ср,2} r_{л,2}) \Delta t' = 7{,}8 \frac{1}{4} = 1{,}95 \text{ кВт·ч } (0{,}004\ \%);$$

3) потери за время рабочего потребления воздуха

$$\Delta Э^{п}_{раб} = \Delta Э^{п} - \Delta Э_{х} = 187 - 1{,}95 \approx 185 \text{ кВт·ч } (0{,}395\,\%).$$

Потери в металле обмоток приводных двигателей определены ниже.

1) **Потери за сутки.** Для определения потерь в приводных двигателях требуется распределить средний за сутки общий ток двигателей, найденные по показаниям счетчиков и по (13.3) и (13.5), по отдельным двигателям. Однако в данном примере паспортные данные двигателей примерно одинаковы, поэтому потери можно определить сразу для всех двигателей:

$$\Delta Э^{м} = 3K_{ф}^{2}\left(\frac{I_{ср}}{n}\right)^{2} r_{1ср} n T_{р} = 3 \cdot 1{,}05^{2}\left(\frac{205}{4}\right)^{2} \cdot 0{,}97 \cdot 4 \cdot 24 \cdot 10^{-3} = 810 \text{ кВт·ч } (1{,}58\,\%),$$

где $n = 4$ – число приводных двигателей компрессоров.

2) **Потери за время выпуска избытка воздуха в атмосферу при отсутствии потребления сжатого воздуха**

$$\Delta Э^{м}_{х} = 3I^{2}_{ном} r_{1ср} \Delta t' n = 3 \cdot 71{,}5^{2} \cdot 0{,}97 \cdot 4 \frac{1}{4} 10^{-3} = 14{,}9 \text{ кВт · ч } (0{,}03\,\%).$$

3) **Потери за время рабочего потребления воздуха**

$$\Delta Э^{м}_{раб} = \Delta Э^{м} - \Delta Э^{м}_{х} = 810 - 14{,}9 \approx 795 \text{ кВт·ч } (1{,}55\,\%).$$

Механические потери компрессорных агрегатов и потери в стали приводных двигателей определены ниже.

1) **Потери за сутки**

$$\Delta Э^{мех} = (P_{х.ср} - 3I^{2}_{х.ср} r_{1ср})\, tn;$$

$$\Delta Э^{мех} = (11{,}54 - 3 \cdot 21{,}5^{2} \cdot 0{,}97 \cdot 10^{-3}) \cdot 24 \cdot 4 = 10{,}2 \cdot 24 \cdot 4 \approx 980 \text{ кВт·ч } (1{,}9\,\%);$$

$P_{х.ср} = 11{,}54$ кВт – мощность ХХ одного из приводных двигателей при работе компрессора вхолостую без давления. Эта мощность принята за среднюю мощность ХХ всех приводных двигателей (значение $P_{х.ср} = 11{,}54$ кВт берут из данных по испытанию резервного компрессора).

2) **Потери за время выпуска избытка воздуха в атмосферу при отсутствии потребления сжатого воздуха**

$$\Delta Э^{мех}_{х} = 10{,}2 \frac{1}{4} 4 = 10{,}2 \text{ кВт·ч } (0{,}02\,\%).$$

3) **Потери за время рабочего потребления воздуха**

$$\Delta Э^{мех}_{раб} = \Delta Э^{мех} - \Delta Э^{мех}_{х} = 980 - 10{,}2 = 969{,}8 \text{ кВт·ч } (1{,}88\,\%).$$

Энергетическая диаграмма активной электроэнергии компрессорной станции за сутки приведена на рис. 13.9.

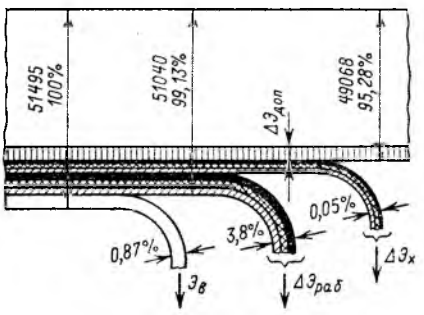


Рис. 13.9. Энергетическая диаграмма активной электроэнергии компрессорной станции за сутки. Обозначения те же, что и на рис. 13.4 ($\Delta Э_{доп}$ – дополнительный расход электроэнергии, зависящий от состояния атмосферы)

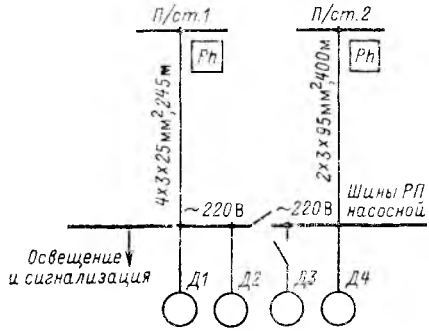


Рис. 13.10. Схема электроснабжения насосной станции:

Д1 и *Д3* – асинхронные двигатели серии А мощностью 4,55 кВт для насосов, перекачивающих воду из бака в водопроводную сеть предприятия (*Д3* находится в резерве); *Д2* и *Д4* – асинхронные двигатели серии А мощностью 4,75 кВт для насосов, нагнетающих воду в бак из артезианских колодцев

Оставшийся за вычетом потерь расход электроэнергии 42 068 кВт·ч полностью идет на производство сжатого воздуха. Отношение этого расхода электроэнергии к суточному расходу сжатого воздуха, пересчитанного на нормальные условия (0 °С; 0,1 МПа), представляет собой удельные нормы электроэнергии компрессорной. Определенные таким образом удельные нормы зависят лишь от внешних факторов (температуры всасывания, атмосферного давления, высоты над уровнем моря) и от точности учета выработки сжатого воздуха.

Эти удельные нормы не зависят от системы электроснабжения компрессоров и от электрических и механических потерь в оборудовании.

в) **Электробаланс насосной станции промышленного предприятия.** Исходные данные: в качестве примера рассмотрена насосная станция, снабжающая водой из артезианских скважин промышленные предприятия. Станция имеет два насоса производительностью по 150 $м^3$/ч, нагнетающих воду из колодцев в бак, и один насос производительностью 350 $м^3$/ч, качающий воду из бака в водопроводную сеть предприятия. Нагнетающие насосы работают с давлением 0,2 $кгс/см^2$ (0,02 МПа), перекачивающий насос – с давлением 3 $кгс/см^2$ (0,3 МПа). Насосы работают круглые сутки.

В течение 2 ч за сутки перекачивающий насос работает с пониженной на 40 % нагрузкой по сравнению с нагрузкой в остальное время. В течение этого времени прикрывается кран у забора воды перекачивающего насоса. При этом нагрузка на двигателе перекачивающего насоса снижается. Так же как и для компрессорной, для насосной станции действительная диаграмма расхода воды заменяется диаграммой с провалом до нуля расхода воды. Необходимые данные по электроснабжению и электрооборудованию насосной станции приведены на схеме рис. 13.10.

Составные части электробаланса насосной станции. Методика определения составляющих частей электробаланса насосной станции аналогична методике определения составляющих частей электробаланса компрессорной (см. пример электробаланса компрессорной).

Общий расход электроэнергии насосной $Э_{об}$ = 3840 кВт·ч (100 %).

Расход электроэнергии на вспомогательные нужды для данной насосной можно считать незначительным, т. е. $Э_в = 0$. Потери электроэнергии в питающих насосную станцию линиях:

1) за сутки $\Delta Э^л$ = 236 кВт·ч (6,231 %);

2) за время, в течение которого расход воды предприятием равен нулю, $\Delta Э^л_х$ = 1,2 кВт·ч (0,032 %);

3) за время рабочего потребления воды $\Delta Э^л_{раб}$ = 234, 8 кВт·ч (6,2 %).

Потери электроэнергии в металле обмоток двигателей:

1) за сутки $\Delta Э^м$ = 87 кВт·ч (2,223 %);

2) за время, в течение которого расход воды предприятием равен нулю, $\Delta Э^х$ = 0,9 кВт·ч (0,023 %);

3) за время рабочего потребления воды $\Delta Э^{мех}_{раб}$ = 86,1 кВт·ч (2,2 %).

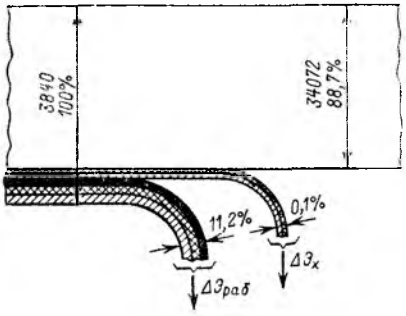


Рис. 13.11. Энергетическая диаграмма активной электроэнергии насосной станции за сутки. Обозначения см. на рис. 13.4

Механические потери в насосах и приводных двигателях и потери электроэнергии в стали приводных двигателей:

1) за сутки $\Delta Э^{мех} = 109{,}8$ кВт·ч (2,845 %);

2) за время, в течение которого расход воды предприятием равен нулю, $\Delta Э_х^{мех} = 1{,}7$ кВт·ч (0,045 %);

3) за время рабочего потребления воды $\Delta Э_{раб}^{мех} = 108{,}1$ кВт·ч (2,8 %).

Энергетическая диаграмма активной электроэнергии насосной станции за сутки приведена на рис. 13.11.

г) **Электробаланс промышленного предприятия за месяц.** Исходные данные: в качестве примера рассмотрен целлюлозно-бумажный комбинат, который имеет две питающие подстанции и собственную ТЭЦ. На подстанции *1* установлены два трансформатора мощностью по 63 000 кВ·А напряжением 220/6 кВ, а на подстанции *2* установлены один трансформатор мощностью 40 500 кВ·А напряжением 110/6 кВ и два автотрансформатора мощностью по 60 000 кВ·А напряжением 220/110/6 кВ. Установленная мощность ТЭЦ 34 000 кВт, она работает из-за технологических особенностей производства в основном по тепловому графику.

Трансформаторы подстанций снабжены счетчиками активной и реактивной энергии, а на каждой отходящей от шин линии напряжением 6 кВ подстанции и ГРУ 6 кВ ТЭЦ установлены счетчики активной энергии. Комбинат работает в три смены без выходных дней. График нагрузки предприятия – равномерный. Загрузка по сменам для подстанции *1*: $K_{з2} = 0{,}78$; $K_{з3} = 0{,}69$; для подстанции *2*: $K_{з2} = 0{,}765$; $K_{з3} = 0{,}748$.

Составные части электробаланса комбината. Взято из энергосистемы (определено по счетчикам):

а) подстанцией *1* $Э_{а1} = 22406{,}4$ тыс. кВт·ч; $Э_{р1} = 10979{,}1$ тыс. квар·ч;

б) подстанцией *2* $Э_{а2} = 47008{,}2$ тыс·кВт·ч; $Э_{р2} = 23\,400$ тыс. квар·ч.

Выработано внутри предприятия:

а) активной и реактивной электроэнергии генераторами ТЭЦ

$$Э_{а.ТЭЦ} = 19412{,}5 \text{ тыс·кВт·ч}; \quad Э_{р.ТЭЦ} = 12\,230 \text{ тыс·квар·ч};$$

б) реактивной энергии синхронными двигателями

$$Э_{р.сд} = Q_{сд.расч} T = 32\,645 \cdot 720 = 23504{,}4 \text{ тыс·квар·ч}.$$

Конденсаторы на предприятиях целлюлозно-бумажной промышленности не устанавливают.

Отдано стороннему потребителю (определено по счетчику) $Э_{а.потр} = 74$ тыс. кВт·ч; $Э_{р.потр} = 0$.

Потреблено внутри предприятия

$$Э_а = 22406{,}4 + 47008{,}2 + 19412{,}5 - 74{,}0 = 88753{,}1 \text{ тыс. кВт·ч};$$

$$Э_р = 10979{,}1 + 23\,400 + 12\,230 + 23504{,}4 = 70113{,}5 \text{ тыс. квар·ч}.$$

Расход электроэнергии на вспомогательные нужды комбината (компрессорная, вспомогательные цехи, электротранспорт и т. д.) определяют отдельными счетчиками $Э_{а,в} = 16356{,}6$ тыс. кВт·ч, $Э_{р,в} = 10242{,}1$ тыс. квар·ч.

Расход электроэнергии на внутрицеховые вспомогательные нужды комбината (краны, освещение, вспомогательные мастерские) определяют в том случае, когда приемники вспомогательных нужд питаются отдельными (от технологической нагрузки) линиями, снабженными счетчиками.

В данном примере имеет место указанный случай, т. е.

$Э_а = 15700{,}4$ тыс. кВт·ч; $Э_р = 4930{,}1$ тыс. квар·ч.

Потери электроэнергии:

а) в сетях комбината подсчитаны по (13.3), (13.5)–(13.9), (13.12):

$\Delta Э_а = 924{,}5$ тыс. кВт·ч; $\Delta Э_р = 410{,}1$ тыс. квар·ч;

б) в трансформаторах подсчитаны по (13.15) и (13.16):

$\Delta Э_а = 1294{,}3$ тыс. кВт·ч; $\Delta Э_р = 12902{,}7$ тыс·квар·ч.

Суммарные потери в сети и трансформаторах

$\Delta Э_а = 2218{,}8$ тыс. кВт·ч; $\Delta Э_р = 13312{,}8$ тыс.·квар·ч.

Потери в сети и трансформаторах общезаводских вспомогательных нужд при составлении электробаланса по комбинату отдельно не определяют. Они входят в расход электроэнергии на вспомогательные нужды, который определяют по показаниям счетчиков. Это замечание относится также к внутрипроизводственным вспомогательным нуждам, потребление электроэнергии которыми учитывают отдельными счетчиками.

Расход электроэнергии на основной технологический процесс с учетом потерь в электроприводах и станках

$$Э_а = 88753{,}1 - 16356{,}6 - 15700{,}4 - 2218{,}8 = 54477{,}3 \text{ тыс. кВт·ч};$$

$$Э_р = 70113{,}5 - 10242{,}1 - 4930{,}1 - 13312{,}8 = 40628{,}5 \text{ тыс. квар·ч}.$$

Баланс электроэнергии комбината приведен на рис. 13.12.

Приход электроэнергии активной 88827,1 тыс. кВт·ч; реактивной 70113,5 тыс. квар·ч.

Расход на потери электроэнергии в сетях комбината; активной 2218,8 тыс. кВт·ч; реактивной 13312,8 тыс. квар·ч.

Расход электроэнергии посторонними потребителями: активной 74 тыс. кВт·ч; реактивной 0 тыс. квар·ч.

Расход электроэнергии основными производствами комбината приведен в табл. 13.3, вспомогательными – в табл. 13.4.

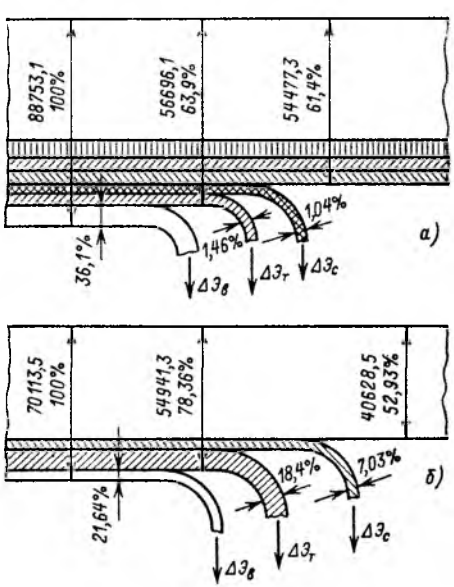


Рис. 13.12. Энергетические диаграммы активной (*а*) и реактивной (*б*) электроэнергии промышленного предприятия:

$\Delta Э_т$ – потери в трансформаторах; $\Delta Э_с$ – потери в сети; $\Delta Э_в$ – потери на вспомогательные нужды

Таблица 13.3. **Расход электроэнергии основными производствами комбината**

Наименование производства, потребителя	Активная энергия, тыс. кВт·ч		Реактивная энергия, тыс. квар·ч
	Основной технологический процесс	Вспомогательные нужды	
Древесно-подготовительное производство:			
лесная биржа	582	193,4	462
короотжимной цех	221	85	190
Целлюлозный завод	2717	982	1844
Древесно-массный завод	27483	10400	17794,5
Бумажная фабрика № 1 (бумагоделательные машины № 1, 2, 3)	3531	582	2824
Бумагоделательная машина:			
№ 4	5617	800	5234
№ 5	2917	820	2300
№ 6	1594	698	1020
№ 7	5381	620	4900
№ 8	4434	520	4060
Итого	54477	15700,4	40628,5

Таблица 13.4. **Расход электроэнергии вспомогательными производствами комбината**

Наименование производства, цеха	Активная энергия, тыс. кВт·ч	Реактивная энергия, тыс. квар·ч
Производство древесно-волокнистых плит	10,56	90
Производство этилового спирта	141,3	94
Производство кормовых дрожжей	1677,3	275
Ремонтно-механический цех	1200	934
Компрессорная	2906	1600
Цех водоснабжения	1906,6	840
Утилизационная котельная	3872	2430
Очистные сооружения	556,2	99
Общезаводской транспорт	575	380
Вспомогательные мастерские, заводоуправление, склады и прочие нужды	3416,6	3500
Итого	16356,6	10242

13.4. Дополнительные потери активной мощности и электроэнергии в элементах систем электроснабжения промышленных предприятий, обусловленные несинусоидальными токами

Выше приведена методика определения потерь электроэнергии в промышленных предприятиях на промышленной частоте (50 Гц).

В системе электроснабжения, содержащей нелинейные элементы (вентильные преобразователи, электродуговые печи, установки однофазной и трехфазной электросварки, газоразрядные лампы, силовые трансфор-

маторы и др.), даже при синусоидальных ЭДС возникают несинусоидальные токи и напряжения. Несинусоидальные режимы, как правило, рассматривают по отдельным гармоникам. Наличие высших гармоник ведет к появлению дополнительных потерь активной мощности $\Delta P_{\text{нс}}$ и электроэнергии $\Delta Э_{\text{нс}}$ от несинусоидальных токов в элементах систем электроснабжения, а также вызывает ряд нежелательных явлений в питающей сети (см. § 5.1). Дополнительные потери активной мощности и электроэнергии определяют с помощью расчетов, которые обусловлены следующими обстоятельствами:

а) необходимостью определения дополнительных потерь $\Delta P_{\text{нс}}$ и $\Delta Э_{\text{нс}}$ за определенный, искомый период (день, месяц, квартал, год) как в условиях эксплуатации, так и при проектировании;

б) необходимостью определения дополнительных потерь $\Delta P_{\text{нс}}$, $\Delta Э_{\text{нс}}$ при анализе изменения их значения от внедрения средств уменьшения гармоник с учетом экономической эффективности.

Сведения о дополнительных потерях активной мощности и электроэнергии от несинусоидальных токов представляют особый практический интерес, так как их необходимо учитывать в общем балансе предприятия, и, кроме того, дополнительные потери электроэнергии означают дополнительный расход топлива и электроэнергии.

Потери электроэнергии в любом элементе системы электроснабжения при несинусоидальности в системе электроснабжения (с учетом потерь на промышленной частоте 50 Гц $Э_{50}$) определяют из выражения

$$\Delta Э = \Delta Э_{50} + \Delta Э_{\text{нс}}, \tag{13.26}$$

где $\Delta Э_{\text{нс}}$ – потери электроэнергии от несинусоидальных токов в системе электроснабжения, равные

$$\Delta Э_{\text{нс}} = 3T_{\text{р}} \sum_{\nu=3}^{n} K_{\text{ф},\nu}^2 I_{\text{с},\nu}^2 R_{\nu}; \tag{13.27}$$

здесь $T_{\text{р}}$ – число рабочих часов элемента системы электроснабжения за учетный период; $K_{\text{ф},\nu}$ – коэффициент формы графика для ν-й гармоники; $I_{\text{с},\nu}$ – среднее значение тока ν-й гармоники; R_{ν} – активное сопротивление элемента системы электроснабжения для токов высших гармоник; n – порядок учитываемой гармоники.

Как было сказано в гл. 5, любую функцию $f(\omega t)$, удовлетворяющую условиям Дирихле, можно разложить в ряд Фурье. Функции, симметричные относительно оси абсцисс,

$$f(\omega t) = -f(\omega t + \pi)$$

и функции, симметричные относительно начала координат,

$$f(\omega t) = -f(-\omega t)$$

раскладываются в ряд, который не содержит четных гармоник (косинусных составляющих) и постоянной составляющей.

Действующее значение нечетных гармоник определяют из выражения

$$A_{\nu} = \sqrt{\frac{1}{T_{50}} \int_{0}^{T_{50}/2} A_{m,\nu}^2 \sin^2(\omega_{\nu} t)\, d(\omega_{\nu} t)}, \tag{13.28}$$

среднее по модулю значение – из выражения

$$A_{\text{ср},\nu} = \frac{1}{T_{50}} \int_0^{T_{50}} |A_{m,\nu} \sin(\omega_\nu t)| \, d(\omega_\nu t), \qquad (13.29)$$

где $\omega = 2\pi/T_{50}$ – основная частота; T_{50} – период функции на основной частоте, $T_\nu = \frac{2\pi}{\omega_\nu} = \frac{2\pi}{\nu}$ – период функции на ν-й частоте.

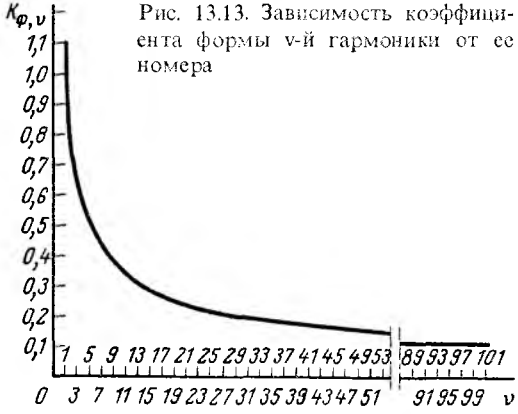


Рис. 13.13. Зависимость коэффициента формы ν-й гармоники от ее номера

Для оценки несинусоидальной периодической кривой находим коэффициент формы для каждой гармоники ν за период основной гармоники T_{50}, пользуясь выражением

$$K_{\phi,\nu} = A_\nu / A_{\text{ср},\nu}. \qquad (13.30)$$

На основании (13.28) и (13.29) можно получить выражение

$$K_{\phi,\nu} = \pi/2\sqrt{2\nu}. \qquad (13.31)$$

На рис. 13.13 приведена зависимость $K_{\phi,\nu}$ от номера гармоники.

Для кривой переменного тока, имеющей прямоугольно-ступенчатую форму, содержание высших гармоник определяют по приближенной формуле

$$I_\nu = I_1/\nu, \qquad (13.32)$$

где I_1 – действующее значение 1-й гармоники тока.

В этом случае среднее значение ν-й гармоники равно

$$I_{\text{с},\nu} = \frac{I_1}{\nu K_{\phi,\nu}}. \qquad (13.33)$$

Для шестифазной схемы выпрямления ($p = 6$) при верхнем пределе учитываемого уровня гармоник $n = 25$ промежуточный коэффициент формы несинусоидальной кривой $K_{\text{пр}} = 1{,}32$, при $n = 49$ $K_{\text{пр}} = 1{,}16$. Здесь под $K_{\text{пр}}$ понимают коэффициент, учитывающий форму суммарной кривой без учета первой гармонической (синусоиды с $K_\phi = 1{,}11$).

Значения активных и индуктивных сопротивлений и емкостных проводимостей элементов системы электроснабжения приведены ниже.

В общем случае активные R_ν и индуктивные X_ν сопротивления и емкостные проводимости B_ν элементов систем электроснабжения для тока ν-й гармоники вычисляют по формулам

$$R_\nu = R_2 k_r k_{r,\nu}; \qquad (13.34)$$

$$X_\nu = X_2 k_x k_{x,\nu} \nu; \qquad (13.35)$$

$$B_\nu = B_2 k_{\text{в},\nu} \nu, \qquad (13.36)$$

где R_2, X_2, B_2 – активное и индуктивное сопротивления и емкостная проводимость обратной последовательности току промышленной частоты; k_r, k_x – коэффициенты, с помощью которых учитывают влияние вытеснения тока в проводах элементов систем электроснабжения, имеющих активное и индуктивное сопротивления, учитываемые в расчетах при составлении схемы замещения; $k_{r,\nu}$, $k_{x,\nu}$, $k_{в,\nu}$ – поправочные коэффициенты, учитывающие распределенность этих параметров в рассматриваемой схеме замещения.

а) Учет сопротивлений генераторов (синхронных машин) производят:
для турбогенераторов $X_\nu = 0{,}9\ X_2\nu$;
для гидрогенераторов $X_\nu = 0{,}7\ X_2\nu$:
для синхронных компенсаторов и явнополюсных машин $X_\nu = 0{,}7\ X_2\nu$.

б) Учет сопротивлений асинхронных двигателей производят:
для асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором

$$k_x = 0.69 + 0{,}3/\sqrt{\nu} \approx 0{,}8 \text{ до } \nu = 25; \tag{13.37}$$

для асинхронных двигателей с фазным ротором

$$k_x = 0{,}75 + 0.4/\sqrt{\nu} \approx 0{,}9 \text{ до } \nu = 25. \tag{13.38}$$

Сопротивления обратной последовательности, Ом, для асинхронных двигателей определяют по формулам

$$R_2 = \frac{U^2_{\text{ном}} \cos\varphi_{\text{ном}} \cdot 10^3}{P_{\text{ном}} k_{\text{пуск}}} \cos\varphi_{\text{п}}; \tag{13.39}$$

$$X_2 = \frac{U^2_{\text{ном}} \cos\varphi_{\text{ном}} \cdot 10^3}{P_{\text{ном}} k_{\text{пуск}}} \sin\varphi_{\text{п}}, \tag{13.40}$$

где $\cos\varphi_{\text{ном}}$, $\cos\varphi_{\text{п}}$ – номинальный и пусковой коэффициенты мощности; $k_{\text{пуск}}$ – кратность пускового тока по отношению к номинальному.

Коэффициент k_r, с помощью которого учитывают влияние вытеснения тока в проводниках, с достаточной точностью можно принять пропорциональным $\sqrt{\nu}$ для всех элементов систем электроснабжения промышленных предприятий.

в) Учет сопротивлений трансформаторов:

$$k_x = 0{,}75 + \frac{0{,}4}{\sqrt{\nu}}; \tag{13.41}$$

$$R_2 = \frac{\Delta P_{\text{к}} U^2_{\text{ном}} \cdot 10^3}{S^2_{\text{ном, т}}}; \tag{13.42}$$

$$X_2 = \frac{u_{\text{к}} U^2_{\text{ном}} \cdot 10}{S_{\text{ном, т}}}, \tag{13.43}$$

где $u_{\text{к}}$ – напряжение КЗ, %; $\Delta P_{\text{к}}$ – потери мощности КЗ, кВт; $S_{\text{ном,т}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВ·А.

г) Учет сопротивлений реакторов:

$$k_x = 1$$

$$R_2 = \frac{\Delta P \cdot 10^3}{I^2_{\text{ном}}}, \tag{13.44}$$

где ΔP – потери активной мощности в фазе реактора, кВт.

д) Учет сопротивлений кабельных и воздушных линий:

$$\begin{aligned} k_x &= 1; \\ R_2 &= r_{0(50)} l; \\ X_2 &= x_0 l; \\ B_2 &= \frac{1}{2} b_0 l, \end{aligned} \tag{13.45}$$

где $r_{0(50)}$ – активное сопротивление 1 км линии, Ом/км, $r_{0(50)} = r_0 \varkappa K_{\text{п}(50)}$; $\varkappa = 1{,}002 \div 1{,}03$ – коэффициент укрутки; $k_{\text{п}(50)} = 1{,}01 \div 1{,}04$ – коэффициент, учитывающий увеличение сопротивления провода на частоте 50 Гц по сравнению с омическим сопротивлением r_0, Ом/км; x_0 – погонное индуктивное сопротивление линии на частоте 50 Гц, Ом/км; b_0 – емкостная проводимость линии на частоте 50 Гц, См/км.

Ниже рассмотрены дополнительные потери активной мощности в основных элементах систем промышленного электроснабжения.

1) Дополнительные потери активной мощности в синхронных машинах ($\Delta P_{\text{нс.с.м}}$) от высших гармонических тока определяют по формуле

$$\Delta P_{\text{нс.с.м}} = \Delta P_{\text{нс.м}} + \Delta P_{\text{нс.ст}} + \Delta P_{\text{нс.т}}, \tag{13.46}$$

где $\Delta P_{\text{нс.м}}$ – дополнительные потери в металле обмоток (меди) синхронной машины от высших гармоник; $\Delta P_{\text{нс.ст}}$ – дополнительные потери в стали от высших гармоник; $\Delta P_{\text{нс.т}}$ – дополнительные потери в стали от высших гармоник; $\Delta P_{\text{нс.т}}$ – мощность, идущая на преодоление тормозного момента, вызываемого током высшей гармоники.

Дополнительные усредненные потери активной мощности в обмотках синхронной машины [16]

$$\Delta P_{\text{нс.м}} = 3 \sum_{\nu=3}^{n} (I^2_\nu R_{1\nu} + I^2_\nu R'_{2\text{э},\nu}); \tag{13.47}$$

где $3 \sum_{\nu=3}^{n} I^2_\nu R_{1\nu}$ – дополнительные потери активной мощности в статорной обмотке; $3 \sum_{\nu=3}^{n} I^2_\nu R'_{2\text{э},\nu}$ – дополнительные потери активной мощности в обмотке ротора; $R_{1\nu}$ – активное сопротивление обмотки статора синхронной машины для ν-й гармоники; $R'_{2\text{э},\nu}$ – эквивалентное активное сопротивление ротора для тока прямой последовательности ν-й гармоники.

Дополнительные потери активной мощности в стали синхронной машины [16]

$$\Delta P_{\text{нс.ст}} = \Delta P_{\text{х}} \sum_{\nu=3}^{n} \left(\frac{U_\nu}{U_{\text{ном}}} \right)^2 \frac{1}{\nu^{0,7}}. \tag{13.48}$$

Дополнительная мощность, идущая на преодоление тормозного (или попутного) вращающего момента,

$$\Delta P_{\text{нс,т}} = P_{\text{ном}} \frac{\left(\frac{U_\nu}{U_{\text{ном}}}\right)^2 k_{\text{пуск}}}{\nu^2 \sqrt{\nu \pm 1}}, \tag{13.49}$$

где $k_{\text{пуск}}$ – кратность пускового момента.

2) Дополнительные потери активной мощности в обмотках асинхронного двигателя, обусловленные токами высших гармоник, определяются по формуле

$$\Delta P_{\text{нс,м}} = 3 \sum_{\nu=3}^{n} I_\nu^2 (R_{1\nu} + R'_{2\nu}), \tag{13.50}$$

где $R_{1\nu}$, $R'_{2\nu}$ – активное сопротивление статора и приведенное активное сопротивление ротора на частоте ν-й гармоники.

С учетом поверхностного эффекта

$$R_{1\nu} = R_1 \sqrt{\nu}; \tag{13.51}$$

$$R'_{2\nu} = R'_2 \sqrt{\nu \pm 1}. \tag{13.52}$$

Для токов ν-й гармоники, образующих систему прямой последовательности, в (13.52) берется знак плюс, для обратной последовательности – знак минус. При использовании усредненных параметров машин дополнительные потери активной мощности в обмотках статора и ротора от токов высших гармоник можно подсчитать приближенно. Потери в обмотках статора ($\Delta P_{\text{нс1}}$) определяют как часть от номинальных потерь в меди по формуле

$$\Delta P_{\text{нс1}} = \Delta P_{1\,\text{ном}} \frac{U_{*,\nu}^2 I_{*,\text{пуск}}^2}{\nu^2} \sqrt{\nu}, \tag{13.53}$$

где $I_{*,\text{пуск}} = 1/z_{\text{к}}$ – кратность пускового тока при номинальном напряжении; $\Delta P_{1\,\text{ном}}$ – потери в обмотке статора при номинальном токе.

Дополнительные потери активной мощности в обмотках ротора асинхронного двигателя

$$\Delta P_{\text{нс2}} = \Delta P_{1\,\text{ном}} \frac{U_{*,\nu}^2 I_{*,\text{пуск}}^2}{\nu^2} \sqrt{\nu \pm 1}. \tag{13.54}$$

Суммарные потери в обмотках асинхронного двигателя

$$\Delta P_{\text{нс,м,а,д}} = \Delta P_{1\text{н}} \sum_{\nu=3}^{n} \frac{U_{*,\nu}^2 I_{*,\text{пуск}}^2}{\nu^2} \left(\sqrt{\nu} + \sqrt{\nu \pm 1}\right). \tag{13.55}$$

Наличие дополнительных потерь активной мощности от несинусоидальных токов в синхронных машинах и асинхронных двигателях ведет к снижению коэффициента мощности, КПД и их располагаемой мощности.

Основная часть дополнительных потерь активной мощности от высших гармоник в синхронных машинах приходится на долю демпферной обмотки и обмотки статора. В асинхронных двигателях высокого напряжения дополнительные потери активной мощности от высших гармоник

в обмотках статора и ротора соизмеримы по значению. В практических расчетах дополнительными потерями в стали статора и ротора, определенными в (13.48), от вращающихся магнитных полей можно пренебречь. Эти поля незначительны вследствие наличия демпфирующих контуров в роторе. Учет дополнительных потерь активной мощности в стали может потребоваться только в случае точных расчетов.

3) Дополнительные потери активной мощности в силовых трансформаторах, кабельных и воздушных линиях и реакторах определяют по формуле

$$\Delta P_{\text{пс}} = 3 \sum_{\nu=3}^{n} I_\nu^2 R_\nu. \tag{13.56}$$

4) Дополнительные потери активной мощности в силовых конденсаторах. Наличие высших гармоник в системе электроснабжения обусловливает появление частичных резонансов тока в цепи, состоящей из емкости конденсаторных батарей и индуктивностей элементов сети. Значительное возрастание амплитуд гармоник тока, находящихся в резонансных и близких к ним режимах, ведет к тому, что действующее значение несинусоидального тока в цепи батарей конденсаторов значительно превышает допустимое (батареи конденсаторов могут длительно работать при перегрузке их токами высших гармоник, не превышающей 30%; допустимое превышение напряжения ограничивается 10%). Превышение указанных значений приводит к повреждению конденсаторов.

Дополнительные потери активной мощности в диэлектрике силового конденсатора с номинальной емкостью $C_{\text{ном}}$ определяют по следующей формуле

$$\Delta P_{\text{пс, д, к}} = 2\pi f_{\text{ном}} C_{\text{ном}} U_{\text{ном}}^2 \operatorname{tg} \delta_{\text{д}} \sum_{\nu=1}^{n} \left(\frac{U_\nu}{U_{\text{ном}}} \right)^2 \nu. \tag{13.57}$$

Дополнительные потери активной мощности от высших гармоник в изоляции от корпуса силовых конденсаторов равны

$$\Delta P_{\text{пс, и, к}} = 2\pi f_{\text{ном}} C_{\text{ном}} U_{\text{ном}}^2 \operatorname{tg} \delta_{\text{и}} \sum_{\nu=1}^{n} \left(\frac{U_\nu}{U_{\text{ном}}} \right)^2 \nu. \tag{13.58}$$

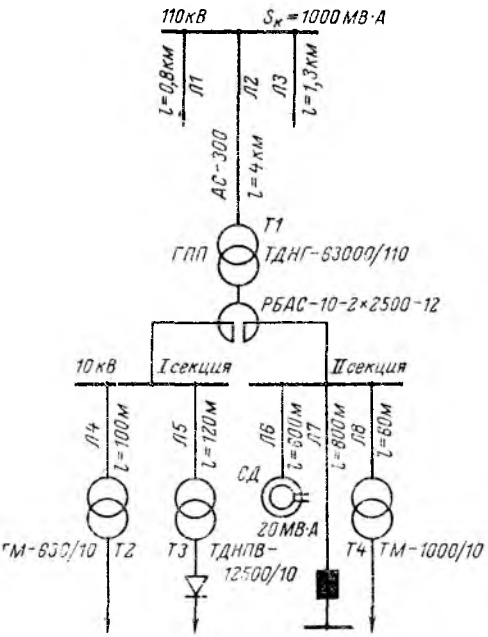
Дополнительные потери активной мощности от высших гармоник в обкладках конденсаторов (токоведущих частях) определяют по участкам l, на которые разбивают токоведущие части, после чего суммируют и определяют общие потери в обкладках конденсаторов:

$$\Delta P_{\text{пс, о, к}} = I_\nu^2 R_{l,\nu} = (2\pi f_{\text{ном}} C_{\text{ном}} U_{\text{ном}})^2 R_l k_{\text{п}, l, \nu} \left(\frac{U_\nu}{U_{\text{ном}}} \right)^2 \nu^2, \tag{13.59}$$

где $k_{\text{п}, l, \nu}$ – коэффициент, учитывающий влияние поверхностного эффекта на участке l; R_l – сопротивление l-го участка.

Зная число часов работы приемника электроэнергии в году $T_{\text{р}}$ и определив дополнительные потери активной мощности в нем по вышеизложенной методике, можно определить дополнительные потери электроэнергии от высших гармоник. Эти потери нужно прибавить к потерям, определенным на промышленной частоте.

Рис. 13.14. Схема электроснабжения промышленного предприятия



Дополнительные потери активной мощности и электроэнергии от высших гармоник с достаточной точностью рассчитывают по (13.27). Расчеты, производимые по приведенным формулам для элементов систем электроснабжения, требуют больших затрат времени, так как для этого необходим спектральный анализ несинусоидальных кривых тока и напряжения.

Пример. На рис. 13.14 приведена схема электроснабжения промышленного предприятия. Сведения об электрическом оборудовании и нагрузках цеховых подстанций даны в табл. 13.5—13.10. В табл. 13.6, 13.9 и 13.10 приведены также активные R_2 и индуктивные X_2 *сопротивления обратной* последовательности току промышленной частоты реакторов, синхронного двигателя и трансформаторов. Расчет этих сопротивлений производят по формулам для ступени напряжения $U_{ном} = 10$ кВ.

Нагрузка вентильного преобразователя равна 10 МВ·А. Вентильный преобразователь работает с углом регулирования $\alpha = 30°$ и углом коммутации $\gamma = 8°$.

Ток первой гармоники преобразователя

$$I_1 = \frac{S_{пр}}{\sqrt{3}\,U_{ком}} = \frac{1000}{\sqrt{3}\cdot 10} = 578 \text{ А}.$$

По номограммам [14] $I_5/I_1 = 0{,}19$; $I_7/I_1 = 0{,}13$; $I_{11}/I_1 = 0{,}08$; тогда $I_5 = 110$ А; $I_7 = 75$ А; $I_{11} = 46$ А.

Так как в схеме замещения имеется только один источник высших гармоник, то $\varphi_v = 0$.

Расчеты гармоник тока в схеме замещения проведены на цифровой ЭВМ БЭСМ-4 и даны в табл. 13.11.

Дополнительные потери в трансформаторе ГПП на 5-й гармонике

$$\Delta P_{нс,\,т\,(5)} = 3I^2_{(5)}R_{2\,(5)} = 3\cdot 98{,}94\cdot 0{,}0079 = 523\cdot 10^{-3} \text{ кВт}.$$

Аналогичным образом определяют дополнительные потери активной мощности во всех элементах системы электроснабжения (рис. 13.14) на 7-й и 11-й гармониках. Все расчеты сведены в табл. 13.12.

Таблица 13.5. **Цеховые нагрузки**

Асинхронная, кВ·А	Нагревательные устройства, кВт	Люминесцентное освещение, кВт
600	—	100
400	50	—

Таблица 13.6. **Реакторы**

Реактивность одной ветви, Ом	Коэффициент связи	Потери мощности в одной фазе, кВт	R_2, Ом	X_2, Ом
0,28	0,54	43	0,0035	0,28

Таблица 13.7. **Кабельные линии**

Марка кабеля	Длина линии, км	Количество кабелей в линии, шт.	r_0, Ом/км	x_0, Ом/км	b_0, См/км
АСБГ (3×70)	0,1	1	0,443	0,086	$97{,}5\cdot10^{-6}$
АСБГ (3×185)	0,12	3	0,167	0,077	$141\cdot10^{-6}$
АСБГ (3×70)	0,06	1	0,443	0,086	$97{,}5\cdot10^{-6}$
АСБ (3×185)	0,60	5	0,167	0,077	$141\cdot10^{-6}$
АСБ (3×185)	0,80	2	0,167	0,077	$141\cdot10^{-6}$

Таблица 13.8. **Воздушные линии**

Марка провода	Длина линии, км	r_0, Ом/км	x_0, Ом/км	b_0, См/км
АС-300	4	0,105	0,4	$2{,}81\cdot10^{-6}$

Таблица 13.9. **Синхронные двигатели**

Номинальная мощность, кВ·А	Индуктивное сопротивление обратной последовательности, отн. ед.	Активное сопротивление обратной последовательности, отн. ед.	R_2, Ом	X_2, Ом
20000	0,19	0,016	0,08	0,95

Таблица 13.10. **Трансформаторы**

Номинальная мощность, кВ·А	Напряжение КЗ u_k, %	Потери КЗ ΔP_k, кВт	R_2, Ом	X_2, Ом
63000	10,5	315	0,0079	0,167
1000	5,5	12,2	1,22	5,50
630	5,5	8,5	2,14	8,73
6750	9,0	71	0,0455	0,72

Таблица 13.11. **Токи ν-й гармоники в элементах системы электроснабжения**

№ гармоники	Токи, А, в элементах системы							
	Т1	Т2	Т3	Т4	Реактор I секции	Реактор II секции	СД	Линия Л2
5	98,91	1,845	110,0	0,323	10,83	9,363	9,156	99,11
7	67,65	1,301	75,0	0,216	73,79	6,174	6,098	67,87
11	41,64	0,833	46,0	0,132	45,26	3,64	3,708	41,99

Таблица 13.12. **Дополнительные потери активной мощности в элементах системы электроснабжения на ν-й гармонике**

№ гармоники	Дополнительные потери активной мощности, кВт, в элементах системы							
	Т1	Т2	Т3	Т4	Реактор I секции	Реактор II секции	СД	Линия Л2
5	$523 \cdot 10^{-3}$	$49.02 \cdot 10^{-3}$	3,385	$0{,}9 \cdot 10^{-3}$	$102{,}8 \cdot 10^{-3}$	$0{,}77 \cdot 10^{-3}$	$45 \cdot 10^{-3}$	14,557
7	$287 \cdot 10^{-3}$	$28{,}7 \cdot 10^{-3}$	2,029	$0{,}5 \cdot 10^{-3}$	$53{,}2 \cdot 10^{-3}$	$0{,}37 \cdot 10^{-3}$	$23{,}7 \cdot 10^{-3}$	7,573
11	$137 \cdot 10^{-3}$	$14{,}8 \cdot 10^{-3}$	0,957	$0{,}22 \cdot 10^{-3}$	$23{,}9 \cdot 10^{-3}$	$0{,}15 \cdot 10^{-3}$	$11 \cdot 10^{-3}$	3,443
Итого	$947 \cdot 10^{-3}$	$92{,}52 \cdot 10^{-3}$	6,371	$1{,}62 \cdot 10^{-3}$	$179{,}9 \cdot 10^{-3}$	$1{,}29 \cdot 10^{-3}$	$79{,}7 \cdot 10^{-3}$	25,573

Суммарные потери от несинусоидальности (только на 5, 7-й и 11-й гармониках) составляют 7,67 кВт, или 0,7% номинальных потерь элементов системы электроснабжения. Значение $\Delta P_{нс} = 7{,}67$ кВт, умноженное на число часов работы оборудования в году $T_р$, дает дополнительные потери электроэнергии от несинусоидальных токов в сети. На энергетической диаграмме необходимо прибавить дополнительные потери от несинусоидальных токов в сети к другим видам потерь, т. е. полезная электроэнергия должна быть уменьшена на $\Delta Э_{нс}$.

В системах электроснабжения промышленных предприятий обычно содержится значительно большее число вентильных преобразователей, чем в рассматриваемом примере. Это ведет к увеличению коэффициента несинусоидальности и дополнительных потерь активной мощности, достигающих 2–4% номинальных.

Глава четырнадцатая

ЭКОНОМИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В СИСТЕМАХ ПРОМЫШЛЕННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

14.1. Общие положения

Около 70% электроэнергии, вырабатываемой электростанциями Советского Союза, расходуется на промышленных предприятиях. Из этого можно заключить, какое огромное значение имеют вопросы экономии электроэнергии в промышленных установках. Решения XXVI съезда КПСС по экономии электроэнергии относятся прежде всего к промышленным предприятиям. Уменьшение потребления электроэнергии путем рационального ее использования позволит расширить производство необходимой стране продукции, даст возможность шире применять электроэнергию в быту советских людей. Экономия электроэнергии на промышленных предприятиях может быть получена за счет уменьшения потребления ее приемниками (электродвигатели, электропечи, электрические светильники и пр.) и уменьшения потерь электроэнергии в различных элементах системы электроснабжения (трансформаторы, реакторы, линии и пр.).

При передаче электроэнергии от источников питания до приемников теряется 10–15% электроэнергии, отпущенной с шин электростанций; остальная часть (85–90% электроэнергии) расходуется приемниками.

Поэтому задача экономии электроэнергии на промышленных предприятиях должна решаться технологами и энергетиками путем рационального ее использования.

Экономия только 1% электроэнергии на каждом предприятии может в совокупности освободить огромные мощности в энергосистемах. Ниже приведены методы и способы экономии электроэнергии в элементах системы электроснабжения.

14.2. Экономия электроэнергии в трансформаторах

На промышленном предприятии силовые трансформаторы устанавливают на главных понизительных, на цеховых и на специальных подстанциях: преобразовательных, электропечных, сварочных и др. Потери электроэнергии в трансформаторах являются неизбежными, однако размер их должен быть доведен до возможного минимума путем правильного выбора мощности и числа силовых трансформаторов, а также рационального режима их работы (см. § 6.2). Кроме того, следует стремиться к уменьшению потерь электроэнергии путем исключения холостых ходов трансформаторов при малых загрузках. Это мероприятие имеет особое значение при эксплуатации цеховых трансформаторов предприятий, работающих в одну или две смены, а также в выходные дни.

Обычно на предприятиях в свободные от работы смены или выходные дни ведутся ремонтные работы, испытания оборудования и т. д. Для производства таких работ также требуется электроэнергия, но в значительно меньшем количестве, чем в рабочие дни. Включение всех цеховых трансформаторов вызывает большие нерациональные потери за счет потерь холостого хода трансформаторов. Для устранения таких потерь рекомендуется проектировать новые схемы электроснабжения, предусматривая резервные связи (перемычки) на стороне низшего напряжения цеховых трансформаторов. При этом целесообразно питать установки для ремонтных работ, ночного, охранного и дежурного освещения по всей территории предприятия и т. п., включая в работу только один-два трансформатора в разных точках сети.

В условиях действующих промышленных предприятий при отсутствии запроектированной схемы такого питания можно путем незначительной реконструкции сети обеспечить целесообразный режим работы силовых трансформаторов. Ограничение холостых ходов имеет большое значение также для таких установок, как сварочные и электропечные.

Следует отметить, что работа трансформаторов в режиме холостого хода или близком к нему вызывает излишние потери не только в самом трансформаторе, но и во всей системе питания из-за низкого коэффициента мощности при холостом ходе трансформатора.

14.3. Экономия электроэнергии в линиях

Потери электроэнергии в линиях зависят от значения сопротивлений и тока, пропускаемого через линии. Сопротивление действующих линий может считаться практически постоянным. Отсюда следует, что для уменьшения потерь электроэнергии возможен один путь – уменьшение

протекающего через них тока. Уменьшить значение тока можно, например, использованием в работе значительного количества резервных линий. При наличии параллельных линий желательно из соображений экономии электроэнергии держать их включенными параллельно.

При проектировании системы электроснабжения предприятия необходимо выбирать вариант, при котором отсутствуют реакторы, или вариант с минимальными потерями в реакторах. С этой точки зрения рассматриваемые варианты должны обязательно сопоставляться по технико-экономическим показателям. Так, например, система электроснабжения предприятия на напряжение 6 кВ с реакторами должна сравниваться с системой электроснабжения на напряжение 20 кВ без реакторов.

14.4. Экономия электроэнергии в шинах

При питании мощных приемников электроэнергии (электрические печи и пр.), как правило, применяют многополосные шинопроводы. Если применять расположение шин, как указано на рис. 14.1, *а*, то потери электроэнергии в таком шинопроводе будут значительно больше, чем при расположении шин, показанном на рис. 14.1, *б*. Это объясняется тем, что

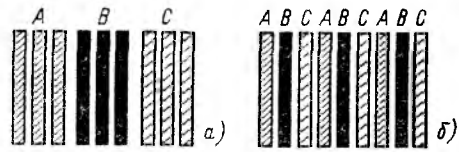


Рис. 14.1. Шихтовка полос шин и шинопроводов:
а – неправильная, имеющая повышенные потери электроэнергии; *б* – правильная

при расположении шин, показанном на рис. 14.1, *а*, сильно сказывается «эффект близости», при котором резко возрастает индуктивное сопротивление шин и соответственно увеличивается реактивная составляющая тока, что в конечном счете приводит к увеличению общего тока и соответственно потерь мощности и энергии.

При расположении шин, приведенном на рис. 14.1, *б*, взаимодействие магнитных полей таково, что их действие взаимно уничтожается и увеличение реактивного тока незначительно. Потери мощности и электроэнергии в этом случае уменьшаются почти вдвое по сравнению с расположением шин на рис. 14.1, *а*.

14.5. Экономия электроэнергии в трехфазных сетях напряжением до 1000 В с несимметричной нагрузкой

При неравномерном распределении нагрузок по фазам трехфазной системы потери электроэнергии больше, чем при симметричной нагрузке. Равномерность загрузки фаз должна быть обеспечена в первую очередь за счет правильного распределения однофазных и двухфазных нагрузок по фазам. Вторым мероприятием для уменьшения асимметрии в сетях напряжением до 1000 В является установка нейтраллеров на вводах и заземление свинцовой оболочки кабеля. Экономическая целесообразность второго мероприятия определяется соотношением между затратами

на установку нейтраллеров и стоимостью сэкономленной электроэнергии в результате устранения асимметрии нагрузки.

Мероприятия по выравниванию нагрузки фаз целесообразно проводить в трансформаторах, загруженных более чем на 30% номинальной мощности. В трансформаторах, загруженных менее чем на 30% номинальной мощности, неравномерностью нагрузки можно пренебречь, так как нагрузочные потери незначительно превышают потери XX.

14.6. Экономия электроэнергии за счет применения повышенных напряжений

Установка понижающих трансформаторов с высшим напряжением 110, 35, 10 и 6 кВ вблизи приемников электроэнергии и сокращение длины цеховых сетей напряжением 0,69 – 0,23 кВ дают значительную экономию электроэнергии. Однако чем выше напряжение питающих сетей, тем дороже электрооборудование (кабельные и воздушные линии, выключатели и т. д.).

Рекомендованное в свое время для глубокого ввода напряжение 35 кВ не нашло широкого применения в системах промышленного электроснабжения, так как оказалось слишком высоким для большинства промышленных предприятий.

Эксплуатация систем промышленного электроснабжения показала, что для цеховых подстанций целесообразно ограничить мощность (принцип разукрупнения подстанций) используемых трансформаторов 1000 кВ·А с вторичным напряжением 400 В и 1800 – 2500 кВ·А с вторичным напряжением 690 В.

Таким образом, для питания трансформаторов мощностью 1800 кВ·А на напряжение 35 кВ требуется ток, равный

$$I_{\text{р}} = S_{\text{ном.т}}/\sqrt{3}\,U_{\text{ном}} = 1800/(\sqrt{3}\cdot 35) = 30 \text{ А}.$$

При таких незначительных токах для питания цеховых подстанций целесообразно было бы применять воздушные линии со стальными проводами, так как кабели с медными жилами на напряжение 35 кВ имеют минимально допустимое сечение 3 × 70 мм^2 с пропускной способностью 11 800 кВ·А, а кабели с алюминиевыми жилами – 3 × 50 мм^2 с пропускной способностью 8000 кВ·А.

Однако прокладка по территории промышленных предприятий воздушных линий напряжением 35 кВ с П-образными и АП-образными опорами практически исключена. Кабелей со стальными жилами на напряжение 35 кВ промышленность не изготовляет. Эти обстоятельства в основном и послужили причиной того, что напряжение 35 кВ не получило широкого применения для распределительных внутризаводских сетей. Для осуществления глубокого ввода на промышленных предприятиях рационально применять напряжение не 35 кВ, а 20 или 18 кВ (10,5 $\sqrt{3}$ = 18 кВ).

Напряжение 20 кВ, как показала практика эксплуатации систем электроснабжения в СССР и за рубежом, позволяет сооружать линии с простыми, дешевыми свечеобразными опорами (подобно опорам линий 6 и 10 кВ) небольших габаритов, что важно в условиях промышленного предприятия,

территория которого, как правило, заполнена различными сооружениями и коммуникациями.

В этом случае для питания трансформаторов мощностью 1800 кВ·А потребуется ток, равный $I_р = 1800/(\sqrt{3} \cdot 18) \approx 58$ А.

Минимальные сечения алюминиевого провода 16 – 25 мм^2, выбранные по условиям механической прочности и экономической целесообразности, будут близки к наименьшим сечениям по допустимой плотности тока. Стоимость отключающих аппаратов на напряжение 20 кВ значительно ниже, чем на напряжение 35 кВ.

Применение напряжения 20 кВ для сетей промышленных предприятий позволяет выполнить решение руководящих органов о сокращении расходов электрической энергии на потери в электрических сетях промышленных предприятий.

Применение напряжения 660 В в цеховых сетях также значительно сокращает потери электроэнергии и расход цветного металла. Опыт эксплуатации цеховых сетей напряжением 660 В в ряде отраслей промышленности доказал бесспорные преимущества этого напряжения.

Однако в настоящее время в СССР для распределительных сетей, которые являются наиболее протяженными, в основном применяются напряжения 6 и 10, реже 35 кВ.

Напряжение 6 кВ с точки зрения экономии электроэнергии не является перспективным, но занимает значительное место в системах электроснабжения (СЭС) всех категорий. Например, в Мособлэлектро оно составляет около 80%, а в г. Саратове – около 70% и т. д. Поэтому анализ сетей напряжением 6 кВ нами ведется для того, чтобы показать возможности экономии электроэнергии в распределительных сетях при переходе на напряжение 10 кВ.

Современный быстрый рост электрических нагрузок приводит нередко к техническому пределу использования существующих СЭС. Для улучшения качества напряжения (например, в системе Мособлэлектро отклонения напряжения составляют 15 – 20%) применяют регулирование напряжения у силовых трансформаторов, а для обеспечения питания новых потребителей сооружают параллельно прокладываемые линии. Однако эти меры не решают проблемы обеспечения промышленных предприятий и городов электроэнергией требуемых количества и качества.

Использование в этих случаях напряжения 20 кВ в распределительных сетях позволяет не только значительно уменьшить потери электроэнергии в линиях, но и существенно сократить число трансформаций за счет укрупнения трансформаторных подстанций.

В 1975 г. было указание переводить распределительные сети с напряжения 6 кВ на напряжение 10 кВ. Это решение, хотя и является правильным, недостаточно, так как требует значительных затрат на реконструкцию сетей, к моменту завершения которой в связи с постоянным ростом нагрузок может потребоваться дальнейшее повышение напряжения.

По анализу перевода электрических сетей с напряжения 6 кВ на 20 кВ выполнено много научно-исследовательских работ. Проведенные расчеты при исследовании систем электроснабжения Мособлэлектро, полученные в МЭИ, позволили сделать заключение о том, что при замене напряжения 6 кВ на 20 кВ экономия электроэнергии составит 19,35 млн. руб.

За срок амортизации (около 25 лет) с учетом динамики роста нагрузок общая экономия в результате сокращения составит примерно 2 млрд. руб.

Для реконструкции СЭС проектные организации нередко принимают бесперспективные решения. Так, например, в проекте реконструкции систем электроснабжения г. Саратова рекомендован переход на напряжение 10 кВ. Однако сети напряжением 6 кВ в этот период составляли в СЭС г. Саратова 80% и только 20% сетей было выполнено на напряжение 10 кВ.

Перевод сетей города на напряжение 10 кВ займет не менее 10 лет, и мощность, потребляемая городом к окончанию его перевода на напряжение 10 кВ, потребует дальнейшего повышения напряжения. Расчеты (на примере части города) показали, что перевод сетей г. Саратова на напряжение 20 кВ был бы значительно экономичнее, а затраты на СЭС 20 кВ были бы рациональными на протяжении 25 – 30 лет.

Основные возражения электроснабжающих организаций и ведомств, производящих и потребляющих электроэнергию, заключаются в следующем: в СССР не выпускают трансформаторы, кабели и аппаратуру на 20 кВ (трансформаторы тока и напряжения, разъединители, изоляторы, реакторы, предохранители).

На эти возражения можно ответить следующим образом.

1. Трансформаторы напряжением 220/110/35 кВ, выпускаемые Министерством электротехнической промышленности, можно за несколько часов переключить со звезды на треугольник и получить трансформаторы напряжением 220 – 110/20 кВ.

2. Затруднений по выпуску кабелей 20 кВ нет. В настоящее время кабели на напряжение 20 кВ у нас выпускаются, но цена их завышена.

3. Измерительные трансформаторы напряжения на 20 кВ в СССР выпускаются серийно.

4. Измерительные трансформаторы тока на 20 кВ в СССР также выпускаются серийно. Не выпускают на это напряжение лишь трансформаторы тока на малые токи (50/5, 100/5 и т. д.), однако производство их на базе выпускаемых не вызовет особых затруднений.

5. При производстве комплектных распределительных устройств разъединители не требуются. Для других случаев стоимость разъединителя на напряжение 20 кВ и процесс его производства совершенно не изменятся по сравнению с разъединителями на напряжение 10 кВ, так как высота изолятора изменяется мало, а масса фарфора возрастает всего на 2%.

6. Изоляторы на напряжение 20 кВ могут выпускаться в любом необходимом количестве, при этом уменьшится число выпускаемых изоляторов на напряжение 6 кВ.

7. Выпуск выключателей на напряжение 20 кВ и токи 400 – 2000 А действительно потребуется. Выключатели на токи выше 2000 А в СССР серийно изготовляются. На небольшой период времени (2 – 3 года) можно воспользоваться выключателями на токи менее 2000 А, производимыми серийно в соцстранах, например в Болгарии. Применение выключателей на напряжение 20 кВ приведет к резкому уменьшению количества выключателей в СЭС. При этом они будут обеспечивать значительно большую пропускную способность. Схемы электроснабжения станут проще и надежнее. Затраты цветного металла уменьшатся.

8. Реакторов на напряжение 20 кВ может и не потребоваться, если исследовать установку двух последовательно включенных реакторов напряжением 6 – 10 кВ, выпускаемых нашей промышленностью.

9. Положение с плавкими предохранителями аналогично положению с выключателями, но значительно проще в решении. Удорожание предохранителей составляет не более 1%.

14.7. Сокращение или исключение дополнительных устройств в СЭС, которые расходуют значительное количество электроэнергии

В настоящее время при симметрировании трехфазной системы применяют симметрирующие устройства (СУ). В этом случае между цеховым трансформатором и приемниками в СУ теряется дополнительно не менее 10% электроэнергии и требуется установка (будем говорить упрощенно) еще одного устройства по мощности, равного мощности питающего трансформатора. Исключить СУ можно заменой питающего трансформатора со схемой соединения обмоток звезда – звезда трансформатором со схемой соединения обмоток звезда – зигзаг. При этом потери и стоимость трансформатора возрастут на 2 – 3 %. Но за счет исключения СУ сокращаются потери электроэнергии на 5 – 8% и отпадает необходимость в производстве симметрирующего оборудования.

Аналогичное положение имеет место при установке дополнительных фильтрокомпенсирующих устройств (ФКУ) при несинусоидальности формы кривой тока и напряжения. Устанавливая выпрямительные устройства по 12-, 24-фазной схеме, можно значительно сократить несинусоидальность и обойтись без ФКУ.

14.8. Установление шага номинальных мощностей силовых трансформаторов с кратностью 1,35

В этом случае номинальная мощность трансформаторов будет равна 100, 135, 180, 240, 320, 420, 560, 750, 1000 кВ·А и т. д. При наличии мощностей такого ряда для любой проектируемой или потребляемой мощности можно подобрать (с учетом допустимой перегрузки) трансформатор без завышения его номинальной мощности. При установленном шаге 1,6 имеем трансформаторы мощностью соответственно 100, 160, 250, 400, 630, 1000 кВ·А и т. д. При сокращении типоразмеров трансформаторов увеличивается их установленная мощность, а коэффициент использования снижается. Примером этого может служить использование трансформаторной мощности в такой отрасли промышленности, как черная металлургия, где коэффициент использования трансформаторов составляет 0,18 – 0,22. Следовательно, существующий стандарт на номинальные мощности трансформаторов с шагом 1,6 приводит к тому, что вместо требуемых для производства мощностей 200000 кВ·А устанав-

ливают 1 млн. кВ·А, т. е. на 800 000 кВ·А больше. Заметим, что такой низкий коэффициент использования трансформаторов имеет место не только в черной металлургии, но и в других отраслях промышленности.

14.9. Внесение изменений в тарифную систему оплаты за электроэнергию потребителями, питающимися от энергосистемы

Не только шаг стандартных номинальных мощностей трансформаторов, но и проводимая тарифная политика способствуют завышению устанавливаемых мощностей трансформаторов. В настоящее время потребитель штрафуется в десятикратном размере за перерасход электроэнергии (даже кратковременный), а при ее недоиспользовании взимается *штраф в полном размере непотребленной электроэнергии.*

На основании проведенных нами научно-исследовательских работ можно утверждать, что и штрафы, и сокращенная шкала номинальных мощностей трансформаторов приводят к низкому коэффициенту использования трансформаторной мощности.

14.10. Критическое отношение к директивным ограничениям, накладываемым со стороны энергосистемы на потребителей

Так, например, в общем правильное указание о переводе СЭС с напряжения 220 на 380 В создает для отдельных потребителей значительные потери электроэнергии. В связи с особенностями ведения учебных (лабораторная база) и производственных процессов на напряжении 220 В учебные заведения, НИИ и ряд других потребителей не могут быть переведены в короткий срок на напряжение 380 В. Категорическое требование немедленного перевода приемников электроэнергии на напряжение 380 В приводит к установке дополнительных понижающих трансформаторов 380/220 В, что сводит к нулю эффект (уменьшение потерь электроэнергии) от применения этого напряжения.

14.11. Экономия электроэнергии в системах электроснабжения за счет ее рекуперации

Вопросы рекуперации электроэнергии рассматриваются давно и достаточно хорошо изучены в области электроснабжения железнодорожного транспорта. Однако широкие возможности экономии топливно-энергетических ресурсов в этом направлении имеются и на промышленных предприятиях, среди которых особое место занимают дизелестроительные заводы. Согласно существующей технологии все выпускаемые двигатели в конце процесса производства проходят испытания, длительность которых определяется их мощностью и назначением.

Актуальность использования электроэнергии, вырабатываемой при испытаниях, не вызывает сомнения. Достаточно отметить, что расход топлива при типовых 100-часовых испытаниях двигателя мощностью 12 000 л. с. составляет около 15 т, а двигателя мощностью 4000 л. с. — 53 т. Если учесть все вновь выпускаемые двигатели, а также двигатели,

находящиеся в ремонте (общая мощность использующихся в народном хозяйстве двигателей внутреннего сгорания примерно в 5,5 раза превосходит общую мощность всех электростанций страны), то можно оценить размеры нерационально расходуемого топлива.

Проблеме создания испытательных установок в нашей стране и за рубежом уделяется большое внимание. Сложность проблемы обусловлена тем, что в систему электроснабжения необходимо передавать электроэнергию только стандартных параметров (напряжение, частота), в то время как необходимость приблизить стендовые испытания двигателей к реальным условиям эксплуатации требует широкого диапазона изменения частоты вращения вала двигателя и его нагрузок. Удовлетворительное решение второй части проблемы получается при использовании в качестве нагрузочных устройств тиристорных преобразователей. При этом поддержание постоянного момента при заданной частоте вращения вала двигателя обеспечивают стабилизацией тока якоря (ротора) нагрузочной машины путем изменения угла включения тиристоров. Последнее ведет к искажению формы кривой напряжения и тока. Коэффициент несинусоидальности напряжения при этом достигает 10 – 12% одного тиристорного преобразователя, устанавливаемого на стендах с дизелями большой мощности, а при параллельной работе стендов он превышает 25%. Чтобы добиться допустимого качества электроэнергии, необходимо устанавливать ФКУ, мощность которых согласно расчетам становится соизмеримой с рекуперируемой мощностью. Эффективность такого решения вызывает сомнения, так как в этих устройствах возникают дополнительные потери электроэнергии, а сложность настройки фильтра на ток определенной гармоники не гарантирует полной его компенсации.

Для улучшения качества электроэнергии при ее рекуперации в сеть промышленного предприятия можно использовать электромашинные стенды с нагрузочными устройствами в виде синхронных, асинхронных генераторов и т. д. Решить вопрос о применимости тех или иных стендов можно только после тщательного их сравнения. Вопрос рекуперации электроэнергии можно рассматривать еще и с позиции использования возвращаемой электроэнергии по определенному графику с учетом особенностей технологического процесса производства предприятия, баланса активных и реактивных мощностей.

14.12. Влияние качества электрической энергии на ее перерасход

Всякое ухудшение качества электроэнергии влечет за собой ее перерасход. Такое положение справедливо и для тех случаев, когда это ухудшение лежит в пределах нормы и соответствует ГОСТ. При расчетах, связанных с проектированием и эксплуатацией СЭС, не учитывают потери, возникающие в устройствах, применяемых для поддержания напряжения на допустимом уровне. Так, например, для трансформаторов с устройствами РПН это – потери в регулирующих устройствах.

На основании большого количества исследований, проведенных в МЭИ, можно утверждать, что установка регулирующих устройств любого типа (за исключением технологических) обусловлена выбором нерационального

номинального напряжения для СЭС. Поэтому при проектировании и эксплуатации СЭС следует по возможности не применять регулирующие устройства (симметрирующие, фильтрокомпенсирующие и т. п.), так как они приводят к дополнительным капиталовложениям, загружают заводы и министерства электротехнической промышленности ненужными заказами, увеличивают расход черных и цветных металлов, изоляции и, самое главное, вызывают большие потери электроэнергии.

В последнее время обращается внимание и на такой показатель качества электроэнергии, как отклонение частоты напряжения от номинальных значений, которое также приводит к потерям электроэнергии.

Проведенные нами исследования показали, что в промышленном производстве затраты, обусловленные некачественной электроэнергией, не оцениваются и не учитываются, что, на наш взгляд, делать необходимо. Для этого целесообразно разработать приборы, которые на каждом производстве давали бы возможность сопоставлять количество и качество продукции предприятия как функцию от качества электроэнергии.

Существующие в настоящее время санкции, направленные на повышение качества электроэнергии, являются, как правило, односторонними, например, штрафование потребителей за перерасход или недоиспользование заявленной электроэнергии, в то время как питающие энергосистемы не несут никакой материальной ответственности за плохое качество отпускаемой электроэнергии.

14.13. Влияние электробаланса промышленного предприятия на экономию электрической энергии

Для того чтобы экономить электроэнергию, необходимо прежде всего знать, на какие цели и в каком количестве она расходуется. Определение статей расхода электроэнергии и является основной задачей составления электробаланса промышленного предприятия.

Ежегодное составление электробаланса позволяет наблюдать за результатами мероприятий по рационализации электрохозяйства промышленного предприятия. Так, например, анализируя изменение общего и удельного расходов электроэнергии на производство сжатого воздуха, можно сделать вывод о рациональности мероприятий, проводимых в компрессорных установках с целью уменьшения расхода электроэнергии.

Электробаланс промышленного предприятия должен состоять из приходной и расходной частей (активной и реактивной мощности).

В приход включается электроэнергия, полученная от энергосистемы или от сетей других потребителей, а также выработанная электрическими установками предприятия (генераторы промышленных ТЭС и ГЭС, синхронные компенсаторы и конденсаторы). Приходную и расходную части составляют по показаниям счетчиков активной и реактивной энергии. Приходная часть электробаланса составляется для активной энергии (по промышленному предприятию, по цехам предприятия, по отдельным энергоемким агрегатам по особому указанию главного энергетика предприятия или инспекции энергосбыта) и для реактивной энергии (по промышленному предприятию и по отдельным энергоемким цехам по указанию энергетика или инспекции энергосбыта).

Расходная часть электробаланса активной электроэнергии должна быть разделена на следующие статьи расхода:

1) прямые затраты электроэнергии на основной технологический процесс с выделением полезного расхода электроэнергии на выпуск продукции без учета потерь в различных звеньях энергоемкого технологического оборудования (электрические печи, компрессорные и насосные установки, прокатные станы и другие крупные потребители электроэнергии);

2) косвенные затраты электроэнергии на основной технологический процесс вследствие его несовершенства или нарушения технологических норм (влажная шихта, недогрев слитков при прокате и т. п.);

3) затраты электроэнергии на вспомогательные нужды (вентиляция помещений цехов, цеховой транспорт, освещение и т. п.);

4) потери электроэнергии в элементах систем электроснабжения (линиях, трансформаторах, реакторах, компенсирующих устройствах и двигателях);

5) отпуск электроэнергии сторонним потребителям (столовые, клубы, поселки, городской электрический транспорт и т. п.).

Наличие всех пяти статей расхода электроэнергии при составлении электробаланса не является обязательным.

Когда существующая схема учета расхода электроэнергии не позволяет выделить отдельных потребителей (например, питание от общих цеховых шин электрокранов и технологического оборудования), необходимо сделать соответствующее примечание в общих замечаниях по электробалансу. Удельный расход электроэнергии в электробалансе должен быть отнесен на единицу продукции, сопоставимую с соответствующими показателями других цехов и заводов.

Глава пятнадцатая

ДОПУСТИМЫЕ ПЕРЕГРУЗКИ ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

15.1. Общие положения

Для обеспечения надежного питания потребителей при эксплуатации систем электроснабжения промышленных предприятий необходимо учитывать режимы кратковременных перегрузок отдельных элементов на период от нескольких часов до нескольких суток. Эти режимы имеют место в результате повреждения или отключения элементов систем электроснабжения (линий, трансформаторов, секций шин, отдельных аппаратов).

Перегрузка сразу нескольких элементов систем электроснабжения, например линии и трансформатора вместе со всеми аппаратами, входящими в один комплекс, встречается чаще. Такие режимы должны предусматриваться заранее еще при проектировании, тогда в условиях эксплуатации надежность питания будет значительно повышена.

В настоящее время при решении вопроса о перегрузке сразу нескольких элементов системы электроснабжения промышленного предприятия воз-

никают затруднения, связанные с тем, что не для всех элементов достаточно обоснована допустимая перегрузка (например, для воздушных линий).

Необходимость перегрузки элементов системы электроснабжения появляется не только в послеаварийных ситуациях, но и вследствие роста систем промышленного электроснабжения: для обеспечения постоянно увеличивающейся электрической нагрузки необходимо учитывать перегрузочную способность элементов.

15.2. Генераторы

Электрический генератор является основным элементом промышленной электрической станции, входящей, как и другие производственные сооружения и коммуникации, в общий комплекс предприятия.

В процессе эксплуатации турбогенераторов существуют нормальные установившиеся режимы, длительно допустимые установившиеся режимы, отличные от номинальных, а также кратковременные перегрузки турбогенераторов в неустановившихся симметричном и несимметричном режимах.

Характеристики некоторых турбогенераторов приведены в табл. 15.1. Основными параметрами генератора являются полная мощность $S_{ном.г}$, напряжение $U_{ном}$, токи статора $I_{ст}$ и ротора $I_р$, коэффициент мощности $\cos\varphi$, частота f, температура $\theta_{о.с}$ и давление $P_{о.с}$ охлаждающей среды.

Параметры считают неизменными, если их изменения, неизбежные в эксплуатации, находятся в заданных пределах отклонений, практически не влияющих на режим работы генератора. Напряжение генератора должно быть симметричным и синусоидальным, т. е. напряжение обратной последовательности не должно превышать 1 %, а коэффициент несинусоидальности 5 %. Для генератора допускают отклонение тока и напряжения статора от установившегося значения в пределах ± 5 %, а тока возбуждения и частоты – в пределах ± 1 %. Температуру меди и стали генератора считают неизменной, если ее отклонения от установившегося значения не превышают 1 °С в течение 1 ч. Температура охлаждающей среды не должна отклоняться более чем на 1 °С за 1 ч для газа и на 0,5 °С за 1 ч для жидкости (ГОСТ 533-76).

Допустимые перегрузки генераторов в нормальных режимах. Под нормальными режимами работы генератора подразумевают такие, в которых он может длительно работать без ограничения и которые предусмотрены ГОСТ 183-74 и 533-76.

Работа с номинальными параметрами может продолжаться как угодно длительно. При этом температура обмоток статора, ротора и стали статора не выходит за допустимые пределы, т. е. соблюдаются заданные условия охлаждения машины, длительный установившийся режим работы которой ограничивается, главным образом, ее нагревом.

К нормальным относят все режимы с неполной (частичной) нагрузкой и режимы с переменной регулируемой нагрузкой при условии, что в процессе изменения нагрузки основные параметры генератора не выходят за пределы допустимых значений.

Таблица 15.1. **Характеристики некоторых турбогенераторов**

Тип турбогенераторов	$S_{ном}$, МВ·А	$P_{ном}$, МВт	$U_{ном}$, кВ	$\cos\varphi_{ном}$	$I_{ном}$, кА
Т-2-12-2Т	15	12	6,3	0,8	1,376
ТВС-30	37,5	30	6,3	0,8	3,44
ТВС-30	37,5	30	10,5	0,8	2,065
ТВС-30ТС	37,5	30	11,5	0,8	1,885
ТВФ-50-3600	62,5	50	6,3	0,8	5,73
ТВФ-55-2	68,75	55	11,5	0,8	3,462
ТВФ-60-2	75	60	6,3	0,8	6,88
ТВФ-60-2	75	60	10,5	0,8	4,125
ТВФ-60-3600	75	60	11	0,8	3,94
ТВФ-60-2Т	68,75	55	10,5	0,8	3,78
ТВФ-63-2	78,75	63	6,3	0,8	7,21
ТВФ-63-2	78,75	63	10,5	0,8	4,33
ТВФ-100-2	117,5	100	10,5	0,85	6,475
ТВФ-100-2-3600	117,5	100	10,5	0,85	6,475
ТВФ-100-2Т	117,5	100	10,5	0,85	6,475
ТВФ-120-2	125	100	10,5	0,8	6,875
ТВВ-165-2	176,5	150	18	0,85	5,67
ТВВ-165-2	176,5	150	18	0,85	5,67
ТВВ-200-2(30 пазов)	235,3	200	15,75	0,85	8,625
ТВВ-200-2(60 пазов)	235,3	200	15,75	0,85	8,625
ТГВ-200	235,3	200	15,75	0,85	8,625
ТГВ-200М	235,3	200	15,75	0,85	8,625
ТВВ-320	353	300	20	0,85	10,2
ТГВ-300	353	300	20	0,85	10,2
ТГВ-300 (с редуктором)	353	300	20	0,85	10,2
ТГВ-300 (с возбудителем)	353	300	20	0,85	10,2

Температура охлаждающей воды, °С	Длительно допустимый режим				Температура охлаждающей воды, °С	Максимальное давление водорода, МПа	Допустимая перегрузка
	S_{max}, МВ·А	P_{max}, МВт	cosφ	I_{max}, кА			
—	—	—	—	—	—	—	1,2
33	39,5	—	0.925	3,62	23	0,1	1,2
33	39,5	—	0,925	2,175	23	0,1	1,2
33	—	—	—	—	—	0,1	1,2
43	—	—	—	—	—	0,3	1,2
35	—	—	—	—	—	0,25	1,2
33	84,8	—	0,85	7,78	20	0,25	1,2
33	84,8	—	0,85	4,67	20	0,25	1,2
33	—	—	—	—	—	—	1,2
33	—	—	—	—	—	0,25	1,2
—	89	75,6	0,85	8,15	—	—	1,2
—	89	75,6	0,85	4,89	—	—	1,2
33	125	—	0,8	6,88	20	0,25	1,2
33	—	—	—	—	—	—	1,2
33	—	—	—	—	—	0,3	1,2
33	141,2	120	0,85	7,76	—	0,35	1,2
33	188,2	—	0,85	6,043	33	0,35	1,1
33	195	—	0,9	6,26	33	0,35	1,1
33	244,5	—	0,9	8,98	—	0,35	1,1
33	244.5	—	0,9	8,98	—	0,35	1,1
33	245	—	0,9	8,97	33	0,4	1,1
—	245	—	0,8	8,97	33	0,4	1,1
33	367	—	0,9	10,6	—	0,4	1,1
33	367	—	0,9	10,6	33	0,4	1,1
33	367	—	0,9	10,6	33	0,4	1,1
33	367	—	0,9	10,6	33	0,4	1,1

Нагрузка синхронных генераторов изменяется в соответствии с графиком нагрузки промышленного предприятия. При этом реактивную мощность изменяют за счет тока возбуждения, а активную – за счет количества энергоносителя (пара или воды), пропускаемого через турбину.

Температура входящей в газоохладитель воды и выходящего из него газа (воздуха или водорода), а в случае непосредственного охлаждения также температура охлаждающей жидкости (дистиллята или масла) должна соответствовать нормам (у дистиллята 33 °С, у масла 40 °С). Избыточное давление водорода должно соответствовать заводским требованиям.

Работа генератора с токами статора и ротора, превышающими номинальные, опасна прежде всего из-за превышения температуры обмоток машины, а в некоторых случаях (например, при КЗ) – из-за возможных механических повреждений. Эта опасность тем больше, чем больше кратность и длительность перегрузки. Поэтому допускают кратковременную перегрузку генераторов, зависящую не только от ее продолжительности, но и от вида системы охлаждения (табл. 15.2, 15.3).

Таблица 15.2. **Допустимая перегрузка турбогенераторов по току статора**

Продолжительность перегрузки, мин	Допустимая кратность перегрузок для турбогенераторов и компенсаторов		
	с косвенным охлаждением обмоток (ТВФ)	с непосредственным охлаждением	
		с водородом (ТВВ)	с водородом (ТГВ)
60	1,1	1,1	–
15	1,15	1,15	–
10	–	–	1,1
6	1,2	1,2	1,15
5	1,25	1,25	–
4	1,3	1,3	1,2
3	1,4	1,35	1,25
2	1,5	1,4	1,3
1	2,0	1,5	1,5

Примечание. При работе с перегрузкой по току более 10 мин требуется повышение давления водорода не менее чем на 0,05 МПа.

Таблица 15.3. **Допустимая перегрузка генераторов по току ротора**

Продолжительность, с	Допустимая кратность перегрузок для турбогенераторов	
	ТВФ	ТВВ и ТГВ
20	–	2
30	2	–
60	1,7	1,5
240	1,2	1,2
3600	1,06	1,06

Примечание. Снятие перегрузки роторов генераторов указанных типов должно, как правило, производиться автоматически.

Время, за которое достигается предельный перегрев (представляет собой допустимую длительность перегрузки генератора с косвенным охлаждением $\tau_{доп,п}$ при известной длительности $\tau_{доп1}$ заданной перегрузки, обычно двукратной или полуторакратной), можно найти из следующего соотношения:

$$\tau_{доп,п} = \tau_{доп1} = \frac{k_{j1}^2 - 1}{k_{jn}^2 - 1}, \tag{15.1}$$

где k_j – кратность перегрузки.

Так как допустимая длительность полуторакратной перегрузки для генераторов с косвенным охлаждением обмотки статора и ротора составляет 2 мин, то

$$\tau_{доп,п} = 120 \frac{2{,}25 - 1}{k_j^2 - 1} = \frac{150}{k_j^2 - 1}. \tag{15.2}$$

Эта формула применима для обмотки ротора и статора.

Для генераторов с непосредственным охлаждением учитывают неравномерный подогрев охлаждающей среды в каналах стержней, а также увеличение постоянной времени нагрева. Для турбогенераторов ТГВ, ТВВ и ТВМ установлена длительность полуторакратной перегрузки не 2 мин, а 1 мин. Поэтому для статоров турбогенераторов этих типов

$$\tau_{доп,п} = 60 \frac{2{,}25 - 1}{k_j^2 - 1} = \frac{75}{k_j^2 - 1}. \tag{15.3}$$

Для роторов с непосредственным охлаждением установлена допустимая длительность двукратной перегрузки 20 с, отсюда

$$\tau_{доп,п} = 20 \frac{2^2 - 1}{k_j^2 - 1} = \frac{60}{k_j^2 - 1}. \tag{15.4}$$

Машины с непосредственным охлаждением обмоток более чувствительны к деформации обмоток при нагревании. Это объясняется более высокими номинальными плотностями тока в их обмотках и неравномерностью нагрева обмоток при перегрузках из-за подогрева охлаждающей среды в каналах. Поэтому эти машины допускают меньшие перегрузки, чем машины с косвенным охлаждением. Допустимая перегрузка по току ротора машин с косвенным охлаждением обмоток определяется допустимой перегрузкой статора.

В машинах с косвенным и непосредственным охлаждением обмоток учитывают возможность длительной перегрузки генераторов по току при изменении давления водорода (рис. 15.1, 15.2).

Из зависимостей рис. 15.2 следует также, что при понижении давления водорода нагрузка генератора должна понижаться (табл. 15.4).

В машинах со смешанным водородно-водяным охлаждением статора не допускают повышения нагрузки при уменьшении температуры охлаж-

дающей среды, так как температура газа и температура воды могут изменяться независимо друг от друга, что затрудняет контроль нагрузки генератора, которая из-за неправильной оценки может быть увеличена сверх допустимых значений.

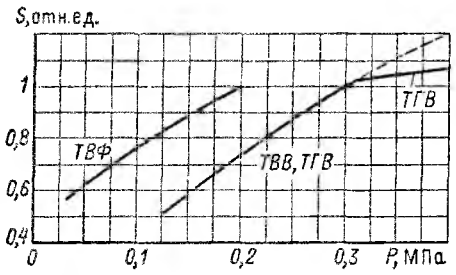


Рис. 15.1. Нагрузка генераторов ТВФ, ТГВ и ТВВ в зависимости от изменения давления водорода

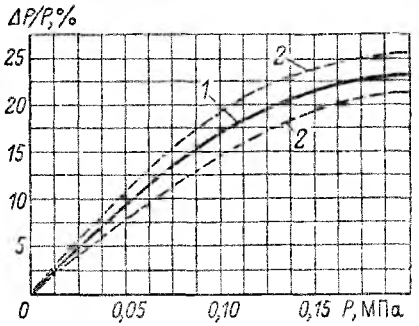


Рис. 15.2. Зависимость относительного прироста мощности турбогенераторов $\Delta P/P$ от давления водорода:

1 – теоретическая кривая; *2* – границы зоны экспериментальных данных

Таблица 15.4. **Кратность перегрузки по полной мощности для турбогенераторов с косвенным охлаждением при повышении давления водорода**

Избыточное давление водорода, МПа	0,35	0,5	1,05	2,1
Кратность перегрузки по отношению к мощности при 0,35 МПа	1	1,07	1,15	1,25

Показателем, характеризующим предел статической стойкости собственно генератора, является статическая перегружаемость, определяемая формулой

$$W = \frac{i_{в.ном}}{i_{в.к} \cos \varphi_{ном}}, \qquad (15.5)$$

где $i_{в.ном}$ – номинальный ток возбуждения; $i_{в.к}$ – ток возбуждения при установившемся трехфазном КЗ и номинальном токе статора; $\cos \varphi_{ном}$ – номинальный коэффициент мощности.

Статическая перегружаемость турбогенераторов мощностью до 300 МВт не должна быть ниже 1,7. При повышении мощности турбогенератора на 10–15 % статическая перегружаемость уменьшается на 5–10 %.

Начальное напряжение возбуждения возрастает примерно пропорционально мощности турбогенератора, поэтому при эксплуатации турбогенератора с перегрузкой изменяются условия форсировки возбуждения и значение потолка напряжения.

Форсировочной способностью по напряжению считают отношение наибольшего установившегося напряжения (потолка) $U_{в.п.у}$ возбудителя (присоединенного к обмотке возбуждения генератора) к номинальному

напряжению возбуждения $U_{в.ном}$, а под форсировочной способностью по току понимают отношение предельного (наибольшего допустимого по нагреву обмотки ротора) тока возбуждения $I_{в.п}$, создаваемого возбудителем в режиме форсировки, к номинальному току возбуждения $I_{в.ном}$.

Быстродействие системы возбуждения в процессе форсировки напряжения при аварийных ситуациях в системах электроснабжения характеризуют номинальной скоростью нарастания напряжения возбудителя

$$U = 0{,}632\,\frac{U_{в.п} - U_{в.ном}}{U_{в.ном} t_1}, \qquad (15.6)$$

где $U_{в.п}$ – предельное напряжение возбудителя (для электромашинных возбудителей $U_{в.п} = U_{в.п.у}$; для вентильных систем $U_{в.п} > U_{в.п.у}$); t_1 – время, в течение которого напряжение возбудителя возрастает до значения $U_в = U_{в.ном} + 0{,}632 \times (U_{в.п} - U_{в.ном})$.

Кратность форсировки по напряжению и соответственно предельное напряжение возбудителя ограничивают испытательным напряжением изоляции обмотки ротора. Предельный ток и длительность работы ограничивают допустимым нагревом ротора; эти параметры зависят от типа системы охлаждения.

Следует отметить, что при качественном однообразии переходных процессов форсировки возбуждения существуют некоторые различия для турбогенераторов с возбудителями различных типов. Для примера и сравнения на рис. 15.3 и 15.4 приведены осциллограммы процесса форсировки возбуждения турбогенераторов с возбудителями типов ВТ-120-3000, ВТ-170-3000, ВТ-300-3000.

Значение потолка напряжения при форсировке возбуждения для большинства турбогенераторов превосходит двукратное напряжение возбуждения в режиме работы с максимально возможной для турбогенераторов нагрузкой. Экспериментальные значения потолка напряжения возбуждения и скорости нарастания напряжения возбуждения при полной

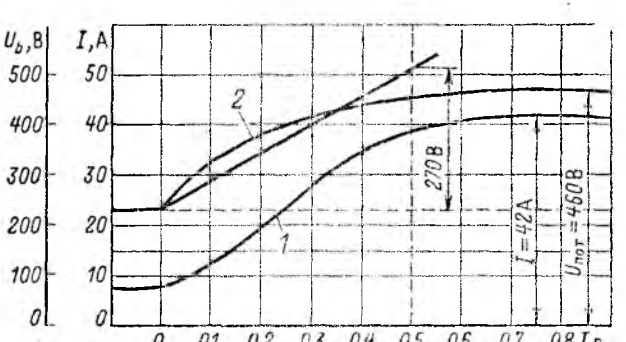


Рис. 15.3. Осциллограмма процесса форсировки возбуждения турбогенератора ТВ2-30-2 при 15%-ной перегрузке. Возбудитель ВТ-120-3000:

T – время с момента шунтирования шунтового реостата; *I* – ток в шунтовой обмотке; U_b – напряжение якоря; *1* – кривая тока; *2* – кривая напряжения

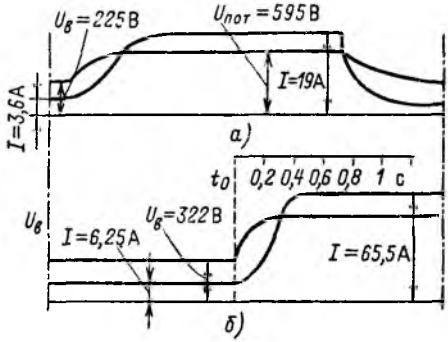


Рис. 15.4. Осциллограмма процесса форсировки возбуждения турбогенераторов при 15 %-ной перегрузке:

а – ТВ-60-2 с возбудителем ВТ-170-3000; *б* – ТА2-100-2 с возбудителем ВТ-300-3000; t_0 – момент шунтирования шунтового реостата; $U_в$ – потолочное напряжение якоря; I – ток шунтовой обмотки

форсировке для турбогенераторов, работающих с 10 – 20 %-ной перегрузкой, приведены в табл. 15.5. При расчете этих значений за напряжение возбуждения при максимально возможной перегрузке принимают напряжение при температуре обмотки ротора 100 °С.

Как показали испытания, возбудители типов ВТ-120-3000, ВТ-170-3000 и ВТ-300-3000 легко переносят полную форсировку возбуждения без нарушения коммутации, поэтому вводить ограничение напряжения при форсировке в таких случаях не следует.

В практике эксплуатации для определения допустимых нагрузок в режимах недовозбуждения используют диаграммы мощности (рис. 15.5), а в режимах перевозбуждения – карты допустимых нагрузок (табл. 15.6, 15.7), позволяющие одновременно оценить влияние на нагрузку температуры охлаждающей среды, напряжения и cos φ. Карты допустимых нагрузок составляют для каждой машины на основании специальных эксплуатационных испытаний на нагрев.

Исходными условиями для составления карт являются следующие:

1) сохранение полной мощности генератора при отклонении напряжения на ±5 %;

2) увеличение мощности при снижении температуры охлаждающей среды и уменьшение мощности при повышении температуры этой среды.

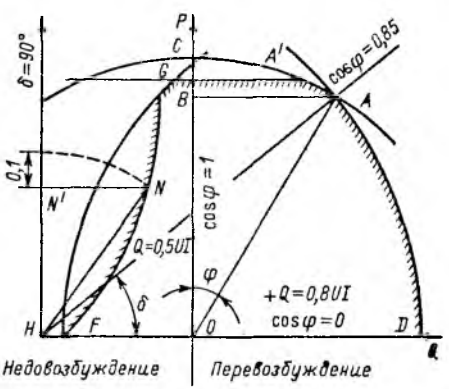


Рис. 15.5. Диаграмма мощности турбогенератора

На полную и активную мощность генератора значительное влияние оказывает изменение коэффициента мощности (рис. 15.5). На участках *AD*, в режимах с пониженными коэффициентами мощности машина с нагрузкой, ограниченной током ротора, может выдавать лишь пониженную по сравнению с номинальной полную мощность при уменьшенном значении тока статора из-за сильного размагничивающего действия реакции статора. При учете насыщения эта мощность еще уменьшится. Таким образом, в чисто компенсаторном режиме генератор способен вырабатывать только около 70 % полной мощности.

Таблица 15.5. **Экспериментальные значения потолка и скорости нарастания напряжения возбуждения турбогенераторов с 10—20 %-ной перегрузкой**

Показатели	Типы возбудителя и генератора					
	ВТ-120-3000, ТВ2-30-2	ВТ-120-3000, ТВС-30	ВТ-170-3000, ТВ-50-2	ВТ-170-3000, ТВ-60-2	ВТ-300-3000, ТВ2-100-2, ТВ2-150-2	ВТ-450-3000, ТВФ-60, ТВФ-100
Потолочное значение напряжения возбуждения, В	423	435	550	550	840	650
Кратность потолочного значения возбуждения	1,9	1,85	2,33	2,33	2,56	2,7
Скорость нарастания напряжения, В/с	435	620	513	530	1620	1100
Кратность скорости нарастания напряжения по отношению к напряжению на контактных кольцах при максимальной нагрузке	1,96	2,64	2,17	2,25	5,1	4,4

Таблица 15.6. **Карта нагрузок (А) генераторов серии ТВФ-60-2**

Обмотка	Напряжение статора, кВ	Температура охлаждающего газа, °С					
		до 30	31—35	36—40	41—45	46—50	51—55
Статор	6,62	6880	6700	6540	6220	4900	5530
	6,30	7240	7060	6880	6540	6200	5800
	5,98	7600	7400	7220	6860	6510	6100
Ротор	6,62	1840	1787	1735	1680	1620	1560
	До 6,30	1800	1750	1700	1650	1590	1520

Таблица 15.7. **Карта нагрузок (А) генераторов серии ТВВ-300-2**

Обмотка	Напряжение статора, кВ	Температура охлаждающего газа, °С			
		до 40	41—45	46—50	51—55
Статор	21	10 100	9700	9100	8560
	20	10 600	10 200	9600	9000
	19	11 100	10 700	10 100	9450
Ротор	21	2925	2830	2720	2630
	До 20	2900	2800	2690	2580

При работе с повышенным коэффициентом мощности (от номинального до единицы) полная мощность ограничена турбиной и конец вектора OA будет перемещаться при изменении $\cos\varphi$ по прямой AB. Если турбина способна повышать свою мощность сверх номинальной, то в области режимов при повышенных коэффициентах мощности генератор сможет работать при номинальной полной мощности (участок AA' диаграммы). При работе в емкостном квадранте в режимах с недовозбуждением (влево от прямой OB) активная мощность генератора ограничивается устойчивостью его работы.

Работа в режиме недовозбуждения целесообразна в часы провала нагрузки из-за избытков реактивной мощности и невозможности кратковременных остановов крупных генераторов.

Если работа генератора в режиме недовозбуждения (потребления реактивной мощности) допустима, то необходимо, чтобы ток возбуждения был больше $I_{в.min}$. Кроме того, необходим быстродействующий автоматический регулятор возбуждения (АРВ) для устойчивой работы генератора в этом режиме (потребляемая реактивная мощность не должна превышать Q_{max}). В табл. 15.8 приведены допустимые нагрузки турбогенераторов в режимах недовозбуждения.

Таблица 15.8. **Допустимые нагрузки турбогенераторов в режимах недовозбуждения**

Тип генератора и комплексные данные	Допустимая потребляемая реактивная мощность, Мвар, при активной нагрузке, %					
	100	95	90	80	60	40
ТВФ-60-2 $P = 60$ МВт; $\cos\varphi = 0{,}80$; $U = 6{,}3$ кВ; избыточное давление водорода 0,2 МПа	13	16	18	23	31	37
ТВФ-60-2 $P = 60$ МВт; $\cos\varphi = 0{,}80$; $U = 10{,}5$ кВ; избыточное давление водорода 0,2 МПа	16	20	22	28	37	42
ТВФ-100-2 $P = 100$ МВт; $\cos\varphi = 0{,}85$; $U = 10{,}5$ кВ; избыточное давление водорода 0,2	16	20	22	28	37	42
ТВВ-165-2 $P = 150$ МВт; $\cos\varphi = 0{,}85$; $U = 18$ кВ; избыточное давление водорода 0,3 МПа	27	32	35	41	50	54
ТВВ-200-2 $P = 200$ МВт; $\cos\varphi = 0{,}85$; $U = 15{,}75$ кВ; избыточное давление водорода 0,3 МПа	22	34	39	47	62	74
ТВВ-320-2 $P = 300$ МВт; $\cos\varphi = 0{,}85$; $U = 20$ кВ; избыточное давление водорода 0,35 МПа	48	54	60	72	90	108
ТГВ-200 $P = 200$ МВт; $\cos\varphi = 0{,}85$; $U = 15{,}75$ кВ; избыточное давление водорода 0,3 МПа	–	–	18	40	57	69

Влияние изменений частоты на потери и нагрев генератора сказывается лишь при значительных отклонениях частоты от нормы (больше $\pm 2{,}5\,\%$). При понижении частоты потери в стали уменьшаются, но одновременно ухудшается охлаждение водородом, что может привести к необходимости понижения мощности генератора из-за повышенного нагрева. При повышении частоты растут потери в стали, но одновременно

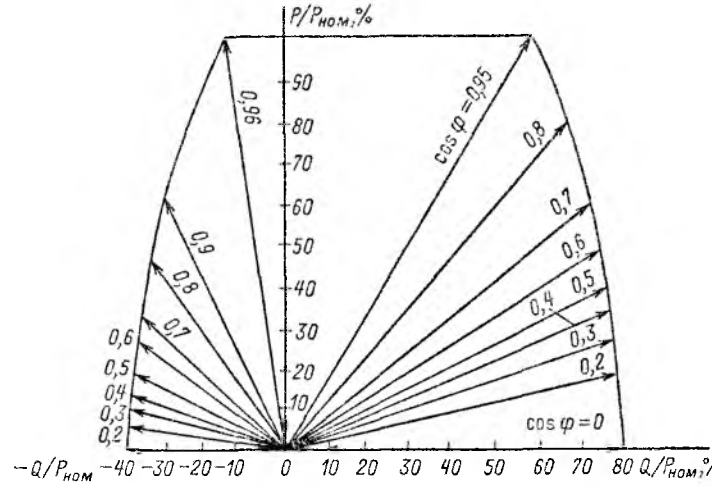


Рис. 15.6. Ориентировочная зависимость полной мощности турбогенератора от его cos φ

улучшаются условия охлаждения, поэтому только при значительных повышениях частоты ($2-3\,\%$) возникает необходимость уменьшения мощности машины.

Полная мощность турбогенератора зависит от cos φ и определяется для каждого агрегата индивидуальными испытаниями. Ориентировочно эта зависимость может быть определена по данным рис. 15.6. Длительная работа турбогенератора в режиме синхронного компенсатора с перевозбуждением разрешается только при токе возбуждения не выше номинального ($I_в < I_{ном}$). При повышении cos φ до 1 длительно могут работать только генераторы с косвенным охлаждением. Возможность такой работы генераторов с непосредственным охлаждением определяется на основании тепловых испытаний. У таких генераторов, как правило, $\cos\varphi \leqslant 0{,}95 \div 0{,}96$.

Максимально возможная реактивная нагрузка генератора при работе его в режиме синхронного компенсатора с недовозбуждением определяется на основании тепловых испытаний и может быть оценена (для агрегатов мощностью 200 и 300 МВт) по рис. 15.6.

Допустимая перегрузка генераторов при асинхронных режимах. Асинхронный режим генераторов возникает при потере возбуждения, вследствие повреждений в системе возбуждения или ошибочных отключений автомата гашения поля, а также при выпадении машины из синхро-

низма в результате КЗ в сети и несинхронной частоте вращения одного или нескольких генераторов.

Допустимая мощность генератора в асинхронном режиме зависит от состояния цепи возбуждения. Асинхронный режим достигается при сравнительно больших скольжениях (0,8 – 0,9 %), при которых потери в роторе могут оказаться больше допустимых ($\Delta P_{\text{возб. н}} \geqslant \Delta P_{\text{асх. доп}}$). В этом случае допустимая мощность генератора равна:

$$P_{\text{асх, доп}} = \frac{\Delta P_{\text{возб, н}} f}{f_s}, \tag{15.7}$$

где f_s – частота скольжения:

$$f_s = P\Delta n/60, \tag{15.8}$$

где P – число пар полюсов ротора; Δn – разность синхронной и асинхронной скоростей.

Кроме того, переход турбогенератора в асинхронный режим сопровождается увеличением потребления реактивной мощности из сети. Генератор, потеряв возбуждение, перестает выдавать в систему реактивную мощность, которая в нормальном режиме обычно составляет 0,6 – 0,65 $P_{\text{акт}}$, начинает потреблять реактивный ток, который равен 0,4 – 0,6 $I_{\text{ном}}$ у турбогенераторов разных типов.

Исследования асинхронного режима генераторов с косвенным охлаждением позволяют установить следующие условия допустимости таких режимов при потере возбуждения:

1) потери в роторе должны быть не выше потерь при номинальном синхронном режиме;

2) ток в обмотке статора должен быть не более 1,1 $I_{\text{ном}}$;

3) длительность асинхронного режима не должна превышать 30 мин.

Допустимая активная мощность турбогенератора при этих условиях ограничена током статора и составляет 0,5 – 0,7 $P_{\text{ном}}$, причем потребление реактивной мощности из сети в этом режиме равно активной нагрузке машины ($\cos\varphi = 0{,}7$).

Турбогенераторы с непосредственным охлаждением имеют большие сверхпереходные и переходные сопротивления и соответственно меньший средний асинхронный момент, поэтому при асинхронном режиме они работают с повышенным скольжением и током статора; длительность режима ограничена 15 мин при нагрузке 0,4 – 0,55 $P_{\text{ном}}$ и 4 мин с нагрузкой не более 0,6 $P_{\text{ном}}$.

Допустимая перегрузка при несимметричных режимах работы генераторов. Несимметричные режимы возникают при большом содержании в общей нагрузке однофазных приемников (электрическая тяга, электрические печи и т. д.), режим потребления которых создает несимметрию токов по фазам. Обрыв или отключение одной фазы линии, отключение одной фазы трансформаторной группы и т. д. приводит к нарушению симметрии самой схемы передачи энергии. При этом допускают длительную работу генераторов при условии, что ни один ток фазы не превысит номи-

нального тока. Несимметрия токов не должна быть больше 10% (по щитовым приборам) для всех типов турбогенераторов и гидрогенераторов с непосредственными системами охлаждения.

Если токи в фазах $I_A = I_C = I_{ном}$, а $I_B < I_A$, то коэффициент несимметрии равен

$$\alpha = \frac{I_A - I_B}{I_A} 100 \leqslant 100\,\%. \qquad (15.9)$$

При несимметричных КЗ в сети допустимая продолжительность замыкания t, с, не должна превышать значения, определяемого из формулы

$$I_{*2}^2 t \leqslant B/I_{ном}^2, \qquad (15.10)$$

где I_{*2} – ток обратной последовательности в долях номинального; $I_{ном}$ – номинальный ток генератора, А; B – импульс квадратичного тока КЗ.

Таблица 15.9. **Значения критерия $I_{*2}^2 t$ для различных типов турбогенераторов в зависимости от линейной нагрузки**

Тип турбогенератора	Линейная нагрузка, %	$I_{*2}^2 t$, А$^2 \cdot$с
ТВ2	100	30
ТВФ	140	15
ТГВ и ТВВ (до 500 МВт включительно)	До 190	8
ТВВ (выше 500 МВт)	Выше 190	5

Значение $B/I_{ном}^2$ принимают равным для турбогенераторов с непосредственным охлаждением 8 с. В табл. 15.9 приведены применяемые заводом «Электросила» допустимые значения $I_{*2}^2 t$ для различных типов турбогенераторов в зависимости от линейной нагрузки и мощности.

С учетом предельно допустимой температуры на поверхности бочки ротора (350 °С) определено значение критерия допустимой кратковременной несимметрии: $I_{*2}^2 t = 11{,}2$ с. Так же как и для ранее испытанных генераторов меньших мощностей, для турбогенераторов мощностью 800 МВт значение $I_{*2}^2 t$ не остается постоянным, а изменяется в широких пределах в зависимости от значения тока I_{*2}. Так, при уменьшении тока обратной последовательности I_{*2} от 1 до 0,65 значение $I_{*2}^2 t$ возрастает в 2,5 раза (от 11,2 до 28 с.). С учетом реальных условий работы машины критерий несимметричного режима принимают равным 8.

На рис. 15.7 показана зависимость тока обратной последовательности I_2 от длительности его прохождения для турбогенератора ТВФ-60-2. Ток I_2 следует вычислять для каждого конкретного случая отдельно. С некоторым запасом изменяющийся ток обратной последовательности принимают равным начальному значению тока, определенному по сверхпереходному реактивному сопротивлению генератора.

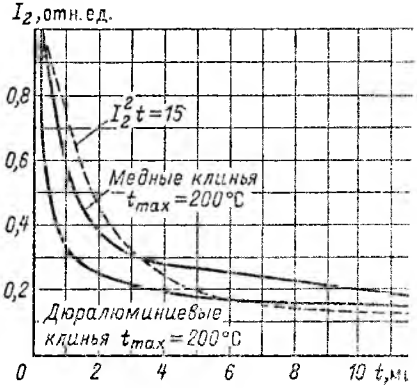


Рис. 15.7. Зависимость I_2 для турбогенератора ТВФ от длительности прохождения тока обратной последовательности

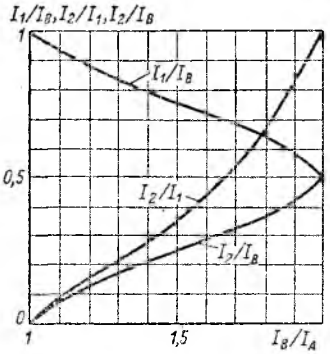


Рис. 15.8. Номограмма для определения тока I_2

При вычислении токов обратной последовательности по известным токам в фазах можно пользоваться следующими выражениями:

если $I_A = I_C$, а $I_B > I_A$, то

$$I_2 = \frac{I_B}{2} - \frac{I_A}{\sqrt{3}}\sqrt{1 - \left(\frac{I_B}{2I_A}\right)^2}; \qquad (15.11)$$

если $I_B/I_A < 1{,}7$, то

$$I_2 = \frac{I_B}{2{,}2}\left(\frac{I_B}{I_A} - 1\right). \qquad (15.12)$$

Для определения I_2 по токам, зафиксированным по щитовым приборам, используют номограмму, приведенную на рис. 15.8.

С ростом мощности генераторов усложняется проблема обеспечения работы их в несимметричных режимах. Эту проблему решают реконструкцией демпферной обмотки ротора и существенным понижением сопротивления контактов между элементами ротора путем их серебрения.

Как показывают исследования, для турбогенераторов большой мощности значения критерия I_2^2t, характеризующего работу генераторов в кратковременных несимметричных режимах, можно снизить с 8 до 5 с. При таких значениях критерия I_2^2t обеспечивается требуемый уровень устойчивой работы генераторов, особенно если иметь в виду дальнейшую реконструкцию демпферной системы ротора путем установки демпферных полос во всех пазах ротора.

Допустимая перегрузка генераторов при несинусоидальных режимах. Известно, что такие приемники электроэнергии, как вентильные преобразователи (электрифицированный железнодорожный транспорт, регулируемый электропривод, электролизные установки и т. п.), установки электродуговой сварки и др., генерируют высшие гармоники, искажающие форму кривой тока статора и вызывающие добавочные потери в статоре и роторе генератора.

В обмотке статора потери зависят от высоты проводника и глубины проникновения тока в толщину проводника h:

$$h = \sqrt{\frac{2\rho}{\omega_\nu \mu}}, \tag{15.13}$$

где ρ – удельное сопротивление материала; μ – магнитная проницаемость; ω_ν – угловая частота вихревых токов гармоники.

Уменьшение мощности генератора из-за добавочного нагрева обмотки статора высшими гармониками тока определяют по добавочным потерям в меди обмотки статора

$$\Delta P_м = P_м \left[\sum I_\nu^2 + (k_f - 1) \sum (I_\nu \nu)^2\right], \tag{15.14}$$

где $P_м$ – потери в обмотке статора, определенные по сопротивлению обмотки при постоянном токе; $\Delta P_м$ – добавочные потери от высших гармоник тока; I_ν – ток гармоники ν-го порядка; k_f – коэффициент вытеснения тока основной гармоники.

Потери в зубцах статора учитывают косвенно через коэффициенты снижения мощности

$$k_s = \frac{k_f P_м}{k_f P_м + \Delta P_м}. \tag{15.15}$$

Так как определение добавочных потерь в роторе практически невозможно, а физически явление добавочного нагрева элементов ротора при несинусоидальной нагрузке аналогично добавочному нагреву при несимметричном режиме, принято эквивалентировать эти режимы с точки зрения теплового воздействия и считать допустимой такую несинусоидальную нагрузку, при которой добавочные потери в роторе от токов высших гармоник будут не выше потерь несимметричного режима

$$\sum_\nu I_\nu^2 r_\nu \leqslant I_2^2 r_{2э}. \tag{15.16}$$

Если принять, что приведенное активное сопротивление ротора высшим гармоникам тока r_ν приблизительно равно эквивалентному сопротивлению обратной последовательности $r_{2э}$, то критерий допустимости несинусоидального режима по ротору примет вид

$$\sum_\nu I_\nu^2 \leqslant I_{2доп}^2, \tag{15.17}$$

где I_2 – среднеквадратический эффективный ток обратной последовательности.

При определении допустимой несинусоидальной нагрузки турбогенератора по статору необходимо учитывать добавочные потери по выражению (15.14) в верхних стержнях обмотки, где эти потери во много раз выше потерь в нижних стержнях из-за сильного вытеснения тока высших гармоник.

Таблица 15.10. **Эквивалентная несимметричная нагрузка турбогенератора при его работе на несинусоидальную нагрузку**

Схема питания выпрямителей	$(I_A - I_B)/I_A$	I_A/I_B	$I_2/I_{ном}$	$I_A/I_{ном}$
6-фазная	0,33	1,49	0,233	0,3
12-фазная	0,135	1,155	0,095	0,73
24-фазная	0,035	0,035	0,024	1

В табл. 15.10 приведены значения эквивалентной несимметричной нагрузки при работе турбогенератора на несинусоидальную нагрузку.

Статическая перегружаемость синхронных машин (СМ). Вследствие уменьшения напряжения, например при КЗ в сети, максимальная мощность P_{max}, которую способна развивать СМ, снижается. Необходимо, чтобы СМ имела достаточный запас мощности, т. е. чтобы значение P_{max} было достаточно велико.

Статическую перегружаемость СМ ($k_п$) характеризуют отношением P_{max} при $U = U_{ном}$ и $i_в = i_{ном}$ к номинальной мощности $P_{ном}$:

$$k_п = P_{max}/P_{ном} = M_{max}/M_{ном}, \tag{15.18}$$

где M_{max}, $M_{ном}$ – максимальный и номинальный моменты на валу СМ.

Для неявнополюсной машины

$$k_п = \frac{E_{ном}}{x_d}\frac{1}{\cos\varphi_{ном}} = \frac{i_{в,н}}{i_{в,к}}\frac{1}{\cos\varphi_{ном}} = \\ = k_{окз}\frac{i_{в,ном}}{i_{в,о}\cos\varphi_{ном}}, \tag{15.19}$$

где $E_{ном}$ – ЭДС СМ; x_d – синхронное сопротивление машин; $i_{в.ном}$ – номинальный ток возбуждения; $i_{в,к}$ – ток возбуждения при КЗ; $k_{окз}$ – отношение КЗ ($k_{окз} = 1/x_d$); $i_{в,о}$ – ток возбуждения при ХХ СМ.

15.3. Аппараты

Вопрос о перегрузочной способности аппаратуры напряжением выше 1000 В вполне закономерен, так как ее устанавливают в одной цепи с силовыми трансформаторами, допускающими перегрузку, и соединяют с ними кабелями или проводами.

Нагрузочная способность токонесущих проводников и аппаратов определяется максимальным рабочим током, при котором в установившемся режиме температура нагрева не превышает допустимую при нормальной температуре окружающей среды.

Режимы работы (допустимые перегрузки) аппаратов часто принимают без достаточно полных экспериментальных и теоретических исследований. Ниже приведены результаты испытаний перегрузочной способности выключателей, комплектных распределительных устройств (КРУ), трансформаторов тока, разъединителей, отделителей, реакторов напряжением выше 1000 В.

Масляные выключатели. Анализ режимов работы выключателей высокого напряжения показывает, что в течение суток их нагрузка значительно изменяется. Во время эксплуатации выключатели нередко испытывают перегрузки, например при пусках двигателей, оперативных коммутационных переключениях, КЗ в сети или при ревизии и ремонте одной цепи двухцепных воздушных линий (ВЛ).

В нормальных условиях эксплуатации целесообразно перегружать выключатели с учетом ожидаемых нагрузок в системах электроснабжения, а не заменять существующие конструкции. Заложенные в конструкциях выключателей «тепловые запасы», являющиеся порой неизбежными, необходимо использовать как резерв перегрузки для различных эксплуатационных режимов.

Продолжительной перегрузочной способностью выключателя является длительный тепловой режим его работы при неизменной нагрузке, при которой превышения температуры всех элементов аппарата достигают своего установившегося значения и находятся в пределах нормируемых.

Решающим фактором теплового состояния выключателя является абсолютная температура нагрева его элементов, выше которой нагрев не допускают в соответствии с требованием ГОСТ 8024-69*. Следовательно, с изменением температуры окружающей среды допустимые превышения температуры элементов выключателя, зависящие от тока нагрузки, также изменяются. Однако перегрузка может быть и неопасной для выключателя, если время и ток перегрузки соответствуют друг другу и индивидуальны для каждого вида аппарата.

В результате исследований перегрузочной способности выключателей напряжением выше 1000 В получены зависимости длительно допустимого тока нагрузки от температуры окружающей среды θ_o. Для баковых масляных выключателей эта зависимость имеет вид

$$I = I_0 (a e^{b\theta_0} + c e^{d\theta_0}), \tag{15.20}$$

где a, b, d – постоянные коэффициенты, зависящие от типа выключателей; c – постоянный коэффициент, для большинства масляных выключателей равный единице; I_o – длительно допустимый ток нагрузки выключателя при температуре окружающей среды 0 °С; θ_o – температура окружающей среды, °С.

Если учесть, что $a = I_o - 1$, то (15.20) можно преобразовать следующим образом:

$$I = (I_o - 1) e^{b\theta_o} + e^{d\theta_o}. \tag{15.21}$$

Результаты исследования и расчета перегрузочной способности современных баковых масляных выключателей с использованием (15.21) приведены на рис. 15.9. Погрешность результатов опыта и расчетов не превышает ±4 %.

В результате исследований перегрузочной способности масляных выключателей разных типов в соответствии с рекомендациями ГОСТ 14209-69 установлено, что перегрузочная способность большинства выключателей (ВМБ-10-630-10, ВМЭ-6-200-1,25, С-35-630-10, МКП-110М-630-20 и

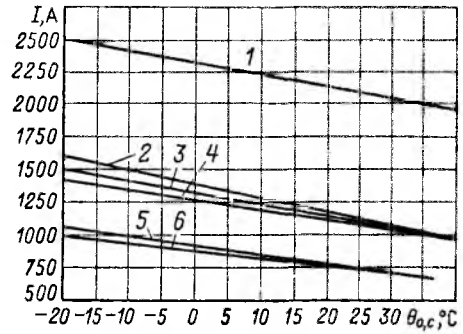


Рис. 15.9. Зависимость длительно допустимого тока баковых масляных выключателей от температуры окружающей среды:

1 – для выключателей типа У-220-10, $I = 2000$ А; *2* – для выключателей типа МКП-200, $I = 1000$ А; *3* – для выключателей типа МКП-110-5, $I = 1000$ А; МКП-110-3,5, $I = 1000$ А; *4* – для выключателей типа МКП-3,5, $I = 1000$ А; *5* – для выключателей типа МКП-110-3,5, $I = 630$ А; *6* – для выключателей типа ВМ-35, $I = 630$ А

др.) соответствует перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, допустимой ГОСТ 14209-69. Выключатели типа МГГ-10-4000-45 и МГГ-10-5000-45 не удовлетворяют по перегрузочной способности требованиям ГОСТ 14209-69. Очевидно, для этих выключателей с $I_{ном} = 4000 \div 5000$ А такие перегрузки (табл. 15.11) и не требуются, так как эти выключатели являются специальными и их устанавливают, как правило, в цепях генераторов.

В табл. 15.12 приведены значения длительно допустимых токовых перегрузок для масляных выключателей некоторых типов. В целом кратковременная перегрузочная способность выключателей высокого напряжения может быть принята равной 125% номинальной.

Таблица 15.11. **Допустимая перегрузочная способность выключателей высокого напряжения по ГОСТ 14209-69**

Кратность перегрузки	Допустимая длительность перегрузки, мин	Кратность перегрузки	Допустимая длительность перегрузки, мин
1,3	120	1,75	20
1,4	90	2	10
1,5	70	3	1,5
1,6	45		

Таблица 15.12. **Допустимое значение номинального тока выключателей при различной температуре окружающей среды, А**

Температура окружающей среды, °С	Тип выключателя					
	ВМ-35	МКП-35	МКП-110-3,5	МКП-110-3,5	МКП-220	У-220-10
35	630	1000	630	1000	1000	2000
30	665	1040	675	1050	1065	2050
25	705	1075	725	1100	1125	2075
20	730	1100	760	1150	1175	2135
15	765	1140	800	1185	1225	2190
10	805	1175	835	1235	1280	2240
5	830	1210	875	1275	1335	2280
0	860	1250	925	1310	1380	2320
−5	905	1280	950	1360	1435	2370
−10	925	1320	1000	1400	1490	2400
−15	970	1360	1050	1450	1535	2450
−20	1000	1400	1100	1500	1575	2500

Возможность временной перегрузки выключателя высокого напряжения в эксплуатации необходимо рассматривать вместе с возможностью перегрузки других участков распределительного устройства. Анализ результатов исследования возможности перегрузки ошиновки выключателя типа ВМП-10 с токами 600, 1000 и 1500 А показал, что для шин на ток 600 А перегрузочная способность ниже перегрузочной способности самого выключателя, а для шин на токи 1000 и 1500 А их перегрузочная способность приближенно равна перегрузочной способности выключателя.

Комплектные распределительные устройства (КРУ). Вопрос о перегрузочной способности КРУ представляет интерес для проектных и эксплуатационных организаций, так как существующие электроустановки подвергаются расширению и модернизации.

Результаты исследований по определению перегрузочной способности по току КРУ напряжением выше 1000 В показали, что КРУ-2-10 допускают перегрузку в зависимости от температуры окружающей среды +35 °С, максимально допустимой по ГОСТ 8024-69*.

Опубликованные данные о перегрузочной способности КРУ позволяют в более широких пределах использовать КРУ по току при выводе одной системы сборных шин в ремонт, при профилактических осмотрах в случаях отсутствия резервных камер, при кратковременных подключениях объектов с большим током нагрузки, при низких температурах окружающей среды и при установке их в цепях двигателей с частыми пусками.

На рис. 15.10 приведены зависимости длительно допустимого тока нагрузки камер КСО-242 с различными сечениями ошиновок от температуры окружающей среды, которые подтверждают возможность перегрузки камеры в длительных режимах работы сверх номинального тока. Например, камеру типа КСО-272-10-63020 при температуре окружающей среды 0 и −20 °С можно нагружать токами нагрузки, равными соответственно 725 и 790 А, вместо гарантируемых 630 А. Камера КСО-272-10-1000-20 с алюминиевой ошиновкой сечением 8·80 мм² при температуре окружающей среды 35 °С в соответствии с требованиями ГОСТ 14693-76 и 8024-69* допускает ток нагрузки, не превышающий 950 А. При температуре же окружающей среды 0° и −20 °С камеру можно нагружать токами нагрузки, равными соответственно 1090 и 1190 А, вместо 1000 А по паспортным данным.

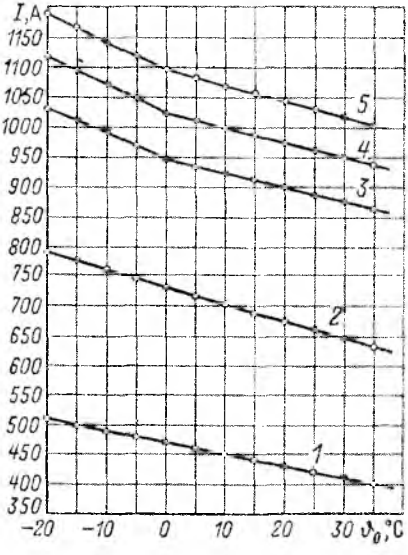


Рис. 15.10. Зависимость длительно допустимого тока нагрузки камер КРУ серии КСО-272 от температуры окружающего воздуха:

1 – КСО-272-10-400 с выключателем нагрузки ВНП-17; *2* – КСО-272-10-630-20; *3*–*5* – КСО-272-10-1000-20 при алюминиевой ошиновке сечением соответственно 6×60 и 8×80 мм

Проведены также исследования перегрузочной способности встраиваемого в шкафы КРУ типа КСО-272 выключателя нагрузки ВНП-17, широко распространенного в схемах электроснабжения напряжением 6—10 кВ. Анализ результатов исследования показал, что при всех проведенных перегрузках нагрев отдельных элементов выключателя был несколько выше допустимого по ГОСТ 8024-69*. Однако это не вызвало нарушений работы аппарата, каких-либо дефектов, т. е. не произошло увеличения сопротивлений и моментов на рукоятке привода, изменения твердости, а также изменения цвета или растрескивания изоляционных деталей. Это обстоятельство дает основание допустить для выключателя нагрузки такие же перегрузки, какие допустимы для силовых масляных и сухих трансформаторов и автотрансформаторов. При этом величина перегрузки выключателя сверх номинального тока не зависит от длительности предшествующей нагрузки, температуры окружающей среды и места установки выключателя. Сопротивление контактных переходов токопровода перегружаемого выключателя не должно превышать сопротивления, рекомендуемого по паспортным данным, более чем на 20%.

Разъединители и отделители. Известно, что при длительном перегреве выше допустимых норм в электрических аппаратах происходит интенсивное старение изоляции и окисление контактных соединений. Это в свою очередь снижает надежность их работы. Поэтому ГОСТ 8024-69* предусматривает наибольшее допустимое превышение температуры элементов электрических аппаратов над температурой окружающей среды для случая нагрузки аппарата номинальным током $I_{ном}$ при температуре окружающей среды +35 °С. Если не допускать превышения температуры перегрева некоторых элементов этих аппаратов, то практически невозможно производить, например, плавку гололеда на ВЛ 10—110 кВ в течение 15—30 мин при указанной перегрузке разъединителей и выключателей.

Необходимо отметить, что когда отдельные (наиболее нагруженные) элементы аппаратов нагреваются до предельно допустимых температур, другие еще имеют некоторый тепловой запас. Это обстоятельство в большей степени относится к аппаратам, имеющим разъемные контактные соединения. Норма нагрева контактов из меди без покрытия 75 °С. Другие элементы токоведущего контура (нож, гибкие связи, свечи и т. д.) имеют значительно большую температуру (120 °С в воздухе и 90 °С в масле).

Таким образом, повышение перегрузочной способности аппаратов, имеющих разъемные контактные соединения, может быть достигнуто при условии увеличения допустимого нагрева контактных соединений. Для контактных соединений допустимый нагрев увеличивается при нанесении слоя серебра на контакты гальваническим или электроискровым способом, а также при установке серебряных напаек.

На рис. 15.11 представлены зависимости времени нагрева разъемных контактов разъединителей РЛНД-110/600 (рис. 15.11, *а*) и РВ-10/600 (рис. 15.11, *б*).

Высокочастотные заградители. Расчетное уравнение для определения допустимой кратковременной перегрузки высокочастотных заградителей имеет следующий вид:

$$I_{доп} = I_{ном}\left(1 + \frac{40\ °C - \theta_{0.c}}{40\ °C}\right), \qquad (15.22)$$

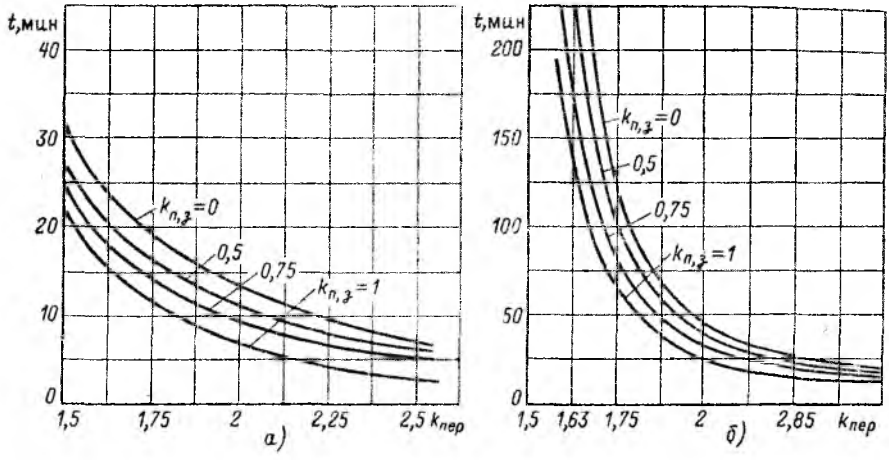
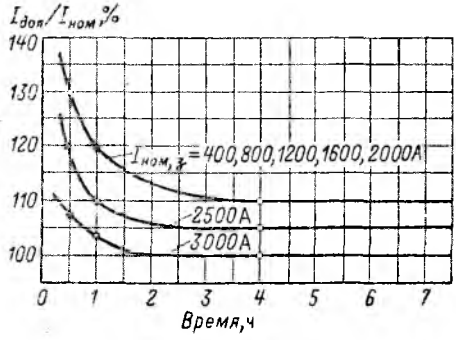


Рис. 15.11. Зависимость времени нагрева разъемных контактов разъединителей РЛНД-110/600 (*а*) и РВ-10/600 (*б*) от перегрузки

Рис. 15.12. Зависимость кратковременной перегрузочной способности заградителя, полученная на основе длительной нагрузки номинальным током при температуре окружающей среды 40 °С, от времени:

$I_{ном.з}$ – номинальный ток заградителя



где $I_{доп}$ – допустимая длительная токовая нагрузка при фактической температуре окружающей среды, А; $I_{ном}$ – номинальный ток при температуре окружающей среды + 40 °С, А; $\theta_{о.с}$ – фактическая температура окружающей среды, °С.

Вначале определяют допустимую длительную перегрузку при фактических температурах окружающей среды, отличных от 40 °С, по (15.22). Затем по кривым рис. 15.12 определяют допустимую кратковременную перегрузку с учетом предшествовавших ей условий работы заградителя, принимаемых равными полной номинальной нагрузке при температуре окружающей среды 40 °С.

Реакторы. В схемах электроснабжения к реакторам предъявляют требование обеспечения в аварийных режимах резервирования питания электроэнергией потребителей.

Если известно превышение температуры при номинальном токе, то допустимую токовую нагрузку определяют из выражения

$$I_{доп} = I_{ном}\sqrt{\frac{\theta_{доп}}{\theta_{ном}}}, \qquad (15.23)$$

где $\theta_{доп}$ – допустимое значение превышения температуры.

Систематически и длительно нагружать реактор допустимым по нагреву током нежелательно, так как такая нагрузка вызывает экономически необоснованные потери электроэнергии. Различают следующие виды перегрузок реакторов:

1) кратковременная перегрузка реактора, работавшего до этого режима при нагрузке ниже допустимой. Принимают, что до начала перегрузки обмотка реактора имела установившееся значение превышения температуры $\theta_1 < \theta_{доп}$ при токе $I_1 < I_{доп}$. При перегрузке ток возрастает до значения $I_п$ и превышение температуры определяется по известному закону

$$\theta = \theta_1 + (\theta_п - \theta_1)(1 - e^{-t/T}), \tag{15.24}$$

где t – время от начала перегрузки; T – постоянная времени нагрева обмотки; $\theta_п$ – установившееся значение превышения температуры обмотки при токе $I_п$.

Превышение температуры обмотки не должно быть выше допустимого значения. Установившееся превышение температуры считают пропорциональным току во второй степени, тогда

$$t = T \ln \frac{I_п^2 - I_1^2}{I_п^2 - I_{доп}^2}. \tag{15.25}$$

Выражают t через недогрузку в нормальном режиме $\varepsilon_1 = \frac{I_{доп} - I_1}{I_{доп}} 100$ и через кратность перегрузки $k_п = I_п / I_{доп}$ и получают следующее выражение:

$$t = T \ln \frac{k_п^2 - \left(1 - \frac{\varepsilon_1}{100}\right)^2}{k_п^2 - 1}. \tag{15.26}$$

Опытные данные показывают, что постоянную времени нагрева T кабельных обмоток бетонных реакторов с известным запасом можно принять равной 15–45 мин (большие значения соответствуют крупным реакторам);

2) длительная перегрузка одной ветви сдвоенного реактора при нагрузке второй ветви ниже допускаемой. Ветви сдвоенного реактора в эксплуатации могут быть нагружены неодинаково: одна током I_1, а другая I_2, где $I_1 > I_2$. Ветвь с нагрузкой I_1 отдает тепло не только окружающей среде, но и другой ветви. Поэтому температура ветви с нагрузкой I_1 будет ниже, чем в случае одинаковой нагрузки обеих ветвей. Следовательно, первую ветвь можно длительно перегружать. Вопрос о перегрузочной способности сдвоенных реакторов до сих пор изучен недостаточно. Ориентировочно можно полагать, что возможная перегрузка (возможные перегрузки реактора обычно выражают в процентах длительно допустимого номинального тока) в 5–7 раз меньше недогрузки одной ветви;

3) перегрузка реактора при температуре окружающей среды ниже +35 °С. При температуре воздуха ниже +35 °С можно увеличить превышение температуры обмотки. Допустимый ток при температуре воздуха ниже +35 °С равен

$$I'_{\text{доп}} = I_{\text{доп}} \sqrt{\left(1 + \frac{35 - \theta_{\text{о.с}}}{\theta_{\text{доп}}}\right)}. \qquad (15.27)$$

Согласно (15.27) допустимая перегрузка, %,

$$k_{\text{пер}} = \left(\frac{I'_{\text{доп}}}{I_{\text{доп}}} - 1\right) \cdot 100 = \left[\sqrt{\left(1 + \frac{35 - \theta_{\text{о.с}}}{\theta_{\text{доп}}}\right)} - 1\right] \cdot 100. \qquad (15.28)$$

Согласно ГОСТ 8024-69 при температуре окружающей среды ниже +35 °С реактор можно перегружать не более чем на 20% по сравнению с номинальным током.

Трансформаторы тока (ТТ). Определение перегрузочной способности ТТ сводится к определению времени нагрева наиболее нагруженных элементов аппарата до предельно допустимой температуры. Перед перегрузкой аппарат может быть загружен любым током от 0 до $I_{\text{ном}}$. Этот режим работы называют режимом предварительной загрузки, кратность которой определяют следующим образом:

$$k_{\text{п.з}} = I/I_{\text{ном}}, \qquad (15.29)$$

где I – ток, протекающий через ТТ перед перегрузкой, А; $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток ТТ, А.

В режиме предварительной загрузки нагрев аппарата может изменяться от температуры окружающей среды при $k_{\text{п.з}} = 0$ до некоторой установившейся температуры $\theta_{\text{уст}}$ при $k_{\text{п.з}} = 1$. Установившаяся температура будет меньше максимально допустимой температуры θ_{max} или равна ей по ГОСТ 8024-69. Разность $\theta_{max} - \theta_{\text{уст}}$ есть один из параметров, определяющих способность аппарата выдерживать перегрузки. Каждый аппарат наружной установки имеет гарантированный тепловой запас $\theta_{max} - \theta_{\text{уст}}$ около 35 °С.

Кратность перегрузки определяют как

$$k_{\text{пер}} = I_{\text{п}}/I_{\text{ном}}, \qquad (15.30)$$

где $I_{\text{п}}$ – ток перегрузки ТТ.

На рис. 15.13 приведены зависимости времени нагрева первичных обмоток трансформаторов тока ТФНД-35-2000/5 (рис. 15.13, *а*) и ТФНД-110-1000/5 (рис. 15.13, *б*) до предельно допустимой температуры (по ГОСТ 8024-69) 90 °С от кратности перегрузки. Для ТТ типа ТФНД при $k_{\text{п.з}} = 1$ допустима 2,5-кратная перегрузка в течение 25 – 30 мин.

Для встроенных в выключатели или силовые трансформаторы ТТ нагрев зависит от связанных с ними элементов оборудования, поэтому берут те же температуры окружающей среды, что и для выключателей или масляного трансформатора.

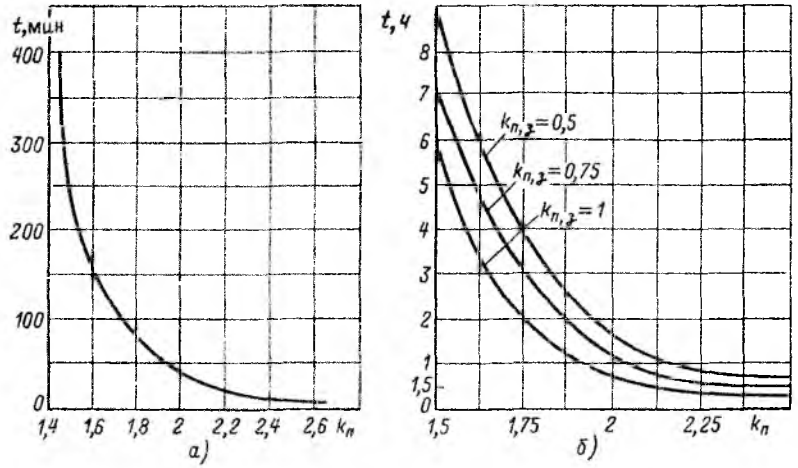


Рис. 15.13. Зависимость времени нагрева первичных обмоток ТТ ТФНД-35-2000/5 (*а*) и ТФНД-110-1000/5 (*б*) до предельно допустимой температуры 90 °С от перегрузки по ГОСТ 8024-69

Проходные изоляторы. Проходные изоляторы могут работать в установках при температурах от −45 до +40 °С при высоте установки не более 1000 м над уровнем моря. Срок их службы составляет 20 лет, интенсивность отказов – не более $6 \cdot 10^{-7}$ ч$^{-1}$.

Пробивное напряжение оценивают по формуле

$$U_{пр} = E_{пр} \frac{d}{2} \ln \frac{D}{d}, \qquad (15.31)$$

где $E_{пр}$ – пробивная напряженность для фарфора, определяется с учетом толщины стенки; D и d – соответственно наружный и внутренний диаметры тела изолятора в опасном сечении, мм.

Полученное значение $U_{пр}$ в 1,6 раза должно превышать расчетное выдерживаемое напряжение при 50 Гц для внешней изоляции в сухом состоянии. Изолятор должен иметь значительный запас по напряжению теплового пробоя, исключающий его повреждение при всех нормированных рабочих режимах и перегрузках. При температуре окружающей среды $\theta_{о.с}$ ниже 35 °С ток может быть повышен на 0,005 $I_{ном}$ на каждый градус снижения температуры, но всего не более чем на 0,1 $I_{ном}$. При температуре $\theta_{о.с}$ выше 35, но не более 60 °С допустимый ток

$$I_{доп} = I_{ном} \sqrt{\frac{75 - \theta_{о.с}}{\theta_{доп}}}.$$

Исходя из требований, предъявляемых к проходным изоляторам, и из условий их работы (проходные изоляторы могут работать в установках при температурах от −50 до +60 °С), для них допускают перегрузку 0,85 – 1,73 $I_{ном}$.

Проведенные расчеты показали, что для всех видов оборудования наружной установки перегрузку определяют аналогично перегрузке высокочастотных заградителей, поскольку они обладают такой же малой тепловой постоянной времени.

В среднем в указанных выше условиях кратковременная перегрузочная способность всего подстанционного оборудования и присоединений в целом может быть принята равной примерно 125 % номинальной.

15.4. Воздушные линии

Под перегрузкой питающих линий понимают работу их при нагрузках, превышающих номинальную. Работа электрического оборудования, находящегося в цепи питающей линии, в условиях перегрузки может иметь место как в послеаварийных, так и в эксплуатационных режимах. В послеаварийных условиях перегрузка необходима при повреждении одного элемента системы электроснабжения (СЭС) и замене его другим. В эксплуатационных условиях она требуется в случаях, когда фактическая нагрузка превышает проектную. Отказ от перегрузки в этих случаях повлек бы за собой недополучение потребителем энергии, что вызвало бы снижение производительности установленного оборудования, уменьшение планового выпуска продукции и, следовательно, существенные убытки предприятия.

Необоснованный отказ от перегрузки ВЛ приводит к тому, что строительство новых линий кроме дополнительных капиталовложений связано с трудностями, возникающими из-за отсутствия свободных трасс на территориях промышленной застройки, что имеет место в условиях бурно развивающегося городского строительства, а иногда и в сельскохозяйственных районах.

Работа ВЛ протекает в особых условиях: они постоянно находятся под высоким электрическим потенциалом, по ним проходит электрический ток и вместе с тем они постоянно подвергаются воздействию ветра, резких колебаний температуры воздуха, грозовых разрядов, гололеда, снега, изморози и т. д.

Под допустимой нагрузкой $I_{доп}$ по условию нагрева проводов понимают токовую нагрузку, повышающую температуру провода при полном безветрии ($U_в = 0{,}6$ м/с) и температуре окружающей среды 25 – 75 °С. В настоящее время известно несколько методик расчета длительно допустимых по нагреву токовых нагрузок проводов [32].

Допустимый ток определяют из условия теплового равновесия, при котором количество тепла, выделяемого в проводе протекающим током, равно количеству тепла, отдаваемого проводом в окружающую среду. Допустимую токовую нагрузку на провода определяют из выражения

$$I_{доп} = \sqrt{\frac{10\pi d s \nu (\theta_{пр} - \theta_{о.с}) k_{то}}{l\left[1 + k_{т.у.с}(\theta_{пр} - 20)\right]}}, \qquad (15.32)$$

где d – диаметр провода, мм; s – сечение провода, мм^2; ν – удельная проводимость алюминия при 20 °С, м/(Ом·мм^2); $k_{то}$ – коэффициент теплоотдачи, Вт/(см^2·°С); $\theta_{пр}$ – температура провода, °С; $\theta_{о.с}$ – температура

окружающей среды; l – длина провода, м; $k_{т,у,с}$ – коэффициент температурного увеличения сопротивления, град$^{-1}$.

Коэффициент теплоотдачи равен

$$k_{то} = k_{то,л} + k_{то,к} = 2{,}8\,(100 + 0{,}6\theta_{пр})\cdot 10^{-6} + 9\cdot 10^{-3}\sqrt{\frac{PU_в}{d}}, \quad (15.33)$$

где $k_{то,л}$ – коэффициент теплоотдачи лучеиспускания, Вт/(см$^2\cdot$°С); $k_{то,к}$ – коэффициент теплоотдачи конвекции, Вт/(см$^2\cdot$°С); P – давление воздуха, кгс/см^2 (0,1 МПа); $U_в$ – скорость ветра, м/с.

В (15.32) для заданной марки провода и фиксированной температуре его нагрева выделяют множитель, являющийся постоянной величиной, и обозначают его через a:

$$a = \frac{10\pi d s\nu}{l\,[1 + k_{т,у,с}\,(\theta_{пр} - 20)]}.$$

В (15.33) выражение $k_{то,к}$ заменяют на $k'_{то,к} = 9\cdot 10^{-3}/\sqrt{d}$ и при $P =$ $= 1$ кгс/см^2 (0,1 МПа) получают

$$I_{доп} = \sqrt{a\,(k_{то,л} + k'_{то,к}\sqrt{U_в})\,(\theta_{пр} - \theta_{о,с})}. \quad (15.34)$$

При заданном значении температуры нагрева провода допустимая токовая нагрузка зависит от переменных величин: температуры окружающей среды и скорости ветра. Одним из недостатков приведенной методики расчета допустимых токов является неучет конкретных климатических условий отдельных географических районов и времени года.

Расчет длительно допустимых по нагреву токовых нагрузок вероятностно-статистическими методами является наиболее перспективным. Применение вероятностно-статистических методов расчета допустимых токов позволяет определять нагрузочную способность проводов с заданной вероятностью. Длительно допустимый ток по проводу для других, чем принято в ПУЭ, температурных условий определяют по формуле

$$I'_{доп} = I_1\sqrt{\frac{\theta_{пр} - \theta_2}{45}}, \quad (15.35)$$

где I_1 – длительно допустимый ток по ПУЭ; $\theta_{пр}$ – предельно допустимая температура провода, °С; θ_2 – температура воздуха для данных конкретных условий, °С.

Ниже приведены значения поправочных коэффициентов при температурах, отличных от 25 °С, рекомендуемых в ПУЭ:

Температура воздуха, °С	−40	−35	−30	−25	−20	−15	−10	−5	0	+5	+15	+25	+35	+45	+50
Поправочный коэффициент	1,56	1,53	1,49	1,45	1,41	1,38	1,33	1,29	1,25	1,2	1,1	1	0,88	0,74	0,67

При температуре провода $+70\,^{\circ}C$ и температуре окружающей среды $-40\,^{\circ}C$ допустимая токовая нагрузка на провод может быть увеличена на 56 %.

Активные сопротивления и проводимости ВЛ не являются постоянными, а изменяются в широких пределах. Активное сопротивление сталеалюминиевых проводов R_a можно выразить следующей формулой:

$$R_a = k_{п.э} k_{э.б} R = k_{д.п} R, \tag{15.36}$$

где $k_{п.э}$ – коэффициент поверхностного эффекта; $k_{э.б}$ – коэффициент эффекта близости; $k_{д.п}$ – коэффициент добавочных потерь; R – омическое сопротивление, т. е. сопротивление проводника постоянному току:

$$R = \frac{\rho_{\theta_0}\left[1 + k_{т.у.с}\left(\theta_{пр} - \theta_0\right)\right] l}{s} = \frac{\rho_0 l}{s}, \tag{15.37}$$

где ρ_{θ_0} – удельное сопротивление проводника при температуре 20 °C, Ом·см; $k_{т.у.с}$ – коэффициент температурного увеличения сопротивления, 1/°C; $\theta_{пр}$ – температура проводника, °C; ρ_θ – удельное сопротивление проводника при температуре θ; l – длина проводника, м; s – сечение проводника, мм^2.

При расчетах активное сопротивление сталеалюминиевого провода принимают равным активному сопротивлению алюминиевого провода того же сечения. Однако в действительности активное сопротивление сталеалюминиевого провода отличается от сопротивления алюминиевого провода того же сечения.

Активное сопротивление ВЛ зависит от его температуры, т. е.

$$R_{\theta_{пр}} = R_{20}\left[1 + k_{т.у.с}\left(\theta_{пр} - 20\right)\right], \tag{15.38}$$

где $R_{\theta_{пр}}$ – сопротивление провода при температуре $\theta_{пр}$; R_{20} – погонное сопротивление материала провода при $+20\,^{\circ}C$; $\theta_{пр}$ – температура провода, °C.

Из (15.32) температура провода с учетом (15.33) равна

$$\theta_{пр} = -\left(\frac{250}{3} - \frac{\theta_{о.с}}{2} + \frac{18\,750}{7}\sqrt{\frac{U_в}{d}} - \frac{5I^2R_{20}}{42\pi d}\right) \pm$$

$$\pm \sqrt{\left(\frac{250}{3} - \frac{\theta_{о.с}}{2} + \frac{18\,750}{7}\sqrt{\frac{U_в}{d}} - \frac{5I^2R_{20}}{42\pi d}\right)^2 + \rightarrow}$$

$$\rightarrow + \left(\frac{500}{3} + \frac{37\,500}{7}\sqrt{\frac{U_в}{d}}\right)\theta_{о.с} + \frac{1150I^2R_{20}}{21\pi d}. \tag{15.39}$$

Из (15.38) и (15.39) видно, что при заданной конструкции фазы линии активное сопротивление провода является функцией трех переменных величин: рабочего тока, температуры окружающей среды и скорости

ветра. Таким образом, активное сопротивление проводов в большей степени зависит от режимных и метеорологических условий, чем от конструкции проводов и их разрушения под действием коррозии.

При работе температура провода меняется в соответствии с изменениями рабочего тока в линии, температуры окружающей среды и условий охлаждения провода. Факторы, определяющие температуру провода, являются случайными. Следовательно, случайными будут и изменения *активного сопротивления*.

Представляет интерес статистическая оценка возможных вариаций сопротивления ВЛ в условиях какого-нибудь характерного режима, например режима вечернего максимума нагрузок. Результаты статистического анализа свидетельствуют о нормальном законе распределения температуры окружающей среды, а также изменений активной нагрузки линии, функционально связанной с рабочим током. Пределы возможных изменений активного сопротивления конкретной ВЛ при случайных изменениях влияющих на него факторов составляют $\pm 7\%$ математического ожидания с вероятностью 0,96.

Увеличение сопротивления провода при перегрузке на $30-50\%$ по сравнению с сопротивлением, соответствующим расчетной нагрузке, например для провода АС25, возможно на $12-16\%$. Потери напряжения в данном случае могут увеличиваться сверх нормы на $0{,}8-1{,}6\%$.

Потери мощности в проводе одной фазы при перегрузках зависят от рабочего тока в проводе и его сопротивления, т. е.

$$\Delta P_{\text{пр}} = I^2 R_{\theta_{\text{пр}}} = I^2 R_{20} [1 + k_{\text{т.у.с}} (\theta_{\text{пр}} - 20)]. \qquad (15.40)$$

Потери мощности в проводах одной фазы изменяются в зависимости от тока в проводе и его температуры. Потери мощности для проводов марки А, М и АС приведены в [2, 18, 19].

В условиях эксплуатации ток, проходящий по проводам ВЛ, изменяется в соответствии с графиком электрических нагрузок. В связи с этим постоянно изменяется температура провода и его стрела провеса, определяющая основной габарит – расстояние от низшей точки подвеса провода до земли. Задачей расчета проводов в нормальном режиме работы ВЛ является определение напряжений в материале и стрелы провеса проводов при конкретных климатических условиях. Стрела провеса при перегрузках ВЛ является одним из наиболее важных факторов, который требует точного расчета.

Как известно из теории механического расчета проводов и тросов ВЛ, напряжение в проводе и стрелу провеса при изменении атмосферных условий для различных длин пролетов определяют с помощью уравнения *состояния провода, имеющего следующий вид*:

$$\sigma - \frac{\gamma^2 l^2 E}{24\sigma^2} = \sigma_0 - \frac{\gamma_0^2 l^2 E}{24\sigma_0^2} - k_{\text{л.р}} E (\theta - \theta_{\text{о.с}}), \qquad (15.41)$$

где σ_0 и σ – напряжения в низшей точке провода в начальном (до изменения климатических условий) и искомом (после изменения климатических условий) состояниях, кгс/см^2 (МПа); γ_0 и γ – соответствующая

приведенная нагрузка, кгс/см^2 (МПа); $\theta_{о.с}$ и θ – соответствующая температура окружающей среды и провода, °С; E – модуль упругости материала провода, кгс/см^2 (МПа); $k_{л.р}$ – температурный коэффициент линейного расширения, 1/град; l – длина пролета, м.

Стрела провеса провода при одинаковой высоте точек подвеса и найденном по (15.40) напряжении в проводе определяется по формуле

$$f = \frac{\gamma l^2}{8\sigma}. \qquad (15.42)$$

Расчет ВЛ по определению стрелы провеса провода проводят при следующих сочетаниях климатических условий:

1) провода и тросы покрыты гололедом, температура окружающей среды 5 °С, скорость ветра 25 % максимальной скорости [1];

2) провода и тросы покрыты гололедом, температура окружающей среды 5 °С, ветер отсутствует;

3) имеет место наибольший нормативный скоростной напор ветра, температура 5 °С, гололед отсутствует;

4) имеет место среднегодовая температура, ветер и гололед отсутствуют;

5) имеет место низшая температура, ветер и гололед отсутствуют;

6) имеет место высшая температура, ветер и гололед отсутствуют.

В (15.41) вместо θ подставляют температуру провода, а вместо $\theta_{о.с}$ – температуру из приведенного сочетания климатических условий; определяют напряжение в проводе при заданных условиях; по (15.42) получают стрелу провеса провода при перегрузке ВЛ и сравнивают ее с максимальной.

Анализируя зависимости стрелы провеса проводов от коэффициента перегрузки, можно сделать вывод, что 25 – 30 %-ная перегрузка возможна практически во всех рассматриваемых случаях. Расчет стрелы провеса провода по шести сочетаниям климатических условий показывает, что нарушение габарита имеет место при расчете по п. 6 (температура +40 С, скорость ветра 0,6 м/с, т. е. самый неблагоприятный режим, который возможен в пустынях и широтах, близких к экватору).

Перегрузка ВЛ имеет место, как правило, в осенние и зимние месяцы, т. е. во время максимума нагрузки, а также при температуре окружающей среды значительно ниже нуля и габаритах провода до земли, значительно больших нормы.

Все изложенные выше соображения позволяют сделать вывод о том, что перегрузка ВЛ на 30 – 35 % возможна практически всегда при сохранении нормального габарита до земли. При определенных сочетаниях климатических условий перегрузочная способность ВЛ может достигать 50, а иногда и 75 %.

15.5. Инженерная методика расчета допустимых перегрузок воздушных линий в системах промышленного электроснабжения

При проектировании и эксплуатации систем электроснабжения промышленных предприятий возникает необходимость перегрузки на некоторое время воздушной линии. Выше были приведены необходимые теоре-

тические расчеты, доказывающие возможность перегрузки ВЛ в системах электроснабжения промышленных предприятий. Ниже приводится инженерная методика расчета допустимых перегрузок ВЛ. Использование этой методики позволяет достаточно просто определить допустимые перегрузки. Для этой цели приведенные выше расчеты сведены в номограммы для определения возможной перегрузки провода ВЛ в зависимости от окружающей среды. В [32] даны расчеты нагрева и охлаждения проводов различных марок при различных скоростях ветра и условиях окружающей среды. На основании расчетов потерь мощности при различных коэффициентах перегрузки строят номограммы. Ниже приведен порядок пользования ими.

На рис. 15.14 по оси ординат отложены тепловые потери на охлаждение провода $\theta_{охл}$, а по оси абсцисс – скорость ветра $v_в$ при фиксированной температуре окружающей среды (0, +40, −40 °С). В этом случае получают данные, которые фиксируют в левой части номограммы.

В правой части номограммы по оси ординат откладывают теплоотдачу провода $\theta_{наг}$ или потери мощности в нем, а по оси абсцисс – кратность допустимой перегрузки по отношению к номинальной $k_п$.

Зависимости даны при температурах провода 50, 70, 80 и 90 °С и перегрузках 1 – 2 номинальных значений. Зависимости тепловых потерь приведены при температурах провода 70, 80 и 90 °С, при температуре окружающей среды 0, +40, −40 °С и скоростях ветра 1 – 5 м/с.

Возможную перегрузку провода АС определяют по номограмме, приведенной на рис. 15.14, при следующих условиях: скорость ветра $U_в$ = = 1,5 и 2 м/с; температура провода $\theta'_{пр} = 80$ и 70 °С и температура воздуха $\theta'_в = +40$ и 0 °С.

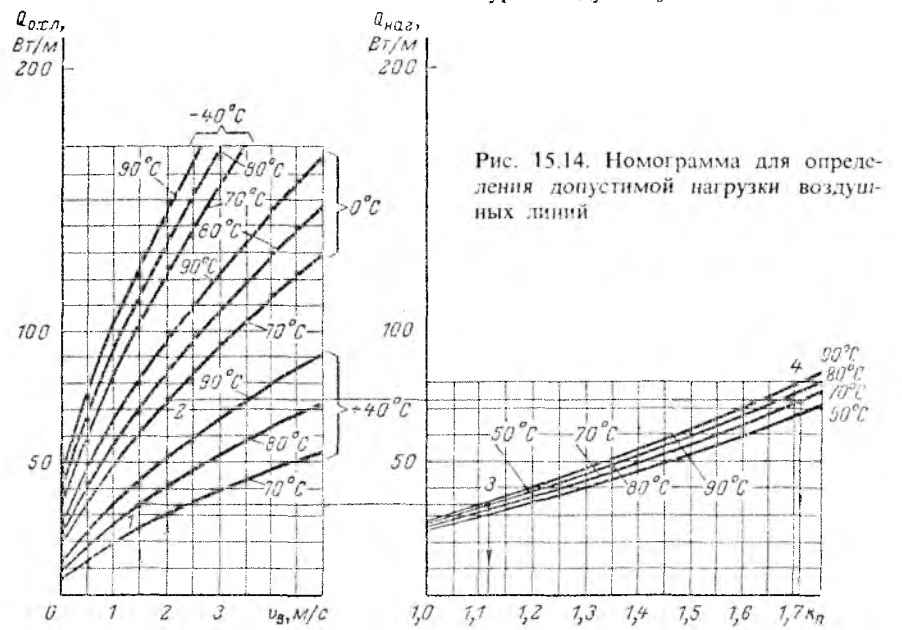


Рис. 15.14. Номограмма для определения допустимой нагрузки воздушных линий

Возможную перегрузку определяют следующим образом: от оси абсцисс (при скорости ветра 1,5 м/с) проводят перпендикуляр до пересечения с кривой, соответствующей температуре провода 80 °С, температуре воздуха +40 °С, и находят точку *1*.

Из точки *1* проводят прямую, параллельную оси абсцисс, до пересечения ее с кривой второй номограммы, соответствующей температуре провода 80 °С, и находят точку *3*.

Из точки *3* опускают перпендикуляр до пересечения с осью абсцисс и получают кратность допустимой перегрузки, в нашем случае $k_п = 1{,}15$.

При скорости ветра 2 м/с получают точки *2* и *4* при температуре провода 70 °С и температуре воздуха 0 °С. Кратность допустимой перегрузки $k_п = 1{,}71$.

Таким образом, зная марку провода ВЛ и метеорологические условия в местах прохождения линии, определяют возможную перегрузку данной линии. В [32] приведены номограммы для проводов марки А, АС, М, по которым определяют возможную перегрузку ВЛ в более широких пределах.

15.6. Допустимая перегрузка кабельных линий

Допустимые длительные токовые нагрузки на кабели напряжением до 35 кВ с изоляцией из пропитанной кабельной бумаги в свинцовой, алюминиевой или поливинилхлоридной изоляции принимают в соответствии с допустимыми температурами нагрева жил кабелей. Эти температуры в зависимости от номинального напряжения кабеля равны

$U_{ном}$, кВ	До 3	До 6	До 10	До 35
$\theta_{пр}$, °С	80	65	60	50

В процессе эксплуатации систем электроснабжения приходится решать вопрос о необходимости перегрузки кабельных линий. Такая необходимость возникает при проведении профилактических ремонтов и испытаний или при аварийном отключении одной из цепей системы электроснабжения.

Существует два вида допустимых перегрузок кабельных линий: перегрузка за счет недогрузки кабельной линии в нормальном режиме и перегрузка на время ликвидации повреждений в системе электроснабжения.

В соответствии с «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» допустимая перегрузка кабельных линий зависит от значения и длительности максимума нагрузки линии в нормальном режиме и от способа прокладки кабелей.

Кабельные линии напряжением до 10 кВ за счет недогрузки в нормальном режиме можно кратковременно перегружать в пределах, указанных в табл. 15.13.

На время повреждений для кабельных линий напряжением до 10 кВ включительно допускают перегрузки в течение 5 сут в пределах, согласно табл. 15.13.

Таблица 15.13. **Допустимая перегрузка кабельных линий**

Коэффициент загрузки в нормальном режиме	Вид прокладки	Коэффициент допустимой перегрузки в зависимости от напряжения и длительности максимума, ч					
		До 10 кВ			20—35 кВ		
		1	2	6	1,5	2	3
0,6	В земле	1,5	1,35	1,25	1,35	1,3	1,15
	В воздухе	1,35	1,25	1,25	1,25	1,15	1,1
	В трубах в земле	1,3	1,2	1,15	1,2	1,1	1
0,8	В земле	1,35	1,25	1,2	1,2	1,15	1,1
	В воздухе	1,3	1,25	1,25	1,2	1,15	1,1
	В трубах в земле	1,2	1,15	1,1	1,1	1,05	1

Допустимую перегрузку кабельных линий, находящихся в эксплуатации длительное время (более 15 лет), принимают на 10% ниже, чем указано в табл. 15.13. Перегрузка кабельных линий напряжением 20—35 кВ Правилами технической эксплуатации не допускается.

Глава шестнадцатая

ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

16.1. Общие положения

Научно-техническая революция в нашей стране привела к усложнению систем промышленного электроснабжения. Поэтому отставание в развитии электроэнергетики от роста электропотребления в народном хозяйстве может привести к таким нежелательным явлениям, как снижение роста благосостояния и производительности труда. Неуклонный рост электрификации промышленности, транспорта, сельского хозяйства и быта находится в прямой зависимости от своевременного развития электроэнергетики как ведущей отрасли народного хозяйства. В связи с большими затратами государственных средств на развитие электроэнергетики особое значение имеет рациональная эксплуатация и проектирование систем электроснабжения промышленных предприятий, городов, транспорта и сельского хозяйства.

Методы разработки оптимальной системы электроснабжения сводятся к отысканию минимума народнохозяйственных затрат на ее сооружение. Исследование и построение оптимальных систем электроснабжения разбивается на анализ и синтез систем. При этом задача анализа систем состоит в изучении поведения и свойств системы, если заданы характеристики электрической системы (источника питания), структура системы (модель), характеристики системы электроснабжения (численные значения параметров). Очень часто задачи анализа систем сводятся к расчету численных значений показателей их эффективности.

Задача синтеза систем заключается в выборе оптимальных (в том или ином смысле) структуры системы и ее внутренних параметров при заданных характеристиках источников питания с учетом ограничений, накладываемых на систему электроснабжения. Иногда задачу синтеза ста-

вят как задачу отыскания структуры системы или ее внутренних параметров, определяющих заданное значение критерия эффективности.

Из приведенного выше определения ясно, что необходимость решения задач синтеза возникает как на этапе проектирования системы электроснабжения (синтез структуры системы), так и в процессе ее эксплуатации.

Исследование системы электроснабжения начинается с формулировки задачи, в которой должны быть раскрыты главная цель и основные условия, с учетом которых решается данная задача.

Следующий этап – содержательное описание и точная постановка задачи. Здесь необходимо четко определить основное содержание задачи, установить границы ее решения, выявить основные факторы, влияющие на систему электроснабжения и происходящие в ней процессы, и определить отношения между ними. В сущности этот (начальный) этап является самым важным, так как правильное решение любой задачи зависит прежде всего от того, насколько верно она понята, что в действительности она собой представляет и в чем ее сложность.

В результате этого этапа проработки задачи выясняются цель и назначение рассматриваемой системы электроснабжения, информация об учитываемых параметрах источников питания (электрической системы), устанавливается совокупность допущений, в рамках которых решается задача. Задача выбора оптимальной системы электроснабжения может считаться поставленной корректно, если используемая для решения информация является полной (достаточной для получения конечного результата) и непротиворечивой. На этом же этапе осуществляется выбор критерия для оценки эффективности рассматриваемой системы.

Следующим этапом является формализация задачи, которая включает в себя разработку модели системы электроснабжения и аналитическое представление выбранного критерия эффективности.

Модель системы электроснабжения, получаемая на этапе формализации, должна обладать следующими свойствами:

1) независимостью результатов решения задачи в соответствии с выбранной моделью от конкретного физического толкования смысла элементов этой модели, т. е. от физической природы рассматриваемой системы электроснабжения, описываемой выбранной моделью;

2) содержательностью, т. е. способностью модели отражать существенные стороны и свойства процессов, происходящих в реальной системе электроснабжения;

3) дедуктивностью, т. е. возможностью конструктивного использования модели для получения результата с использованием средств и методов той научной области, в терминах которой формализована рассматриваемая задача (построена модель).

При разработке модели необходимо:

а) выявить факторы, оказывающие влияние на ход реальных процессов или их результаты;

б) выбрать те из них, которые поддаются формализованному представлению, т. е. могут быть выражены количественно;

в) объединить по возможности выявленные факторы по общим признакам, обоснованно сократив их перечень;

г) установить количественные соотношения между факторами.

Разработка оптимальной системы электроснабжения является ответственным этапом решения задачи. Дело в том, что требования содержательности и дедуктивности модели противоречивы по своему существу. В самом деле, удовлетворяя требованию содержательности, в модели системы электроснабжения необходимо учесть как можно большее количество факторов реального процесса. Но при этом, естественно, модель становится более сложной, что затрудняет ее исследование и получение окончательных результатов. С другой стороны, желание получить результат возможно более простым путем приводит к необходимости упрощения модели, что снижает ее содержательность.

Важным также является выбор критерия для оценки эффективности системы электроснабжения. В соответствии с основным принципом теории исследования операций критерий выбирают в полном соответствии с поставленной задачей. Для обоснованного выбора критерия оценки эффективности системы электроснабжения необходимо четко представлять назначение системы и характер выполняемых ею функций. Выбранный критерий должен иметь количественное выражение, быть критичным по отношению к конкретным значениям основных параметров электрической системы и рассматриваемой системы электроснабжения, эффективным в статистическом отношении (обладать малой дисперсией) и иметь возможно более простое аналитическое выражение.

Следующий этап – исследование разрешимости задачи, который заключается в:

1) исследовании принципиальной разрешимости;

2) выборе метода решения;

3) исследовании технической осуществимости и целесообразности решения поставленной задачи нахождения оптимальной системы выбранным методом.

При исследовании принципиальной разрешимости необходимо установить, имеются ли среди средств и методов научной области, в терминах которой построена модель, такие, при использовании которых возможно получение результата. Если принципиально невозможно получить решение задачи таким образом, необходимо вернуться к этапу формализации задачи или даже к более ранним этапам решения, так как в этом случае модель не удовлетворяет требованию дедуктивности. Выбор метода решения имеет принципиальное значение в общей схеме решения задачи и зависит прежде всего от того, детерминированной или стохастической является модель рассматриваемой системы.

Модель называют детерминированной, если информация о состоянии и поведении системы на некотором интервале позволяет полностью описать поведение системы вне этого интервала. Если же это сделать невозможно, например из-за того, что некоторые или все параметры системы являются случайными величинами, то модель называют стохастической.

Характер используемой модели (детерминированная или стохастическая) определяется, с одной стороны, содержанием решаемой задачи, а с другой, – требуемой точностью решения.

Выше указывалось, что задачи исследования сложных систем подразделяют на задачи анализа и синтеза. В соответствии с видом задачи (анализ или синтез) и характером используемой модели (детерминиро-

ванная или стохастическая) используют соответствующий математический аппарат.

При выборе метода решения задачи определяющими моментами являются полнота и точность исходной информации. Если последняя является неточной и неполной, удовлетворительные результаты обеспечивают приближенные методы решения, преимущество которых перед точными состоит в существенно большой простоте реализации. В связи с этим возникает проблема тщательного изучения эффективности использования приближенных методов, обеспечивающих решение, близкое к оптимальному.

Выбор метода решения задачи связан с его технической осуществимостью, которая зависит от технической оснащенности вычислительного процесса. Если количество операций, необходимых для проведения вычислительной процедуры, оказывается настолько большим, что осуществить ее имеющимися вычислительными средствами в приемлемое время невозможно, то нужно вернуться к одному из более ранних этапов решения задачи. Следует отметить, что решение задачи нецелесообразно, если результат решения устаревает к моменту получения и его использование не имеет смысла.

Следующим этапом является разработка алгоритма решения задачи построения оптимальной системы электроснабжения. Алгоритм представляет собой конечный упорядоченный набор правил, указывающих, какие действия и в каком порядке необходимо выполнить, чтобы после конечного числа шагов получить искомое решение.

16.2. Физическое и математическое моделирование

В процессе исследования систем электроснабжения с помощью моделей используют физическое или математическое моделирование.

Физическое моделирование осуществляется путем воспроизведения исследуемого процесса на модели, имеющей в общем случае отличную от оригинала природу, но одинаковое математическое описание процесса функционирования. При этом физические процессы, протекающие в модели и оригинале, являются подобными. Физическое моделирование позволяет провести исследование процесса и систем, непосредственный анализ которых затруднен или невозможен. Использование физической модели позволяет также определить влияние различных параметров на протекание изучаемых процессов и уточнить структуру системы электроснабжения. Физические процессы в сложных системах, как правило, описывают совокупностью дифференциальных уравнений, включающих большое число переменных, непосредственную связь между которыми установить аналитически трудно или невозможно. Метод физического моделирования позволяет преодолеть эти трудности путем выбора в качестве модели такого объекта, в котором зависимость между различными параметрами можно обнаружить непосредственными измерениями. Кроме того, физическое моделирование часто позволяет иллюстрировать сложное явление и объяснить его при помощи более простых явлений с целью познания оригинала.

Математическое моделирование состоит в использовании для исследования системы совокупности математических соотношений (формул, уравнений, неравенств, логических условий, операторов и т. д.), определяющих структуру системы и описывающих ее поведение. Математическая модель реальной системы электроснабжения (отдельных ее узлов) является абстрактным, формально описанным объектом, изучение которого возможно математическими методами. Сложность и многообразие процессов функционирования реальных систем электроснабжения не позволяют строить для них абсолютно адекватные математические модели. Формализованная математическая модель отображает лишь наиболее существенные закономерности изучаемого процесса, происходящего в реальной системе, и оставляет в стороне второстепенные вопросы. Эта формализованная модель должна обладать независимостью результатов исследования от конкретного физического истолкования смысла элементов модели, содержательностью, дедуктивностью.

Математическая модель системы электроснабжения (отдельных ее узлов) содержит, как правило, описание множества возможных состояний системы и описание закона, в соответствии с которым система переходит из одного состояния в другое.

Множество возможных состояний системы называют пространством состояний системы. Оно может быть непрерывным или дискретным. Каждое состояние может быть охарактеризовано численным значением одного или нескольких параметров системы. В соответствии с этим пространство состояний называют скалярным или векторным.

Закон, в соответствии с которым система переходит из одного состояния в другое (его называют функцией перехода или оператором перехода), может иметь различный характер в зависимости от того, непрерывным или дискретным является пространство состояний, детерминированным или стохастическим является процесс эволюции системы.

Успешность решения задач анализа систем зависит в первую очередь от сложности аналитического описания поведения всей системы в целом. В соответствии с этим возможны следующие основные способы использования математических моделей для исследования систем электроснабжения:

1) аналитическое исследование;
2) исследование с помощью численных методов;
3) моделирование на аналоговых вычислительных машинах (АВМ);
4) моделирование на цифровых вычислительных машинах.

Проведение аналитического исследования предполагает наличие достаточно полного и точного аналитического описания эволюции системы в целом.

Как правило, математическая модель в первоначальном виде непригодна для непосредственного аналитического исследования. Например, математическая модель может не содержать в явном виде искомых величин. В этом случае необходимо трансформировать первоначальную модель в такую систему соотношений относительно искомых величин, которая допускает получение результата аналитическими методами. При этом появляется возможность получить достаточно полную информацию о функционировании изучаемых систем, что и объясняет стремление к

аналитическому исследованию систем в первую очередь. Однако применить такое исследование на практике удается сравнительно редко, так как преобразование математической модели в совокупность соотношений, допускающих эффективное получение результата, в большинстве случаев оказывается весьма трудной задачей. Если аналитическое представление математической модели затруднительно, а упрощение задачи ведет к недопустимо грубым результатам, от аналитического исследования отказываются и переходят к другим способам использования математических моделей.

Исследование процессов в реальной системе электроснабжения при помощи численных методов находит более широкое применение, особенно в связи с интенсивным внедрением быстродействующих вычислительных машин. Содержание работы при численном исследовании процессов, происходящих в системе электроснабжения, остается в основном тем же, что и при использовании аналитических методов. Отличие состоит в том, что после выполнения наиболее трудоемкой части исследования – преобразования математической модели в систему уравнений относительно искомых величин – необходимо реализовать соответствующий численный метод вручную или с применением вычислительной техники для получения решения.

Следует иметь в виду, что класс уравнений, допускающих приближенное (со сколь угодно высокой точностью) решение, значительно шире, чем класс уравнений, доступных аналитическому исследованию. Вместе с тем решение задачи при использовании численных методов обычно бывает менее полным по сравнению с аналитическим исследованием, так как не выявляет структуру и характер функционирования системы электроснабжения в целом, а лишь позволяет оценить ее состояние при выбранных значениях параметров.

Знание математической модели системы электроснабжения позволяет использовать для ее анализа моделирование на АВМ. При этом характерно воспроизведение процессов, описываемых математической моделью, с сохранением их логической структуры, последовательности во времени, а иногда и физического содержания.

В отличие от аналитического и численного методов исследования систем содержание операций, выполняемых при моделировании на АВМ, практически не зависит от того, какие величины выбраны в качестве искомых. Для оценки искомых величин может быть использована любая подходящая доступная регистрация информации, характеризующая модель.

Аналоговые модели оказываются особенно удобными при моделировании непрерывных процессов, но их трудно использовать при анализе дискретных процессов, в частности для моделирования систем, в процессе функционирования которых осуществляется большое количество логических операций.

Наиболее универсальным средством исследования математических моделей являются ЭВМ. Для моделирования реальной системы электроснабжения на ЭВМ необходимо преобразовать ее математическую модель в специальный моделирующий алгоритм. В соответствии с этим алгоритмом в машине вырабатывается информация, описывающая элементарные явления исследуемого процесса с учетом их связей и взаимных

влияний. Требуемая часть информации выводится из ЭВМ на печать и ее используют для определения результирующих характеристик системы. В большинстве случаев моделирование процесса функционирования системы на ЭВМ производится с учетом случайных факторов. Поэтому этот метод называют методом статистического моделирования. Структура моделирующего алгоритма мало зависит от совокупности искомых величин и определяется в основном математической моделью системы. В то же время на универсальной ЭВМ может быть реализован любой формальный алгоритм. Поэтому для исследования процессов методом статистического моделирования нет необходимости всякий раз при разработке нового алгоритма создавать специальные моделирующие установки или специализированные цифровые машины. Для этого достаточно использовать универсальную ЭВМ, обладающую большим быстродействием и памятью.

Особенность метода статистического моделирования состоит в том, что результаты, получаемые при однократном моделировании исследуемого процесса, следует расценивать лишь как реализации случайного процесса. Каждая из таких реализаций в отдельности не может служить объективной характеристикой рассматриваемой системы электроснабжения. Поэтому искомые величины при исследовании систем методом статистического моделирования обычно определяют усреднением по данным большого числа реализаций. Если при этом количество реализаций N достаточно велико, то по закону больших чисел получаемые оценки приобретают статистическую устойчивость (порядок дисперсии оценок равен $1/N$) и с достаточной для практики точностью могут быть приняты в качестве приближенных значений искомых величин.

16.3. Методы классического анализа в технико-экономических расчетах систем электроснабжения

К важнейшим вопросам, которые должны быть решены в процессе проектирования систем электроснабжения, относятся следующие:

1) расчет электрических нагрузок;

2) выбор наиболее рациональной с точки зрения технико-экономических показателей схемы питания;

3) технически и экономически обоснованный выбор числа и мощности трансформаторов для главной понизительной и цеховых подстанций;

4) выбор экономически целесообразного режима работы трансформаторов;

5) выбор рациональных напряжений в схеме, определяющих капиталовложения, расход цветного металла, потери электроэнергии и эксплуатационные расходы;

6) выбор электрических аппаратов, изоляторов и токоведущих устройств в соответствии с требованиями технико-экономической целесообразности;

7) выбор сечений проводов, шин и жил кабелей в зависимости от ряда технических и экономических факторов;

8) установление необходимости и выбор целесообразной мощности собственных электростанций и генераторных установок;

9) оптимизация показателей качества электроэнергии в системе электроснабжения;

10) оценка надежности систем электроснабжения;

11) устойчивость работы системы электроснабжения при кратковременных перерывах питания;

12) выбор трасс и способа прокладки электрических сетей с учетом коммуникаций энергохозяйства в целом.

Следует отметить, что решение задач промышленной электроэнергетики может быть получено, как правило, несколькими техническими способами. Многовариантность задач оптимизации систем электроснабжения обусловливает проведение технико-экономических расчетов, целью которых является экономическое обоснование выбранного технического решения. Важность этого положения обосновывается тем, что более 1/3 всех суммарных капиталовложений в стране расходуют на добычу, переработку, транспортировку и хранение энергетических ресурсов и генерирование, передачу, распределение и потребление всех видов энергии в народном хозяйстве нашей страны.

В настоящее время основным документом, в котором обобщены и методически оформлены руководящие указания по экономическим расчетам в области промышленной электроэнергетики, является «Методика технико-экономических расчетов в энергетике», в соответствии с которой единственным критерием выбора технического решения является его экономическая целесообразность. Проведение технико-экономических расчетов требует выполнения большого количества трудоемких вычислений, для автоматизации которых применяют ЭВМ. С созданием быстродействующих и обладающих достаточно большой памятью ЭВМ численный метод стал основным методом решения различных задач при исследовании и проектировании систем промышленного электроснабжения.

Для решения поставленных задач оптимального построения систем электроснабжения применяют методы приближения функций (методы интерполяции и аппроксимации), рассмотренные в гл. 4.

16.4. Стохастическое моделирование

Для оптимального проектирования и эксплуатации систем электроснабжения важное место в ряду многих математических методов занимают методы теории вероятностей и математической статистики. Это связано с тем, что большое влияние на работу систем электроснабжения оказывают параметры, носящие случайный характер. К таким параметрам относят нагрузки промышленных предприятий, отклонения и колебания напряжения и отказы элементов систем электроснабжения.

Анализ нагрузок промышленных предприятий необходим для определения расчетных нагрузок, обоснованного выбора электрической аппаратуры и рационального режима электропотребления, а также составления электробалансов отдельных потребителей или всего предприятия, установления экономически целесообразных норм электропотребления [18].

Следствием случайного характера нагрузок является случайное изменение отклонений напряжения, исследование законов поведения которых необходимо для оценки качества напряжения и определения размеров

материального убытка, вызываемого отклонениями напряжения. Случайными являются также длительности работы электрооборудования без отказов. Характеристики этих случайных величин необходимы для оценки надежности функционирования электрооборудования и оценки убытка от перерывов электроснабжения.

Для определения характеристик случайных величин при анализе систем электроснабжения существенным затруднением является малое количество статистической информации. Это объясняется тем, что отказы электрооборудования сравнительно редки и информация об отказах малочисленна. Для получения большого объема статистической информации об отказах следовало бы проводить многолетние наблюдения за работой однотипного оборудования, что или слишком задержало бы получение результатов исследования и рекомендаций, или иногда невозможно из-за замены оборудования в связи с естественным развитием и усовершенствованием производства.

Что касается других случайных величин – электрических нагрузок промышленных предприятий и отклонений напряжения, то получение большого количества статистической информации связано со значительными трудностями и затратами рабочего времени. Кроме того, обработка статистического материала большого объема с целью проверки согласия и оценки параметров гипотетического закона распределения вероятностей является трудоемкой операцией и осуществляется на цифровых вычислительных машинах. Установление минимального объема статистической информации, необходимой и достаточной для получения достоверных результатов статистической обработки при анализе таких случайных величин, как электрические нагрузки и отклонения напряжения, является не только целесообразным, но и необходимым.

Ниже предлагается методика проверки гипотезы о виде закона распределения вероятностей и о значении параметров этого закона по малым выборкам, состоящая в совместном применении нескольких критериев согласия, основанных на различных принципах. Выдвинутая гипотеза принимается только в случае согласия по всем применяемым критериям. С помощью предлагаемой методики проверки согласия проведено статистическое исследование большого числа малых выборок, в результате чего установлена величина минимального допустимого объема выборочных данных для проверки гипотезы случайных величин – экспоненциального и нормального.

Для проверки достоверности оценки параметров гипотетического закона распределения вероятностей по данным малых выборок применяют метод доверительных интервалов. С помощью этого метода установлен минимальный объем выборки, достаточный для достоверной оценки параметров экспоненциального и нормального законов распределения вероятностей.

При применении рекомендуемой методики проверки согласия для случая малых выборок установлены нижние пределы объемов выборочных данных, позволяющих с достаточной достоверностью определять основные характеристики генеральной совокупности случайной величины по выборочным данным малых объемов.

Результаты исследования показали, что при нормальном законе рас-

пределения вероятностей генеральной совокупности электрических нагрузок или электропотребления, из которой получена эмпирическая выборка, для достоверной оценки вида закона распределения и его параметров достаточна выборка из 20 элементов при условии применения предлагаемой методики статистической обработки малых выборок.

При гипотезе об экспоненциальном законе распределения вероятностей отказов электрооборудования для получения аналогичных характеристик случайной величины достаточно наличие выборки из пяти и более элементов.

а) **Методика проверки гипотезы согласия для случая малых выборок.** В основу рекомендуемой методики проверки гипотезы согласия для случая малых выборок (при $5 \leqslant n < 30$) положено соображение, высказанное некоторыми авторами [33]. Оно заключается в том, что при малом объеме статистической информации для проверки гипотезы согласия целесообразно применение не одного, а одновременно нескольких критериев математической статистики, причем критерии должны быть основаны на различных принципах и характеризовать рассматриваемую выборку с различных позиций, тем самым дополняя друг друга.

Принцип одновременного применения нескольких критериев заключается в следующем. Предположим, что проверяется некоторая гипотеза согласия H_0. Если хотя бы по одному из критериев гипотеза отвергается, то при окончательном выводе гипотеза H_0 не принимается.

Для вывода о том, что гипотеза H_0 не противоречит статистическим данным, необходимо, чтобы согласно всем применяемым критериям гипотеза H_0 не отвергалась. Для указанной цели рекомендуется применение четырех критериев, основанных на различных принципах, каждый из которых применим для случая малых выборок, отобранных также из соображений относительной простоты процедуры применения: критерия Месси (модификация критерия Колмогорова), критерия Хельвига, критерия знаков и критерия количества серий [33].

1. Критерий Месси является модификацией критерия Колмогорова, уточненного для случая малых выборок. В табл. 6.1 приведены критические значения модуля максимального отклонения эмпирической функции распределения от теоретической в зависимости от числа наблюдений n при двух общепринятых уровнях значимости: $\alpha = 0{,}01$ и $0{,}05$.

Если фактически наблюдаемое максимальное значение модуля разности теоретического и эмпирического распределений при заданном n и выбранном уровне значимости α равно или больше критического, то гипотезу о соответствии эмпирического распределения теоретическому отвергают. В противном случае экспериментальные данные считают не противоречащими выдвинутой гипотезе.

2. Критерий Хельвига основан на классической задаче о размещении n шаров по n ящикам с определением вероятностей различного числа пустых ящиков.

Для определения гипотезы H_0 о соответствии эмпирической $S_n(x)$ и теоретической $F(x)$ функций распределения вероятностей рекомендуется поступать следующим образом. Диапазон изменения вероятностей (0,1) разделяют на n равных частей, которые называют «ящиками», и определяют число «ящиков», в которые не попадают значения эмпирической

Таблица 16.1. **Критические значения критериев Месси и Хельвига**

n	Критерий Месси		Критерий Хельвига		n	Критерий Месси		Критерий Хельвига	
	$\alpha=0,05$	$\alpha=0,01$	$\alpha=0,05$	$\alpha=0,01$		$\alpha=0,05$	$\alpha=0,01$	$\alpha=0,05$	$\alpha=0,01$
4	0,620	0,750	2	3	18	0,316	0,403	9	9
5	0,560	0,680	3	3	19	0,305	0,392	9	10
6	0,525	0,634	3	4	20	0,295	0,382	9	10
7	0,490	0,610	4	4	21	0,287	0,371	10	11
8	0,468	0,575	4	5	22	0,280	0,361	10	11
9	0,436	0,533	5	5	23	0,275	0,352	11	12
10	0,410	0,500	5	6	24	0,270	0,342	11	12
11	0,390	0,495	6	6	25	0,265	0,332	12	13
12	0,375	0,485	6	7	26	0,260	0,323	12	13
13	0,365	0,470	6	7	27	0,255	0,315	12	13
14	0,360	0,455	7	8	28	0,251	0,307	13	14
15	0,347	0,434	7	8	29	0,247	0,300	13	14
16	0,336	0,422	8	9	30	0,242	0,293	14	15
17	0,324	0,412	8	9					

функции распределения. В табл. 16.1 приведены критические значения числа «пустых ящиков» для критерия Хельвига при уровнях значимости $\alpha = 0,01$ и 0,05. Если полученное из опыта число «пустых ящиков» равно критическому или больше него, то гипотезу отвергают, если меньше, то считают, что эмпирические данные не противоречат выдвинутой гипотезе.

3. Критерий знаков – один из простейших критериев по способу применения. В основу его положены простые и почти всегда соблюдающиеся положения. Предположим, что имеется два вариационных ряда значений двух функций распределения вероятностей – эмпирической и теоретической. Выдвигается гипотеза о том, что отклонения эмпирической функции распределения от теоретической являются следствием чисто случайных причин и не являются существенными. Если эта гипотеза справедлива, то уклонения эмпирической функции распределения от теоретической должны быть равновероятны как в большую, так и в меньшую сторону, число положительных отклонений должно быть примерно равно числу отрицательных отклонений.

Для каждого значения аргумента определяют знак уклонения эмпирической функции распределения от теоретической, затем подсчитывают меньшее число разностей одного знака n_+ или n_-. По табл. 16.2, в которой приведены критические значения при выбранном уровне значимости, определяют, является ли полученное число больше критического. В этом случае выдвинутую гипотезу не отвергают. Если же полученное из опыта меньшее число отклонений одного знака равно критическому или меньше него, то считают, что опытные данные противоречат выдвинутой гипотезе.

4. Критерий количества серий позволяет судить о степени равномерности взаимного распределения элементов эмпирической и теоретической функций распределения, о степени их «перемешивания».

Таблица 16.2. **Критические значения критериев знаков и количества серий**

n	Критерий знаков		Критерий количества серий		n	Критерий знаков		Критерий количества серий	
	$\alpha=0{,}05$	$\alpha=0{,}01$	$\alpha=0{,}05$	$\alpha=0{,}01$		$\alpha=0{,}05$	$\alpha=0{,}01$	$\alpha=0{,}05$	$\alpha=0{,}01$
4	0	0	2	1	18	4	3	13	11
5	0	0	3	2	19	4	3	14	12
6	0	0	3	2	20	5	3	15	13
7	0	0	4	3	21	5	4	16	14
8	0	0	5	4	22	5	4	17	14
9	1	0	6	4	23	6	4	17	15
10	1	0	6	5	24	6	5	18	16
11	1	0	7	6	25	7	5	19	17
12	2	1	8	7	26	7	6	20	18
13	2	1	9	7	27	7	6	21	19
14	2	1	10	8	28	8	7	22	19
15	3	2	11	9	29	8	7	23	20
16	3	2	11	10	30	9	7	23	21
17	4	2	12	10					

Рассмотрим упорядоченную смешанную последовательность, составленную из двух выборок: эмпирической и теоретической. Серией называют каждую максимальную подпоследовательность элементов одинакового типа. В табл. 16.2 приведены критические значения количества серий. Для применения критерия количества серий составляют общий вариационный ряд из значений эмпирической и теоретической функций распределения и подсчитывают количество серий. Количество серий, меньшее критического или равное ему, указывает на необходимость отказаться от выдвинутой гипотезы. Количество серий, большее критического, позволяет принять гипотезы на выбранном уровне значимости.

Ниже рассматривается процедура совместного применения критериев согласия для гипотезы о нормальном законе распределения, чаще всего характеризующем изменения электрических нагрузок и расхода электроэнергии, и для гипотезы об экспоненциальном законе распределения, используемом при изучении надежности.

б) **Нормальный закон распределения вероятностей** характеризуется плотностью вероятности вида

$$p(x) = \frac{1}{\delta\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-a)^2}{2\delta^2}}.$$

Функция распределения вероятностей для нормального закона имеет вид

$$F(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{\frac{x-a}{\delta}} e^{-\frac{t^2}{2}} dt.$$

Для нормального закона точечной оценкой математического ожидания a является среднее арифметическое значение результатов эксперимента

$$a \approx \bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^{n} x_i. \qquad (16.1)$$

Точечной оценкой среднего квадратического отклонения служит так называемый эмпирический стандарт

$$\delta \approx S = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^{n} (x_i - \bar{x})^2}. \qquad (16.2)$$

Обработка статистического материала состоит из следующих этапов (табл. 16.3).

1. Вычисление среднего арифметического и среднего квадратического отклонений для эмпирической выборки по (16.1) и (16.2) $\bar{x} = 27515{,}8$ кВт; $S = 3189{,}4$ кВт.

2. Расположение статистического материала в виде вариационного ряда (в порядке возрастания) – графа 2 табл. 16.3.

3. Вычисление нормированных значений аргумента по формуле

$$\bar{x}_{n_i} = \frac{x_i - \bar{x}}{S} \text{ – графа 3 табл. 16.3.}$$

4. Определение значений теоретической функции распределения вероятностей по соответствующим формулам (графа 4). Для этого необходимо использовать таблицы значений нормальной функции распределения [33];

5. Определение значений эмпирической функции распределения по формуле $S_n(x_i) = i/n$ (графа 5). Эмпирическая функция распределения – ступенчатая функция с равномерным шагом изменения по оси ординат и неравномерным по оси абсцисс.

6. Составление общего вариационного ряда из значений теоретической и эмпирической функций распределения для определения числа серий (графа 6). Значения теоретической и эмпирической функций записывают со сдвигом. В рассматриваемом примере число серий равно 33. Из табл. 16.2 видно, что гипотеза о нормальности распределения не противоречит результатам опыта.

7. Определение разностей между эмпирическим и теоретическим распределениями (графа 8) и знаков этих разностей (графа 7). Показатель, необходимый для применения критерия знаков, определяют без учета знака последней в ряду разности, так как она всегда положительна. Поэтому полученный показатель сравнивают с критическим значением при $n' = n - 1$, т. е. при $n' = 23$ для данного примера. Минимальное число одинаковых знаков в примере равно 8, максимальная абсолютная разность 0,109. Из табл. 16.2 и 16.1 видно, что гипотеза о нормальности распределения не противоречит разультатам опыта.

8. Определение числа «пустых ящиков» для критерия Хельвига.

Сравнение граф 4 и 5 табл. 16.3 показывает, что число «пустых ящиков» равно 8. Использование в табл. 16.1 критических значений «пустых ящиков» по критерию Хельвига также показывает, что выдвинутая гипотеза не противоречит результатам эксперимента.

Итоги обработки экспериментального материала по предложенной методике показывают, что согласно всем четырем предложенным критериям гипотеза о нормальности генеральной совокупности, из которой взята эмпирическая выборка, не противоречит экспериментальным данным.

Таблица 16.3. **Применение малых выборок при нормальном законе распределения**

i	x_i	$x_{n_i}=\frac{x_i-\bar{x}}{S}$	$F(x_{n_i})$	$S_n=i/n$	Общий вариационный ряд		Знак	$d=\lvert S_n-F(x_{n_i})\rvert$	Распределение по «ящикам»
				0,000					
1	22263	−1,645	0,049	0,042	0,049	0,042	−	0,007	0
2	23233	−1,344	0,090	0,083	0,090	0,083	−	0,007	
3	23743	−1,185	0,119	0,125	0,119	0,125	+	0,006	
4	23912	−1,130	0,129	0,167			+	0,038	0
5	24283	−1,015	0,156	0,208	0,129	0,167	+	0,052	
					0,156				
6	24309	−1,005	0,159	0,250		0,208	+	0,091	
					0,159				
7	24923	−0,810	0,209	0,292	0,209	0,250	+	0,083	
8	25323	−0,690	0,245	0,333	0,245	0,292	+	0,088	
									0
9	25603	−0,600	0,274	0,375	0,274	0,333	+	0,101	
10	25923	−0,498	0,308	0,417	0,308	0,375	+	0,109	0
						0,417			
11	26893	−0,196	0,421	0,459	0,421		+	0,038	
12	27193	−0,101	0,460	0,500	0,460	0,459	+	0,040	
						0,500			
13	27873	0,112	0,544	0,541		0,541	−	0,003	0
					0,544				
14	28268	0,236	0,595	0,583		0,583	−	0,012	
15	28473	0,300	0,618	0,625	0,618		+	0,007	
						0,625			
16	28783	0,397	0,655	0,667	0,655		+	0,012	
						0,667			
17	29223	0,535	0,705	0,709	0,705		+	0,004	0
						0,709			
						0,750			
18	29793	0,715	0,761	0,750	0,761		−	0,011	
19	30698	0,999	0,841	0,791		0,791	−	0,050	0
						0,834			
20	31130	1,135	0,871	0,834	0,841		−	0,037	
					0,871				
21	31393	1,220	0,889	0,875		0,875	−	0,014	
					0,889				
22	31453	1,235	0,891	0,917	0,891	0,917	+	0,026	
23	32838	1,670	0,952	0,959	0,952		+	0,007	
					0,953				0
24	32853	1,680	0,953	1		0,959	+	0,047	
						1			
Показатели, необходимые для применения критериев					33		8	0,109	8

в) Экспоненциальный закон распределения вероятностей характеризуется следующей функцией:

$$F_i(t)=1-e^{-\lambda t_i}, \tag{16.3}$$

где λ — интенсивность отказов.

Таблица 16.4. **Применение малых выборок при экспоненциальном законе распределения**

i	t_i	λt_i	$F(t_i)=1-e^{-\lambda t_i}$	$S_n(t_i)=i/n$	Общий вариационный ряд		Знак	$d=\lvert S_n-F\rvert$	Распределение по «ящикам»
				0,000		0,083			0
						0,166			
1	8	0,264	0,233	0,083	0,233		–	0,150	
						0,250			
2	12	0,396	0,326	0,166	0,326		–	0,160	0
						0,333			
3	14	0,462	0,370	0,250	0,370		–	0,120	
						0,416			
4	18	0,594	0,448	0,333	0,448		–	0,115	
					0,483				
5	20	0,660	0,483	0,416		0,500	–	0,067	
					0,532				
6	23	0,759	0,532	0,500	0,562	0,583	–	0,032	
7	25	0,825	0,562	0,583	0,628	0,067	+	0,021	
8	30	0,990	0,628	0,667		0,750	+	0,039	
					0,773				
					0,795				
9	45	1,485	0,773	0,750	0,820		–	0,023	0
10	48	1,584	0,795	0,835	0,883	0,835	+	0,040	
11	52	1,716	0,820	0,915		0,915	+	0,095	
12	65	2,145	0,883	1		1		0,117	0
Показатели, необходимые для применения критериев						17	4	0,160	4

Точечную оценку параметра экспоненциального закона распределения λ вычисляют по формуле

$$\lambda = \frac{n}{\sum_{i=1}^{n} t_i}, \qquad (16.4)$$

где t_i – интервалы безотказной работы рассматриваемого объекта.

Пример применения рекомендуемой методики для гипотезы об экспоненциальном законе представлен в табл. 16.4. Процедура применения методики аналогична описанной выше для нормального закона. Разница состоит в том, что оценку параметра экспоненциального закона производят по (16.4), а значения теоретической функции распределения вычисляют по (16.3).

Показатели, необходимые для применения критериев, определяют так же, как и в предыдущем примере: на основании общего вариационного ряда определяют число серий (графа 6), в графы 7 и 8 записывают знак и модуль разности эмпирической и теоретической функций, в графу 9 – показатель для критерия Хельвига.

Сравнение полученных показателей с соответствующими таблицами критических значений (табл. 16.1, 16.2) показывает, что гипотеза об экспоненциальном законе распределения вероятностей для рассматриваемого примера не противоречит эмпирическим данным.

Укрупненные технико-экономические показатели стоимости элементов систем электроснабжения промышленных предприятий

При проектировании систем электроснабжения объектов различных отраслей промышленности инженеру-проектировщику необходимо решить комплекс технических вопросов, включающих в себя выбор схемы питания, определение целесообразной мощности силовых трансформаторов, число трансформаций электроэнергии, выбор напряжений в схеме, рациональное размещение подстанций и источников питания по территории промышленного объекта, определение параметров воздушных и кабельных линий, электрооборудования подстанций и т. д.

Оптимальное решение этих вопросов связано с проведением большого количества технико-экономических расчетов. При этом критерием выбора варианта *является минимум стоимостных показателей, а точнее, минимум годовых* приведенных затрат, в состав которых входят капитальные вложения и ежегодные эксплуатационные расходы.

Капиталовложения сравниваемых вариантов в основном определяются стоимостью элементов, входящих в данный вариант.

Для облегчения работы проектировщиков составлены различные укрупненные технико-экономические показатели элементов систем электроснабжения предприятий. Составление и разработка этих показателей производится различными проектными институтами, в частности ВНИПИ «Тяжпромэлектропроект», ГПИ «Электропроект», ГПИ «Энергосетьпроект» Министерства энергетики и электрификации СССР, ГИПРОкоммунэнерго, их отделами и отделениями, находящимися в различных городах СССР. К сожалению, укрупненные технико-экономические показатели элементов систем электроснабжения промышленных предприятий, приводимые в различных справочных материалах, отличаются друг от друга не только абсолютным значением стоимостей элементов, но и характером их изменения.

При сопоставлении вариантов такие «выбросы» стоимостей не могут иметь места. Случайно выпадающие стоимости носят временный характер, связанный с обстоятельствами, которые не должны приниматься во внимание при проектировании.

Проектирование следует производить в сопоставимых условиях, иначе оно превращается не только в волевое, но и ошибочное решение. Так, например, имеют место факты, когда воздушные линии 110 кВ стоят меньше, чем линии 35 кВ; кабельные линии 20 кВ стоят почти столько же, сколько линии 35 кВ, и т. д.

Следует особо отметить, что стоимость нового оборудования по различным причинам часто завышена и поэтому это оборудование оказывается неконкурентоспособным. В стоимость новых изделий нередко включают все предварительные затраты на научные исследования, изготовление опытных образцов и т. д. Например, ЭВМ «Мир» в 1969 г. стоила 100 тыс. руб., а через 5 лет стала стоить 30 тыс. руб.

На кафедре ЭПП МЭИ проведена работа по упорядочению укрупненных технико-экономических показателей по электроснабжению (УТЭП-ЭС). При этом стояла задача упорядочить стоимости новых элементов систем электроснабжения, чтобы они были закономерными.

Результаты проведенной работы приведены ниже в виде таблиц.

Авторы считают своим долгом выразить благодарность инженерам В. М. Карпову и М. А. Суеркулову за большую и трудоемкую работу по составлению УТЭП-ЭС.

Таблица П1. **Характеристики алюминиевых и сталеалюминиевых проводов**

Сечение, мм^2	А		АС		АСО		АСУ	
	Масса 1 км провода, кг	Сопротивление, Ом км	Масса 1 км провода, кг	Сопротивление, Ом км	Масса 1 км провода, кг	Сопротивление, Ом км	Масса 1 км провода, кг	Сопротивление, Ом км
10	—	—	36	3,12	—	—	—	—
16	44	1,98	62	2,06	—	—	—	—
25	68	1,28	92	1,38	—	—	—	—
35	95	0,92	150	0,85	—	—	—	—
50	136	0,64	196	0,65	—	—	—	—
70	191	0,46	275	0,46	—	—	—	—
95	257	0,34	386	0,33	—	—	—	—
120	322	0,27	492	0,27	—	—	530	0,28
150	407	0,21	617	0,21	559	0,21	673	0,21
185	503	0,17	771	0,17	687	0,17	850	0,17
240	656	0,132	997	0,137	937	0,13	1111	0,131
300	817	0,106	1257	0,107	1098	0,108	1390	0,106
400	1087	0,08	1660	0,08	1501	0,08	1840	0,079
500	1376	0,063	—	—	1836	0,065	—	—

Примечание. Активное сопротивление дано при температуре +20 С.

Таблица П2. **Технико-экономические характеристики одноцепных воздушных линий напряжением 6 – 20 кВ**

Провод		Потери мощности, кВт/км	Длительно допустимая нагрузка, А	Длина линий, м, на 1 % потери напряжения при полной нагрузке			Общая стоимость, тыс. руб./км, при опорах					
							деревянных		деревянных с железобетонными приставками		железобетонных	
Марка	Сечение, мм²			6 кВ	10 кВ	20 кВ	6 – 10 кВ	20 кВ	6 – 10 кВ	20 кВ	6 – 10 кВ	20 кВ
А	25	84	135	210	340	685	1,65	1,98	1,35	2,31	1	2,5
	35	96	170	230	380	775	1,75	2,09	1,45	2,43	1,12	2,6
	50	106	215	260	430	865	1,8	2,25	1,6	2,58	1,25	2,75
	70	116	265	290	490	980	2,15	2,45	1,83	2,8	1,45	2,95
	95	130	320	320	540	1080	2,4	2,75	2,1	3,08	1,75	3,25
	120	136	375	360	590	1190	2,65	3	2,35	3,35	2	3,55
	150	146	440	—	—	1270	—	3,31	—	3,66	—	3,85
АС	16	82	105	190	316	—	1,65	—	1,38	—	1,17	—
	25	85	130	210	348	697	1,75	2,1	1,5	2,4	1,25	2,62
	35	88	175	230	383	767	1,85	2,23	1,63	2,5	1,35	2,72
	50	113	210	253	422	845	1,97	2,38	1,75	2,68	1,5	2,91
	70	125	265	284	472	945	2,18	2,6	1,95	2,90	1,7	3,1
	95	134	320	315	520	1050	2,45	2,87	2,2	3,18	1,95	3,38
	120	140	375	353	570	1170	2,7	3,15	2,45	3,45	2,2	3,67
	150	149	445	—	—	1250	—	3,5	—	3,8	—	4

Таблица П3. **Технико-экономические характеристики одноцепных воздушных линий напряжением 35 – 110 кВ**

Провод		Потери мощности, кВт/км	Длительно допустимая нагрузка, А	Длина линий, м, на 1 % потери напряжения *при полной* нагрузке		Общая стоимость, тыс. руб./км, при опорах					
						деревянных		железобетонных		стальных	
Марка	Сечение, мм²			35 кВ	110 кВ	35 кВ	110 кВ	35 кВ	110 кВ	35 кВ	110 кВ
А	50	106	215	1510	—	4,05	—	—	—	—	—
	70	116	265	1720	5350	4,3	6	5,9	6,5	8,22	10,4
	95	130	320	1900	5940	4,65	6,28	6,22	7,3	8,45	10,65
	120	136	375	2080	6500	5	6,5	6,4	8,1	8,73	11
	150	146	440	2210	6900	5,3	6,9	6,8	8,4	9,05	11,3
	185	152	500	2400	7500	5,82	7,28	7,22	8,8	9,52	11,7
	240	163	590	2580	8100	6,43	7,9	7,8	9,93	10,05	12,4
АС	50	113	210	1480	—	4,3	—	—	—	—	—
	70	125	265	1650	5170	4,85	6,2	6,1	7,7	8,4	10,6
	95	134	330	1840	5750	4,85	6,5	6,4	8	8,65	10,9
	120	140	380	2050	6400	5,2	6,75	6,7	8,35	8,9	11,1
	150	149	445	2190	6850	5,55	7,1	7	8,6	9,2	11,5
	185	161	510	2340	7300	6	7,5	7,4	9	9,7	11,9
	240	176	610	2560	7960	6,65	8,1	8	9,6	10,25	12,6
АСО	300	184	690	—	8700	—	—	—	10,3	—	13,25

Таблица П4. **Технико-экономические характеристики двухцепных линий напряжением 35–110 кВ**

Провод		Потери мощности на одну цепь, кВт/км	Длительно допустимая нагрузка на одну цепь, А	Длина линий, км, на 1 % потери напряжения при полной нагрузке		Общая стоимость, тыс. руб/км, при опорах							
						стальных с одновременной подвеской двух цепей		стальных с подвеской одной цепи		железобетонных с одновременной подвеской двух цепей		железобетонных с подвеской одной цепи	
Марка	Сечение, мм²			35 кВ	110 кВ	35 кВ	110 кВ	35 кВ	110 кВ	35 кВ	110 кВ	35 кВ	110 кВ
А	70	116	265	1720	5350	12,2	15,85	10,25	13,6	10,5	13,3	8,6	10,8
	95	130	320	1900	5940	12,75	16,45	10,8	14,15	11,05	13,8	9,1	11,35
	120	136	375	2080	6500	13,25	17	11,38	14,8	11,6	14,4	9,65	11,85
	150	146	440	2210	6900	14,05	17,65	12,05	15,45	12,3	15	10,3	12,5
	185	152	500	2400	7500	14,85	18,45	12,80	16,25	13	15,8	11,05	13,25
	240	163	590	2580	8100	16,2	19,7	14	17,5	14,2	17	12,2	14,45
	300	184	690	–	8800	–	21,1	–	18,8	–	18,2	–	15,7
АС	70	125	265	1650	5170	12,4	16,05	10,45	13,6	10,7	13,5	8,8	11
	95	134	330	1840	5750	13,0	16,6	11	14,35	11,3	13,95	9,3	11,55
	120	140	380	2050	6400	13,6	17,15	11,55	14,9	11,85	14,55	9,85	12,1
	150	149	445	2190	6850	14,3	17,85	12,2	15,6	12,5	15,2	10,5	12,75
	185	161	510	2340	7300	15,1	18,65	13	16,45	13,25	15,95	11,25	13,55
	240	176	610	2560	7960	16,4	19,9	14,2	17,65	14,4	17,2	12,4	14,65
	300	184	690	–	8700	–	21,3	–	19	–	18,4	–	15,9

Таблица П5. **Технико-экономические характеристики одноцепных воздушных линий напряжением 220 кВ**

Провод		Потери мощности, кВт/км	Длительно допустимая нагрузка, А	Длина линий, м, на 1 % потери напряжения при полной нагрузке	Общая стоимость, тыс. руб/км, при опорах		
Марка	Сечение, мм²				деревянных двухстоечных	железобетонных	стальных
АСО	240	200	605	16 700	10,7	12,4	16,4
	300	220	690	18 200	11,5	13,2	17,2
	400	250	825	20 600	12,8	14,5	18,6
	500	280	945	23 100	14,1	15,8	19,8
АС	240	210	610	17 500	10,9	12,6	16,6
	300	220	690	18 200	11,7	13,4	17,4
	400	250	835	20 600	13	14,7	18,8
	500	—	—	—	14,3	16	20
АСУ	240	210	610	17 500	11,12	12,9	16,9
	300	228	705	18 900	12	13,7	17,7
	400	297	850	24 500	13,3	15	19,1
	500	—	—	—	14,6	16,3	20,3

Таблица П6. **Технико-экономические характеристики двухцепных воздушных линий напряжением 220 кВ**

Провод		Потери мощности на одну цепь, кВт/км	Длительно допустимая нагрузка на одну цепь, А	Длина линий, м, на 1 % потери напряжения при полной нагрузке	Общая стоимость, тыс. руб/км, при опорах	
Марка	Сечение, мм²				стальных с одновременной подвеской двух цепей	стальных с подвеской одной цепи
АСО	240	200	605	16 700	27,15	22,25
	300	220	690	18 200	28,76	23,6
	400	250	825	20 600	31,55	26,3
	500	280	945	23 100	34,15	28,8
АС	240	210	610	17 500	27,5	22,45
	300	220	690	18 200	29,1	24
	400	250	835	20 600	31,7	26,5
	500	—	—	—	34,35	29

Продолжение табл. П6

Провод		Потери мощности на одну цепь, кВт/км	Длительно допустимая нагрузка на одну цепь, А	Длина линий, м, на 1 % потери напряжения при полной нагрузке	Общая стоимость, тыс. руб/км, при опорах	
Марка	Сечение, мм²				стальных с одновременной подвеской двух цепей	стальных с подвеской одной цепи
АСУ	240	210	610	17 500	27,8	22,75
	300	228	705	18 900	29,9	24,35
	400	297	850	24 500	32	26,75
	500	—	—	—	34,65	29,3

Таблица П7. **Технико-экономические характеристики воздушных линий напряжением до 1 кВ**

Марка провода и сечение, мм²	Количество проводов на опоре	Стоимость, тыс. руб/км, при опорах			
		железобетонных	деревянных с железобетонными приставками	деревянных с деревянными приставками	деревянных с цельными стойками
А-16	2	2,46	1,91	1,64	1,82
	3	2,55	2	1,73	1,93
	4	2,64	2,09	1,82	2
	5	2,73	2,18	1,91	2,09
А-25	3	—	2,06	1,79	1,9
	4	2,73	2,18	1,91	2,04
	5	2,82	2,28	2	2,18
А-35	4	2,91	2,39	2,09	2,22
	5	3	2,46	2,18	2,36
А-50	4	3,1	2,55	2,28	2,41
	5	3,37	2,82	2,55	2,63

Таблица П8. **Стоимость подвески 1 км второй цепи на существующих двухцепных опорах воздушных линий при снятом напряжении, тыс. руб.**

Климатический район	Марка провода				
	АС-70	АС-95	АС-120	АС-150	АС-185
I–IV	Стальные и железобетонные опоры 110 кВ				
	0,98	1,26	1,53	1,87	2,24

Климатический район	Марка провода			
	АСО-240	АСО-300	АСО-400	АСО-500
I–IV	Стальные опоры 220 кВ			
	3,07	3,34	4,47	5,42

Таблица П9. **Технико-экономические характеристики кабелей трехфазных с алюминиевыми жилами без стоимости траншей и конструкций**

Рабочее напряжение, кВ	Сечение жилы, мм²	Длительно допустимая нагрузка, А, при прокладке		Потери в одном кабеле при полной нагрузке, кВт/км	Длина кабеля на 1 % потери напряжения, м	Масса алюминия, т/км	Стоимость 1 км линии, тыс. руб; при прокладке							
		в траншее	на конструкциях				в траншее			на конструкциях			в блоке	
							АСБ АОСБ	ААБ АОАБ	ААШв	АСБГ АОСБГ	ААБГ АОАБГ	ААШв	АСГТ	
Трехжильные														
До 1	2,5	31	22	46	6	0,02	1,12	—	—	1,08	—	—	1,08	
	4	42	29	53	7	0,03	1,19	—	—	1,1	—	—	1,11	
	6	55	35	60	8	0,05	1,22	0,98	—	1,15	1,05	—	1,17	
	10	75	46	67	9	0,08	1,32	1,02	—	1,24	1,11	—	1,25	
	16	90	60	71	12	0,13	1,45	1,13	—	1,34	1,21	—	1,4	
	25	125	80	75	14	0,2	1,65	1,27	—	1,53	1,34	—	1,6	
	35	145	95	76	17	0,28	1,87	1,44	—	1,76	1,49	—	1,85	
	50	180	120	77	20	0,4	2,18	1,7	—	2,1	1,7	—	2,21	
	70	220	155	83	22	0,56	2,63	2	—	2,52	2,01	—	2,67	
	95	260	190	83	26	0,76	3,17	2,43	—	3,07	2,48	—	3,29	
	120	300	220	90	28	0,96	3,7	2,8	—	3,6	2,72	—	3,88	
	150	335	265	90	31	1,2	4,37	3,3	—	4,25	3,17	—	4,58	
	185	380	290	91	34	1,48	5,15	3,77	—	4,99	3,69	—	5,4	
	240	440	330	95	38	1,92	6,35	4,75	—	6,18	4,5	—	6,75	
Четырехжильные														
	4	38	27	53	7	0,04	1,19	—	—	1,26	—	—	1,36	
	6	46	35	60	8	0,06	1,23	1,07	—	1,3	1,07	—	1,4	
	10	65	45	67	9	0,09	1,35	1,15	—	1,41	1,13	—	1,5	
	16	90	60	70	12	0,15	1,5	1,25	—	1,56	1,25	—	1,67	
	25	115	75	72	14	0,24	1,75	1,43	—	1,77	1,42	—	1,9	
	35	135	95	75	17	0,33	2	1,62	—	2,05	1,6	—	2,18	
	50	165	110	77	20	0,47	2,41	1,9	—	2,42	1,86	—	2,57	
	70	200	140	83	22	0,65	2,95	2,28	—	2,93	2,22	—	3,11	
	95	240	165	85	26	0,9	3,65	2,78	—	3,56	2,69	—	3,76	
	120	270	200	90	28	1,1	4,33	—	—	4,21	—	—	4,44	
	150	305	230	88	31	1,4	5,14	—	—	4,98	—	—	5,25	
	185	345	260	91	34	1,67	6,1	—	—	5,92	—	—	6,2	
Трехжильные														
6	10	60	42	40	185	0,08	1,81	1,48	1,32	2,08	1,62	1,48	2,33	
	16	80	50	45	220	0,13	1,93	1,55	1,4	2,19	1,7	1,54	2,46	
	25	105	70	50	260	0,2	2,12	1,68	1,5	2,37	1,81	1,66	2,67	
	35	125	85	51	310	0,28	2,35	1,8	1,64	2,56	1,96	1,77	2,88	
	50	155	110	54	360	0,4	2,65	2,06	1,83	2,83	2,18	1,98	3,17	
	70	190	135	59	410	0,56	3,08	2,33	2,1	3,21	2,44	2,22	3,64	
	95	225	165	61	470	0,76	3,6	2,69	2,4	3,7	2,79	2,55	4,21	
	120	260	190	64	510	0,96	4,11	3,06	2,72	4,18	3,12	2,84	4,72	
	150	300	225	67	560	1,2	4,75	3,48	3,11	4,74	3,5	3,2	5,41	

Продолжение табл. П9

Рабочее напряжение, кВ	Сечение жилы, мм²	Длительно допустимая нагрузка, А, при прокладке		Потери в одном кабеле при полной нагрузке, кВт/км	Длина кабеля на 1 % потери напряжения, м	Масса алюминия, т/км	Стоимость 1 км линии, тыс. руб., при прокладке						
							в траншее			на конструкциях			в блоке
		в траншее	на конструкциях				АСБ АОСБ	ААБ АОАБ	ААШв	АСБГ АОСБГ	ААБГ АОАБГ	ААШв	АСГТ
	185	340	250	69	600	1,48	5,48	4	3,56	5,6	4	3,68	6,17
	240	390	290	70	680	1,92	6,56	4,75	4,28	6,43	4,76	4,35	7,4
10	16	75	46	39	400	0,13	2,36	1,76	1,61	2,44	1,75	1,73	2,95
	25	90	65	40	510	0,2	2,54	1,91	1,76	2,62	1,89	1,88	3,16
	35	115	80	42	560	0,28	2,77	2,08	1,88	2,84	2,07	2,02	3,39
	50	140	105	44	660	0,4	3,07	2,29	2,11	3,17	2,3	2,21	3,77
	70	165	130	44	780	0,56	3,49	2,6	2,38	3,59	2,61	2,49	4,24
	95	205	155	50	860	0,76	4,01	2,99	2,76	4,01	3,03	2,84	4,82
	120	240	185	54	930	0,96	4,56	3,37	3,08	4,65	3,41	3,2	5,39
	150	275	210	56	1010	1,2	5,21	3,83	3,5	5,28	3,89	3,62	6,08
	185	310	235	57	1100	1,48	5,9	4,37	4,01	6,03	4,45	4,1	6,94
	240	355	270	58	1250	1,92	7,09	5,2	4,8	7,22	5,26	4,82	8,2
20	25	85	65	31	1080	0,2	7,06	5,33	—	6,54	5,21	—	—
	35	105	75	34	1270	0,28	7,3	5,70	—	6,71	5,36	—	—
	50	125	90	36	1420	0,4	7,66	6,25	—	7,17	5,6	—	—
	70	155	115	37	1680	0,56	8,15	6,98	—	7,63	5,9	—	—
	95	185	140	39	1900	0,76	8,74	7,9	—	8,23	6,29	—	—
	120	210	160	40	2120	0,96	9,33	8,8	—	8,79	6,65	—	—
	150	240	175	41	2320	1,2	10,04	9,87	—	9,52	7,11	—	—
	185	275	205	42	2540	1,48	10,85	11,18	—	10,34	7,63	—	—
35	70	150	110	35	3020	0,56	14,7	13,5	—	14,35	11,6	—	—
	95	180	140	37	3420	0,76	15,1	14,75	—	14,7	12,45	—	—
	120	210	160	37	3900	0,96	15,5	16	—	15	13,3	—	—
	150	240	175	37	4230	1,2	16	17,5	—	15,4	14,3	—	—

Таблица П10. **Технико-экономические характеристики кабелей трехфазных с алюминиевыми жилами и пластмассовой изоляцией без стоимости траншей и конструкций**

Рабочее напряжение, кВ	Сечение жилы, мм²	Длительно допустимая нагрузка при прокладке, А		Масса алюминия, т/км	Стоимость 1 км линии, тыс. руб., при прокладке	
		в траншее	на конструкциях		в траншее АПВБ, АПОВБ	на конструкциях АПВГ, АПОВБГ
До 1	2,5	29	19	0,02	0,99	0,75
	4	38	27	0,03	1,02	0,78
	6	46	32	0,05	1,06	0,8
	10	70	42	0,08	1,17	0,84
	16	90	60	0,13	1,27	0,91

Продолжение табл. П10

Рабочее напряжение, кВ	Сечение жилы, мм²	Длительно допустимая нагрузка при прокладке, А		Масса алюминия, т/км	Стоимость 1 км линии, тыс. руб., при прокладке	
		в траншее	на конструкциях		в траншее АПВБ, АПОВБ	на конструкциях АПВГ, АПОВБГ
	25	115	75	0,2	1,43	1,03
	35	140	90	0,28	1,65	1,14
	50	175	110	0,4	1,97	1,31
	70	210	140	0,56	2,34	1,59
	95	255	170	0,76	2,83	1,89
	120	295	200	0,96	3,38	2,18
	150	335	235	1,20	4	2,53
	185	385	270	1,48	4,71	2,97
			Четырехжильные			
	2,5	29	19	0,04	1,18	0,79
	4	38	27	0,04	1,22	0,81
	6	46	32	0,06	1,26	0,84
	10	70	42	0,09	1,33	0,90
	16	90	60	0,15	1,46	1,01
	25	115	75	0,24	1,65	1,14
	35	140	90	0,33	1,86	1,29
	50	175	110	0,47	2,14	1,5
	70	210	140	0,65	2,55	1,82
	95	255	170	0,9	3,04	2,2
	120	295	200	1,1	3,54	2,59
	150	335	235	1,4	4,14	3,05
			Трехжильные			
6	10	60	42	0,08	1,94	1,5
	16	80	50	0,13	2,1	1,62
	25	105	70	0,2	2,28	1,75
	35	125	85	0,28	2,53	1,93
	50	155	110	0,4	2,87	2,17
	70	190	135	0,66	3,4	2,5
	95	225	165	0,76	3,97	2,93
	120	260	190	0,96	4,55	3,35
	150	300	225	1,2	5,3	3,88
10	16	75	46	0,13	4,16	3,7
	25	90	65	0,2	4,4	3,96
	35	115	80	0,28	4,73	4,23
	50	140	105	0,4	5,17	4,65
	70	165	130	0,56	5,7	5,21
	95	205	155	0,76	6,42	5,94
	120	240	185	0,96	7,28	6,61
	150	275	210	1,2	8,2	7,48
20	50	125	90	0,4	7,56	7,18
	70	155	115	0,56	8,08	7,69
	95	185	140	0,76	8,69	8,3
	120	210	160	0,96	9,3	8,91
	150	240	175	1,2	10,2	9,63

Рабочее напряжение, кВ	Сечение жилы, мм²	Длительно допустимая нагрузка при прокладке, А		Масса алюминия, т/км	Стоимость 1 км линии, тыс. руб., при прокладке	
		в траншее	на конструкциях		в траншее АПВБ, АПОВБ	на конструкциях АПВГ, АПОВБГ
35	70	150	110	0,56	12,2	11,6
	95	180	140	0,76	12.92	12,27
	120	210	160	0,96	13,53	12,88

Таблица П11. **Технико-экономические характеристики кабелей трехфазных с медными жилами без стоимости траншей и конструкций**

Рабочее напряжение, кВ	Сечение жилы, мм²	Длительно допустимая нагрузка, А, при прокладке		Потери в одном кабеле при полной нагрузке, кВт/км	Длина кабеля на 1% потери напряжения, м	Масса меди, т/км	Стоимость 1 км линии, тыс. руб., при прокладке		
		в траншее	на конструкциях				в траншее СБ ОСБ	на конструкциях СБГ ОСБГ	в блоках СГТ
До 1	2,5	40	28	44	8	0,07	1.02	1,03	0,94
	4	55	37	52	9	0,1	1,07	1,12	0,98
	6	70	45	56	11	0,16	1,19	1,21	1,13
	10	95	60	62	13	0,26	1,38	1,39	1,3
	16	120	80	65	17	0,42	1,59	1,65	1,57
	25	160	105	71	19	0,66	1,96	2	1,95
	35	190	125	72	23	0,92	2,47	2,43	2,4
	50	235	155	80	26	1,38	3	3,04	3,08
	70	285	200	85	31	1,65	3,81	3,84	3,97
	95	340	245	86	35	2,5	4,87	4,88	5,1
	120	390	285	90	38	3,16	5,9	5,93	6.21
	150	435	330	87	43	3,96	7,16	7,18	7,53
	185	490	375	92	47	4,88	8,5	8,62	9,27
	240	570	430	94	53	6,33	10,86	10,9	11,75
				Четырехжильные					
	4	50	35	52	9	0,13	1,21	1,14	1,19
	6	60	45	56	11	0,19	1,32	1,23	1,29
	10	85	60	62	13	0,31	1,5	1,44	1,5
	16	115	80	65	17	0.5	1,8	1,75	1,79
	25	150	100	71	19	0,8	2,22	2,17	2,14
	35	175	120	72	23	1,06	2,71	2,63	2,73
	50	215	145	80	26	1,54	3,39	3,32	3,48
	70	265	185	85	31	2,15	4,33	4,27	4,49
	95	310	215	86	35	1,94	5,52	5,46	5,76
	120	350	260	87	38	3,6	6,71	6,65	7,02
	150	395	300	90	43	4,57	8,16	8,08	8,55
	185	450	340	92	47	5,49	9,79	9,7	10,33

Рабочее напряжение, кВ	Сечение жилы, мм²	Длительно допустимая нагрузка, А, при прокладке		Потери в одном кабеле при полной нагрузке, кВт/км	Длина кабеля на 1% потери напряжения, м	Масса меди, т/км	Стоимость 1 км линии, тыс. руб., при прокладке		
		в траншее	на конструкциях				в траншее СБ ОСБ	на конструкциях СБГ ОСБГ	в блоках СГТ
				Трехжильные					
6	10	80	55	41	310	0,26	2,31	2,26	2,85
	16	105	65	46	370	0,42	2,55	2,48	3,1
	25	135	90	47	445	0,66	2,93	2,8	3,47
	35	180	110	49	524	0,92	3,36	3,16	3,76
	50	200	145	52	600	1,38	3,95	3,77	4,5
	70	245	175	59	690	1,65	4,76	4,46	5,42
	95	295	215	61	790	2,5	5,74	5,37	6,32
	120	340	250	64	865	3,16	6,7	6,42	7,4
	150	390	290	66	935	3,95	7,9	7,4	8,63
	185	440	325	70	1020	4,88	9,3	8,7	10,07
	240	510	375	72	1150	6,33	11,45	10,75	12,35
10	16	95	60	38	535	0,42	2,92	2.75	3,12
	25	120	85	39	650	0,66	3,39	3,1	3.5
	35	150	105	43	730	0,92	3,7	3,46	3,9.
	50	180	135	44	860	1,38	4,35	4.05	4,62
	70	215	165	45	1010	1,65	5,2	4,84	5,5
	95	265	200	49	1120	2,5	6.27	5,7	6,63
	120	310	240	53	1210	3,16	7,31	6,75	7,75
	150	355	270	54	1320	3,96	8,6	7,9	9,1
	185	400	305	58	1440	4,88	10,08	9,26	10,56
	240	460	350	60	1570	6,33	12,38	11.35	13,1
20	25	110	85	30	1420	0,66	7,42	6,75	—
	35	135	100	33	1620	0,92	7,88	7,2	—
	50	165	120	36	1890	1,38	8,53	7,8	—
	70	200	150	38	2180	1,65	9,4	8,14	—
	95	240	180	39	2460	2,5	10,45	9.68	—
	120	275	205	40	2720	3,16	11,47	10,7	
	150	315	230	41	2960	3,96	12,75	12,02	
	185	355	265	44	3250	4,88	14,23	13,45	—
35	70	195	145	36	3920	1,65	16,8	15,95	—
	95	235	180	37	4400	2,5	17,2	16,3	—
	120	270	205	39	4484	3,16	17,7	16,6	—
	150	310	230	40	5270	3,96	18,2	17	—

Таблица П12. **Технико-экономические характеристики кабелей трехфазных маслонаполненных, среднего и высокого давления**

Рабочее напряжение, кВ	Марка кабеля и способ прокладки	Сечение жилы, мм²	Длительно допустимая нагрузка, А	Стоимость 1 км линии, тыс. руб.
110	МССА в траншее	150	380	67,7
		185	415	68,9

Продолжение табл. П12

Рабочее напряжение, кВ	Марка кабеля и способ прокладки	Сечение жилы, мм²	Длительно допустимая нагрузка, А	Стоимость 1 км линии, тыс. руб.
		240	475	73,1
		300	530	78,4
		400	605	84,8
	МССК в траншее	150	350	82,7
		185	390	84,8
		240	450	87
		300	500	95,4
		400	565	105
	МСАВ в траншее	150	415	75,3
		185	455	77,4
		240	515	81,6
		300	650	82,7
220	МВДТ в траншее	400	495	—
		500	535	540 на две цепи
	МССК в траншее	400	495	350
		500	555	590 на две цепи

Таблица П13. **Стоимость строительных работ по прокладке кабелей в траншеях**

Количество кабелей	Стоимость 1 км линии, тыс. руб.					
	с учетом переходов			без учета переходов		
	при категории грунта					
	I	II	III	I	II	III
1	1,12	1,27	1,42	0,39	0,44	0,53
2	1,58	1,78	1,97	0,48	0,54	0,62
3	2,06	2,31	2,53	0,59	0,64	0,66
4	2,54	2,86	3,14	0,72	0,79	0,9
5	3,05	3,42	3,76	0,87	0,94	1,08
6	3,53	3,98	4,37	0,99	1,08	1,24
7	4,12	4,65	5,08	1,22	1,32	1,5
8	4,72	5,28	5,75	1,45	1,55	1,74
9	5,36	5,95	6,47	1,69	1,79	2
10	5,91	6,63	7,2	1,92	2,04	2,27

Примечание. В стоимость траншей включена стоимость рытья и засыпки траншей механизированным способом.

Таблица П14. **Стоимость строительных работ по прокладке кабелей на конструкциях и в блоках**

Наименование и характеристика видов прокладки	Стоимость 1 км линии, тыс. руб.		
	Число отверстий или сечений, мм²	Сухой грунт	Мокрый грунт
Блоки с учетом колодцев	2	17,5	—
	4	20,6	—
	6	23,5	—
	8	26,4	—

Наименование и характеристика видов прокладки	Стоимость 1 км линии, тыс. руб.		
	Число отверстий или сечений, мм²	Сухой грунт	Мокрый грунт
	10	29,3	–
Каналы по территории, включая переходы:			
заглубленные	900 × 600	40,12	51,72
	600 × 600	32,19	41,32
	600 × 450	28,13	36,25
заглубленные усиленные	900 × 600	47,8	59,4
	600 × 600	38,2	47,58
	600 × 450	33,4	41,47
полузаглубленные	900 × 600	39	50,57
	600 × 600	31,32	40,57
	600 × 450	27,33	35,44
Туннели:			
проходные	2000 × 2200	74	87,5
полупроходные	1500 × 600	120	144
Эстакады:			
одноцепная (силовых кабелей 18–42 шт.)	–	94,5	144
галерейная (силовых кабелей 54–126 шт.)	–	142,5	225
совмещенная прокладка кабелей с технологическими трубопроводами	–	30	–

Таблица П15. **Технико-экономические характеристики комплектных трансформаторных подстанций (КТП) напряжением 6–35/0,4 кВ**

Напряжение, кВ	Количество и мощность трансформаторов, кВ·А	Тип и количество шкафов	Площадь застройки, м²	Объем подстанции, м³	Стоимость, тыс. руб.				
					оборудования	монтажных работ	зарплата	строительной части	полная
Армэлектрозавод									
6–10/0,4	1 × 250	КРН-4	34	130	1,27	0,34	0,03	2,9	4,51
	1 × 400	КРН-3	34	130	1,61	0,36	0,03	2,9	4,87
	2 × 400	2КРН-3, КРН-5, КРН-6	52	210	4,31	0,6	0,04	4,35	9,26
	1 × 630	КРН-2, КРН-6	34	135	3,07	0,48	0,04	2,9	6,45
	2 × 630	2КРН-2, КРН-6 КРН-8	62	250	6,73	0,91	0,09	4,8	12,44
Хмельницкий завод трансформаторных подстанций									
6–10/0,4	1 × 400	КБ-1	35	150	1,82	0,46	0,03	2,76	5,04
	2 × 400	КБ-2, КБ-3, КБ-4	70	285	4,82	0,82	0,07	5,20	10,84
	1 × 630	КН-2, КН-4	52	280	7,63	0,73	0,07	4,78	13,14
	2 × 630	2КН-2, КН-3, 3КН-4	100	530	15,94	1,43	0,11	8,1	25,47

Напряжение, кВ	Количество и мощность трансформаторов, кВ·А	Тип и количество шкафов	Площадь застройки, м²	Объем подстанции, м³	Стоимость, тыс. руб.				
					оборудования	монтажных работ	зарплата	строительной части	полная
	1 × 1000	2КН-4, КН-2	62	330	8,9	0,81	0,07	5,8	15,5
	2 × 1000	2КН-2, 2КН-3, 4КН-4	100	590	20,15	1,56	0,11	9	30,65
Чирчикский трансформаторный завод									
6 – 10/0,4	1 × 630	ШН-8, 2ШН-2	62	330	7,08	0,44	0,07	5,37	12,89
	2 × 630	4ШН-2, 2ШН-8; 2ШН-10	120	670	17,15	0,95	0,13	8,56	26,66
	1 × 1000	ШН-8, 2ШН-2	62	330	8,4	0,52	0,07	5,51	14,43
	2 × 1000	4ШН-2, 2ШН-8, 2ШН-10	120	670	18,79	1,11	0,13	8,85	28,75
6 – 10/0,4	1 × 1600	ШНВ-12, 2ШНЛ-2	–	–	25,04	0,52	–	5,51	31,07
	2 × 1600	2ШНВ-12, 2ШНЛ-10, ШНС-2	–	–	55,64	1,11	–	8,85	65,6
Отдельностоящие ТП									
10/0,4	1 × 100	–	–	60	1,16	0,43	0,12	2,1	3,72
	2 × 100	–	–	120	3,88	0,98	0,27	3,9	8,72
	1 × 160	–	–	60	1,58	0,47	0,13	2,13	4,18
	2 × 160	–	–	120	4,3	1,03	0,28	3,9	9,26
	1 × 250	–	–	60	1,61	0,47	0,13	2,13	4,21
	2 × 250	–	–	120	4,75	1,04	0,29	3,9	9,67
	1 × 400	–	–	60	1,86	0,48	0,13	2,13	4,47
	2 × 400	–	–	120	5,2	1,07	0,29	3,9	10.1
6 – 10/0,4	1 × 630	–	–	90	2,6	0,62	0,18	2,87	6,1
	2 × 630	–	–	190	6,9	1,3	0,35	5,1	13,27
Мачтовые киоски									
6 – 10/0,4	1 × 100	–	–	–	0,64	0,49	0,15	0,39	1,52
	1 × 160	–	–	–	0,76	0,49	0,15	0,39	1,64
	1 × 250	–	–	–	0,94	0,6	0,15	0,46	2
20/0,4	1 × 100	–	–	–	1,29	0,59	–	0,48	2,36
	1 × 160	–	–	–	1,42	0,63	–	0,48	2,53
35/0,4	1 × 100	–	–	–	1,46	0,59	–	0,89	2,94
	1 × 160	–	–	–	1,63	0,63	–	0,89	3,16
Передвижные КТП									
6 – 10/0,4	1 × 100	–	–	–	1,66	0,34	0,12	–	1,99
	1 × 160	–	–	–	1,84	0,34	0,12	–	2,18
	1 × 250	–	–	–	3,1	0,55	0,12	–	3,65

Таблица П16. **Технико-экономические характеристики комплектных трансформаторных подстанций напряжением 35—110/6—20 кВ**

Напряжение, кВ	Количество и мощность трансформаторов, кВ·А	Количество линейных ячеек	Площадь застройки, м²	Объем подстанции, м³	Стоимость, тыс. руб.				
					оборудования	монтажных работ	зарплата	строительной части	полная
Без РПН									
35/6—10	1×1000	4	170	—	21,98	1,98	0,5	3,19	27,14
	1×1600	4	170	—	23	2,04	0,52	3,19	28,23
	1×2500	4	170	—	24,35	2,07	0,53	3,19	29,6
	1×4000	4	170	—	26,5	2,37	0,63	3,19	32,05
	1×6300	4	200	—	28,88	2,51	0,66	3,77	35,16
	1×10000	4	200	—	36,26	2,89	0,73	3,77	42,92
	1×16000	4	200	—	42,83	3	0,76	3,77	49,6
	2×1000	8	280	—	40,27	3,96	1	5,22	49,46
	1×1600	8	280	—	42,38	4,08	1,03	5,22	51,62
	1×2500	8	280	—	44,99	4,13	1,05	5,22	54,34
	2×4000	8	280	—	49,28	4,74	1,26	5,22	59,24
	2×6300	8	400	—	59,08	5,03	1,33	7,54	71,65
	2×10000	8	400	—	68,78	5,77	1,47	7,54	82,09
	2×16000	8	400	—	81,91	6,02	1,48	7,54	95,47
с РПН									
35/6—10	1×10000	4	200	—	43,23	3,12	0,75	3,77	50,12
	1×16000	4	200	—	45,22	3,38	0,8	3,77	52,37
	2×10000	8	400	—	82,73	6,1	1,51	7,54	96,01
	2×16000	8	400	—	86,7	6,62	1,64	7,54	100,86
110/6—10	1×10000	4	550	—	52,3	4,4	1,06	10,29	67
	1×16000	4	550	—	53,3	4,84	1,13	10,29	73,44
	2×10000	8	1300	—	102,07	8,81	2,24	24,5	135,39
	2×16000	8	1300	—	144,21	9,67	2,42	24,5	148,48
110/35/6—10	1×10000	2; 4	1050	—	68,94	9,81	1,67	19,86	98,62
	1×16000	2; 4	1050	—	77,67	10,61	1,81	19,86	108,14
	2×10000	4; 8	2600	—	138,07	19,63	3,4	49,3	207
	2×16000	4; 8	2600	—	156,31	21,2	3,8	49,3	226,81

Таблица П17. **Технико-экономические характеристики типовых подстанций**

Напряжение, кВ	Тип и мощность подстанции	Площадь застройки, м²	Стоимость, тыс. руб.				
			оборудования	монтажных работ	зарплата	строительной части	полная
35/6—10	ГПП-35-I-1×4000 А1	790	54,87	7,53	1,2	23,79	86,19
	ГПП-35-I-1×6300 А1	790	57,14	7,75	1,23	23,79	88,69
	ГПП-35-I-1×10000 А1	790	65.6	7,93	1,25	23,79	97,32
	ГПП-35-III-2×4000 А2	1310	108,79	13,22	2,5	36,45	158,44
	ГПП-35-III-2×6300 А2	1310	113,32	16,66	2,54	36,45	163,44
	ГПП-35-III-2×10000 А2	1310	130,23	14,01	2,6	36,45	180,69
	ГПП-35-IV-2×4000 А2	1170	110,31	14,09	2,6	37,11	161,51
	ГПП-35-IV-2×6300 А2	1170	114,86	14,53	2,65	37,11	166,5

Напряжение, кВ	Тип и мощность подстанции	Площадь застройки, м²	Стоимость, тыс. руб.				
			оборудования	монтажных работ	зарплата	строительной части	полная
110/6—10	ГПП-35-IV-2×10000 А2	1170	131,77	14,87	2,7	37,11	183,74
	ГПП-35-IV-У-2×4000 А2	1470	110,66	14,7	2,68	52,84	178,21
	ГПП-35-IV-У-2×6300 А2	1470	115,21	15,16	2,73	52,84	183,2
	ГПП-35-IV-У-2×10000 А2	1470	132,12	15,5	2,77	52,84	200,46
	ГПП-110-I-1×6300 А1	900	62,51	8,81	1,26	25,04	96,37
	ГПП-110-I-1×10000 А1	900	75,08	9,66	1,43	25,04	109,79
	ГПП-110-I-1×16000 А1	900	81,07	10	1,61	25,04	116,11
	ГПП-110-I-1×16000 Б1	900	89,33	10,14	2,16	25,81	125,78
	ГПП-110-III-2×6300 А2	1490	124,16	15,5	3	38,98	178,64
	ГПП-110-III-2×10000 А2	1490	149,34	16,87	3,3	38,98	205,19
	ГПП-110-III-2×16000 А2	1490	160,82	17,24	3,42	38,98	217,03
	ГПП-110-III-У-2×6300 А2	1550	132,38	16,37	3,2	39,53	188,27
	ГПП-110-III-У-2×10000 А2	1550	157,56	17,74	3,5	39,53	214,83
	ГПП-110-III-У-2×16000 А2	1550	169,03	18,11	3,6	39,53	226,66
	ГПП-110-IV-2×6300 А2	1740	126,25	16,46	3,15	40,05	182,75
	ГПП-110-IV-2×10000 А2	1740	151,42	17,84	3,46	40,05	209,31
	ГПП-110-IV-2×16000 А2	1740	162,9	18,19	3,58	40,05	221,13
	ГПП-110-III-2×16000 Б2	1500	180,02	17,87	3,55	42,89	240,79
	ГПП-110-III-У-2×16000 Б2	1600	188,23	18,75	3,8	43,51	250,49
	ГПП-110-IV-2×16000 Б2	1790	182,1	18,85	4	44,04	244,99
	ГПП-110-III-2×25000 Б2Р	1630	232,9	22,52	4,55	47,01	302,42
	ГПП-110-III-2×32000 Б2Р	1630	250,12	23,37	4,75	47.01	320,51
	ГПП-110-III-2×40000 Б2Р	1630	264,4	23,78	4,8	47.01	335,2
	ГПП-110-III-У-2×25000 Б2Р	1660	241,12	23,48	4,72	47,56	312,16
	ГПП-110-III-У-2×32000 Б2Р	1660	257,8	24,34	4,87	47,56	329,69
	ГПП-110-III-У-2×40000 Б2Р	1660	270,6	24,74	4.98	47,56	342,84
	ГПП-110-III-У-2×63000 Б2Р	1660	307,9	24,64	5,12	47,56	382,1
	ГПП-110-IV-2×25000 Б2Р	1850	234,98	23,57	4,7	47,98	306,52
	ГПП-110-IV-2×32000 Б2Р	1850	252,23	24,43	4,9	47,98	324,64
	ГПП-110-IV-2×40000 Б2Р	1850	264,8	24,83	5	47,98	337,6
	ГПП-110-IV-2×63000 Б2Р	1850	302,3	27,7	5,1	47,98	377,98

Примечание. ГПП – главная понизительная подстанция; 35, 110 – напряжение высшей стороны, кВ; I, III, IV – схема РУ высшего напряжения; У – усиленная изоляция; 1×10 000 – число и мощность трансформаторов, кВ·А; А1, А2, Б1, Б2, Б2Р – тип РУ низшего напряжения; А1 и А2 – для однотрансформаторных и двухтрансформаторных подстанций соответственно с выключателем на вводе типа ВМП-10К 1500 А; Б1 и Б2 – то же, но с выключателем 3000 А; Б2Р – для двухтрансформаторных подстанций с трансформаторами с расщепленной обмоткой низшего напряжения.

Таблица П18. **Технико-экономические характеристики трехфазных двухобмоточных трансформаторов внутренней установки**

Напряжение, кВ	Мощность трансформаторов, кВ·А	Потери, кВт		Ток ХХ, %	Напряжение, КЗ, %	Масса оборудования, т	Объем, м³	Стоимость, тыс. руб.			
		ХХ	КЗ					оборудования	монтажных работ	строительной части	полная
Тип ТМЗ											
10	160	0,73	2,65	2,4	4,5	2,2	40	1	0,12	0,74	1,86

Напряжение, кВ	Мощность трансформаторов, кВ·А	Потери, кВт		Ток XX, %	Напряжение, КЗ, %	Масса оборудования, т	Объем, м³	Стоимость, тыс. руб.			
		XX	КЗ					оборудования	монтажных работ	строительной части	полная
	250	1,05	3,7	2,3	4,5	3,1	40	1,31	0,15	0,74	2,2
	400	1,46	5,5	2,1	4,5	5,1	60	1,77	0,23	1,12	3,12
	630	2,27	8,5	2	5,5	6,4	90	2,18	0,27	1,67	4,12
	1000	3,3	12,2	2,8	5,5	7,2	90	3,36	0,31	1,67	5,34
	1600	4,5	18	2,6	5,5	11,3	90	4,74	0,31	1,67	6,72
	Тип ТНЗ										
	160	0,73	2,65	—	4,5	2,7	40	1,96	0,12	0,74	2,82
	250	1,05	3,7	—	4,5	3,6	40	2,84	0,16	0,74	3,74
	400	1,46	5,5	—	4,5	6	60	3,96	0,25	1,12	5,33
	630	2,27	8,5	3,2	5,5	7,5	90	5,66	0,31	1,67	7,64
	1000	3,3	12,2	2,8	5,5	8,7	90	8,76	0,35	1,67	10,78
	1600	4,4	18	2,6	5,5	10,5	90	11,8	0,35	1,67	13,82
	2500	4,6	25	1	5,5	—	—	14,3	0,7	2	17
	Тип ТСЗ										
	160	0,7	2,7	4	5,5	1,29	25	2,14	0,17	0,47	2,78
	250	1	3,8	3,5	5,5	1,63	34	2,6	0,18	0,62	3,3
	400	1,3	5,4	3	5,5	2,27	50	3,22	0,22	0,87	4,31
	630	2	7,3	3	5,5	3,22	58	4,55	0,25	1,01	5,81
	1000	3	11,2	2,5	5,5	4,47	58	6,72	0,25	1,01	7,98
	1600	4,2	16	2,5	5,5	6,22	58	9,68	0,28	1,15	11,12
	Тип ТМ										
	100	0,49	1,97	2,6	4,5	2	25	0,5	0,25	0,47	1,22
	160	0,73	2,65	2,4	4,5	1,4	34	0,63	0,26	0,62	1,54
	250	1,05	3,7	2,3	4,5	1,8	34	1,05	0,26	0,62	1,93
	400	1,45	5,5	2,1	4,5	3,2	59	1,26	0,4	1,04	2,7
	630	2,27	7,6	2	5,5	4,3	84	1,67	0,46	1,47	3,6
	1000	3,3	11,6	1,4	5,5	5	84	2,66	0,47	1,47	4,80
	1600	4,5	16,5	1,3	5,5	9	100	4,11	0,74	1,75	6,6
	2500	6,2	23,5	1	5,5	13,2	200	4,63	0,86	3,49	8,98
	4000	8,6	33,5	0,9	6,5	19,2	270	6,65	1,09	4,73	12,47
	6300	12	46,5	0,8	6,5	25,2	390	8,32	1,26	6,85	16,43
	Тип ТМ										
35	100	0,46	1,97	2,6	6,5	1,7	25	0,9	0,5	0,47	1,87
	160	0,66	2,65	2,4	6,5	2,3	41	1,31	0,5	0,78	2,59
	250	0,96	3,7	2,3	6,5	2,9	45	1,54	0,51	0,78	2,93
	400	1,35	5,5	2,1	6,5	4,2	49	2,27	0,53	0,93	3,7
	630	2	7,6	2	6,5	6,6	75	2,86	0,73	1,40	4,99
	1000	2,75	11,6	1,5	6,5	9,3	130	3,78	0,77	2,32	6,87
	1600	3,65	16,5	1,4	6,5	13,7	200	4,77	0,79	3,26	8,82
	2500	5,1	23,5	1,1	6,5	19,7	280	6,17	1,02	4,65	11,84
	4000	6,7	33,5	1	7,5	22,8	280	9,51	1,32	4,65	15,48
	6300	9,4	46,5	0,9	7,5	25,3	290	11,28	1,49	6,85	19,62

Таблица П19. **Технико-экономические характеристики трехфазных двухобмоточных трансформаторов наружной установки**

Напряжение, кВ	Мощность трансформатора, кВ·А	Потери, кВт		Ток ХХ, %	Напряжение, КЗ, %	Масса оборудования, т	Площадь, м²	Стоимость, тыс. руб.			
		ХХ	КЗ					оборудования	монтажных работ	строительной части	полная
Без регулирования под нагрузкой											
10	100	0,49	1,97	2,6	4,5	1,1	17	0,52	0,49	0,14	1,15
	160	0,73	2,65	2,4	4,5	1,5	17	0,68	0,52	0,14	1,34
	250	1,05	3,7	2,3	4,5	1,9	17	0,91	0,52	0,14	1,57
	400	1,45	5,5	2,1	4,5	3,3	22	1,3	0,61	0,17	2,08
	630	2,27	7,6	2	5,5	4,5	25	1,97	0,71	0,2	2,88
	1000	3,3	11,6	3	5,5	5,2	25	2,95	0,71	0,2	3,86
	1600	4,5	16,5	1,3	5,5	9,2	40	4,16	1,05	0,31	5,12
	2500	6,2	23,5	3,5	5,5	13,4	50	5,42	1,05	0,39	6,86
	4000	8,6	33,5	3	6,5	19,4	65	7,06	1,27	0,5	8,83
	6300	12	46,5	3	6,5	25,2	80	8,33	1,38	0,62	10,33
35	100	0,46	1,97	4,16	6,5	1,7	100	0,84	0,65	1,86	3,35
	160	0,56	2,65	2,4	6,5	2,3	100	1,11	0,65	1,86	3,61
	250	0,96	3,7	2,3	6,5	2,9	100	1,47	0,66	1,86	3,99
	400	1,35	5,5	2,1	6,5	4,1	100	2,04	0,68	1,86	4,58
	630	2	7,6	2	6,5	6,6	150	2,54	0,82	2,15	5,51
	1000	2,75	11,6	1,5	6,5	9,2	150	3,38	0,84	2,5	6,72
	1600	3,65	16,5	1,4	6,5	14	150	4,67	0,88	2,79	8,34
	2500	5,1	23,5	1,1	6,5	18	150	6,47	1,23	2,79	10,49
	4000	6,7	33,5	1	7,5	20	200	8,16	1,52	3,72	13,4
	6300	9,4	46,5	0,9	7,5	23	200	11,17	1,71	3,72	16,6
	10 000	19,6	85	0,8	8	25	200	14,61	1,87	4,12	20,6
	16 000	28,4	105	0,75	10	32	200	21	1,88	4,12	27
С регулированием под нагрузкой (РПН)											
	1000	2,75	11,6	1,5	6,5	8,02	150	5,73	0,97	2,8	9,5
	1600	3,65	16,5	1,4	6,5	9,6	150	6,34	1,46	2,8	10,6
	2500	5,1	23,5	1,1	6,5	12,27	150	8,43	1,57	2,8	12,8
	4000	6,7	33,5	1	7,5	16,28	200	10,77	1,71	3,72	16,2
	6300	9,4	46,5	0,9	7,5	19,6	200	15,51	1,77	3,72	21
	10 000	14,5	65	0,8	7,5	21	200	22,71	1,87	3,72	28,3
	16 000	21	90	0,75	8	31	200	31,18	2,1	3,72	37
Трансформаторы с расщепленной обмоткой и РПН											
	25 000	29	145	0,7	9,5	53,8	200	35,7	4,7	7,7	48,1
	32 000	33	180	0,7	11,5	65,5	250	44,1	5	7,7	56,8
	40 000	39	225	0,65	9,5	75,5	250	52,9	5,2	8,2	66,3
	63 000	55	280	0,6	11,5	83,2	250	74,2	5,6	8,2	88
Трансформаторы с РПН											
110	2500	6,5	22	1,5	10,5	24,5	400	19,56	2,5	7,44	29,5
	6300	13	50	1	37,3	37,3	400	26,4	2,96	7,44	36,8
	10 000	8	60	0,9	10,5	42	400	33,16	3	7,44	43,6
	16 000	26	85	0,85	10,5	54,5	400	42,34	3,22	7,44	53

Напряжение, кВ	Мощность трансформатора, кВ·А	Потери, кВт		Ток XX, %	Напряжение КЗ, %	Масса оборудования, т	Площадь, м²	Стоимость, тыс. руб.			
		XX	КЗ					оборудования	монтажных работ	строительной части	полная
Трансформаторы с расщепленной обмоткой и РПН											
	25 000	36	120	0,8	10,5	67,2	400	49,7	6,4	7,9	64
	32 000	44	145	0,75	10,5	88	400	57,4	6,6	9,4	73,4
	40 000	52	175	0,7	10,5	91,2	400	65,9	6,9	9,4	82,2
	63 000	73	260	0,65	10,5	107,2	400	88,5	7,1	9,4	105
	80 000	89	315	0,6	10,5	–	400	101,2	7,4	9,6	118,2
Трансформаторы с расщепленной обмоткой и РПН											
220	32 000	125	215	4,5	12	150	–	80,7	10,6	9,7	110
	63 000	137	345	4	12,2	145	–	130,4	12,9	9,7	153

Таблица П20. **Технико-экономические показатели трехфазных трехобмоточных трансформаторов с РПН наружной установки**

Напряжение, кВ	Мощность трансформатора, кВ·А	Потери, кВт		Ток, %	Напряжение КЗ, %			Масса оборудования, т	Площадь, м²	Стоимость, тыс. руб.			
		XX	КЗ							оборудования	монтажных работ	строительной части	полная
35	6300	13	55	2,3	7,5	7,5	16,5	23,7	200	23,37	3,9	3,72	31
	10 000	18	75	2,1	16,5	8	7,2	32,55	200	32,08	4,2	3,72	40
	16 000	24	144	1,6	17	8	7,5	42,9	200	43,98	5,3	3,72	53
110	6300	17	60	1,2	10,5	17	6	39	500	32,8	4,9	9,8	47,5
	10 000	23	80	5	10,5	17	6	52,3	500	41,2	5,3	9,8	56,3
	16 000	32	105	1,05	10,5	17	6	65,8	500	51,8	6,6	9,8	68,2
	20 000	45	127	2,5	10,5	17	6	68,1	500	59,1	6,5	9,8	75,4
	25 000	45	145	1	10,5	17	6	78,2	500	66,7	7,2	9,8	83,7
	40 000	63	230	0,9	10,5	17	6	104,3	500	88,5	8,1	13,6	107,2
	63 000	87	310	0,85	10,5	17	6	131,3	500	110,6	10,8	13,6	135
	80 000	73	380	0,6	17	10,5	6	146,3	500	125,9	12,5	13,6	152
220	25 000	50	135	1,2	12,5	20	6,5	136	–	92	11	14	117
	40 000	66	240	1,1	12,5	22	9,5	172	–	115	12,7	14	141,7
	63 000	91	320	1	12,5	24	10,5	180	–	146	13,5	14	173,5

Таблица П21. **Ответвления обмоток трехфазных двух- и трехобмоточных трансформаторов**

Класс напряжения, кВ	Мощность трансформатора, кВ·А	Число ответвлений и пределы регулирования	Обмотка с ответвлениями
6 и 10	1000–6300	$\pm 8 \times 1{,}25$ %	ВН
25 и 35	1000–6300	$\pm 6 \times 1{,}5$ %	ВН
35	10 000–63 000	$\pm 8 \times 1{,}5$ %	ВН
110	2500	$+10 \times 1{,}5$ % и $-8 \times 1{,}5$ %	ВН
110	6300 и более	± 16; ± 9 ступеней по 1,78 %	ВН
220	32 000–250 000	± 12; ± 8 ступеней по 1,5 %	ВН

Таблица П22. **Технико-экономические характеристики закрытых распределительных устройств (ЗРУ)**

Элементы ЗРУ	Тип привода, трансформатора напряжения, выключателя или разрядника	Номинальный ток, А	Масса оборудования, т	Объем, м³	Стоимость, тыс. руб.			
					оборудования	монтажа и материалов	строительной части	полная
ЗРУ напряжением до 10 кВ с одной системой шин (КСО – 2УМ)								
Ввод или отходящая линия с выключателем ВМП	ППМ(П)	1000	0,89	25	1,75	0,058	0,378	2,18
	ПЭ(ПС)	1000	0,85	25	1,54	0,058	0,378	1,97
Ввод и трансформатор напряжения	НТМИ (НТМК)	600	0,62	25	0,59	0,041	0,378	1
Ввод или отходящая линия с выключателем ВМП	ППМ(П)	1500	1,3	50	2,31	0,089	0,756	3,16
	ПЭ(ПС)	1500	1,2	50	2,15	0,089	0,756	3
Ввод от силового трансформатора с выключателем ВМП	ППМ(П)	1500	1,41	50	2,28	0,1	0,756	3,14
	ППМ(П)	3000	1,52	50	2,69	0,1	0,756	3,54
	ПЭ(ПС)	1500	1,36	50	2,06	0,1	0,756	2,92
	ПЭ(ПС)	3000	1,39	50	2,36	0,1	0,756	3,12
Проходной ввод с выключателем ВМП	ППМ(П)	1500	1,26	50	2,28	0,1	0,756	3,14
	ПЭ(ПС)	1500	1,18	50	2,06	0,1	0,756	2,92
Ввод и трансформатор собственных нужд ТМ-35/10, ОМ-4/10	ППМ(П)	1500	1,4	50	2,68	0,1	0,756	3,53
	ПЭ(ПС)	1500	1,37	50	2,58	0,1	0,756	3,44
Отходящая линия с выключателем ВМП	ППМ(П)	1500	0,83	25	1,71	0,058	0,378	2,14
	ПЭ(ПС)	1500	0,73	25	1,42	0,058	0,378	1,86
Отходящая линия или ввод	ПРА-17	400	0,36	25	0,45	0,058	0,378	0,89
Секционный разъединитель	ПР-2	600	0,07	25	0,144	0,041	0,378	0,56
Секционный выключатель ВМП	ППМ(П)	1500	1,2	50	2,13	0,1	0,756	2,99
	ППМ(П)	3000	1,3	50	2,4	0,1	0,756	3,26
	ПЭ(ПС)	1500	1,2	50	2,12	0,1	0,756	2,98
	ПЭ(ПС)	3000	1,3	50	2,29	0,1	0,756	3,14
Трансформатор напряжения НТМИ (НТМК), НОМ	НТМИ	400	0,6	25	0,559	0,041	0,378	0,79
Разрядники	РВМ(РВП)	400	0,55	25	0,374	0,041	0,378	1,06
Резервная камера (ввод, заземления сборных линий)	ПР-2	1500	0,34	25	0,278	0,03	0,378	0,686

Комплектные распределительные устройства К-XII (до 1500 А) и К-XV (до 3000 А) напряжением до 10 кВ								
Ячейка с выключателем ВМП	ППМ-10	600, 1500	1,2	27	2,18	0,06	0,41	2,65
	ПЭ-11	600, 1500	1,1	27	2,28	0,06	0,41	2,75
	ПЭВ-12	600, 1500	1,3	27	3,85	0,06	0,41	4,52
Ячейка с трансформатором напряжения	НТМИ	–	1	27	1,1	0,04	0,41	1,55
Ячейка с трансформатором напряжения и разрядники РВП	НТМИ	–	1,1	27	1,22	0,04	0,41	1,97
Ячейка с разрядниками РВП	–	–	0,9	27	1	0,04	0,41	1,97
Ячейка с трансформатором собственных нужд мощностью до 63 кВ·А	–	–	0,9	27	1,5	0,06	0,41	1,97
Ячейка со штепсельным разъединителем	–	600, 1500	1	27	0,88	0,04	0,41	1,43
Ячейка с предохранителями	–	–	1	27	0,33	0,04	0,41	0,78
Комплектные распределительные устройства КРУ2–10 напряжением до 10 кВ								
Ячейка с выключателем ВМП	ППМ-10	600, 1500	1,2	27	1,87	0,06	0,41	2,34
	ПЭ-11	600, 1500	1,1	27	1,79	0,06	0,41	2,26
	ПЭВ-12	3000	1,3	27	3,85	0,06	0,61	4,52
Ячейка с трансформатором напряжения	НТМИ	–	0,9	27	0,93	0,04	0,41	1,38
Ячейка с разрядниками РВП	–	–	0,8	27	0,58	0,04	0,41	1,03
Ячейка с трансформатором собственных нужд мощностью до 2 кВ·А	–	600	0,9	27	1	0,04	0,41	1,45
Ячейка с разъединителем или кабельная сборка	–	600, 1500	0,8	27	0,78	0,04	0,41	2,03
Ячейка со штепсельным разъединителем	–	3000	1	27	1,4	0,04	0,41	2,05
Шинопроводы	–	–	0,2	–	0,557	0,04	–	0,6
Комплектные распределительные устройства напряжением 20 кВ								
Ячейка с выключателем ВМП-20	ППМ-10	600	–	–	2,62	0,08	0,5	3,2

Продолжение табл. П22

Элементы ЗРУ	Тип привода, трансформатора напряжения, выключателя или разрядника	Номинальный ток, А	Масса оборудования, т	Объем, м³	Стоимость, тыс. руб.			
					оборудования	монтажа и материалов	строительной части	полная
	ПЭ-11	600, 1500	–	–	2,72	0,08	0,5	3,3
Ячейка с трансформатором напряжения	НТМИ	–	–	–	1,22	0,08	0,50	1,8
Ячейка с разрядниками РВП	–	–	–	–	1,07	0,08	0,5	1,65
Ячейка с трансформатором собственных нужд мощностью до 63 кВ · А	–	600	–	–	1,68	0,08	0,5	2,26
Ячейка со штемпельным разъединителем или кабельная сборка	–	600, 1500	2	–	1,14	0,08	0,5	1,72
ЗРУ напряжением 35 кВ с одной системой шин								
Масляные выключатели	ВМК-35	–	2,3	100	2,48	1,05	1,49	5,02
	МКП-35	–	4,9	100	1,68	0,83	1,49	4,8
	МГ-35	–	1,8	160	1,3	0,87	2,43	4
Воздушный выключатель	ВВН-35	–	3,5	180	4,16	0,96	2,43	7,55
Трансформатор напряжения	НОМ-35	–	1,5	85	0,55	0,83	1,35	2,23
Разрядник РВС-35	–	–	0,7	85	0,33	0,34	1,35	2,02

ЗРУ напряжением 35 кВ с двумя системами шин								
Масляные выключатели	ВМК-35	–	2,5	170	2,63	1,15	2,57	6,35
	С-35	–	1,5	170	1,03	0,88	2,57	4,48
	МГ-35	–	2,2	180	1,41	0,92	2,7	5,03
	МКП-35	–	4,7	170	1,78	0,93	2,57	5,28
Воздушный выключатель	ВВН-35	–	3,5	180	4,98	1,1	2,7	8,14
Трансформатор напряжения	НОМ-35	–	0,9	85	0,55	0,33	1,35	2,23
Разрядник РВС-35	–	–	0,7	85	0,33	0,34	1,35	2,02
ЗРУ напряжением 110 кВ с одной системой шин								
Воздушный выключатель	ВВН-110	–	11,4	1100	14,1	1,39	15,66	31,15
Выключатель	МГ-110	–	11	1100	6,28	1,08	15,66	23,02
Трансформатор напряжения и разрядник РВС-110	НКФ-110	–	7,4	1100	4,06	0,86	15,66	20,58
ЗРУ напряжением 110 кВ с двумя системами шин								
Воздушный выключатель	ВВН-110	–	12,2	1100	14,66	1,57	15,66	31,9
Воздушный выключатель шиносоединительный и секционный	ВВН-110	–	11,4	1100	14,23	1,45	15,66	31,34
Выключатель	МГ-110	–	11,9	1100	6,7	1,36	15,66	23,72

Таблица П23. **Технико-экономические характеристики открытых распределительных устройств (ОРУ)**

Элемент ОРУ	Масса оборудования, т	Площадь, м²	Стоимость, тыс. руб.			
			оборудования	монтажа и материалов	строительной части	полная
Одна ячейка с выключателем ВМП 600–1500 А с приводом ПЭ-11	1,5	5	2,3	0,06	0,09	2,45
Одна ячейка с выключателем ВМП 3000 А с приводом ПЭВ-12	2,5	5	5	0,12	0,18	5,3
Одна ячейка секционирования с выключателем ВМП 3000 А с приводом ПЭВ-12	2,3	5	4,73	0,12	0,18	5,03
Одна ячейка с секционным штепсельным разъединителем 600–1500 А	0,8	5	1,16	0,04	0,09	1,29
Одна ячейка с трансформатором напряжения НТМИ	0,9	5	1,32	0,04	0,09	1,45
Одна ячейка с разрядниками РВП или РВМ	0,9	5	1,42	0,04	0,09	1,55
Одна ячейка с трансформатором собственных нужд	0,9	5	2,15	0,06	0,09	2,3
ОРУ напряжением 35 кВ с одной системой шин на железобетонных конструкциях						
Один ввод с 1 КЗ и 3 РВС	0,9	100	0,49	0,27	1,68	2,44
Один ввод с 1 РЛНД; 1 ОД; 1 КЗ и 3 РВС	1,7	150	0,98	0,42	2,52	2,92
Один ввод с РЛНД; 1 ОД; 1 КЗ и 3 РВС	2,1	200	1,12	0,7	3,36	5,18
Один ввод с 3 РЛНД; 1 ОД; 1 КЗ и 1 РВС	3,3	250	1,6	0,84	4,2	6,63
Два ввода с 2 РЛНД; 2 ОД, 1 КЗ и 3 РВС	3,7	300	1,89	1,15	5,04	8,08
Выключатели:						
ВМК-35	4	200	2,2	0,62	3,36	6,18
ВБД-35	3	200	1,4	0,48	3,36	5,24
ВМ-35	2,3	200	1,31	0,43	3,36	5,1
ВМД-35	2,4	200	1,36	0,46	3,36	5,18
МКП-35	5	200	1,67	0,51	3,36	5,54
МГ-35	2,2	200	1,5	0,38	3,36	5,25
Короткозамыкатели КЗ-35	0,4	150	0,3	0,19	2,52	3,01
Трансформатор напряжения НОМ-35	1,7	150	0,76	0,24	2,52	3,52
Разрядник РВС-35	0,8	150	0,34	0,13	2,52	3

Элемент ОРУ	Масса оборудования, т	Площадь, м²	Стоимость, тыс. руб.			
			оборудования	монтажа и материалов	строительной части	полная
Отделители ОД-35/600	0,8	200	0,35	0,3	3,36	4,01
ОРУ напряжением 35 кВ с двумя системами шин на железобетонных конструкциях						
Два ввода с 4 РЛНД; 2 КЗ; 6 РВС	4,3	400	2	0,96	6,72	9,68
Два ввода с 4 РЛНД; 2 ОД; 2 КЗ; 6 РВС	5,2	500	2,7	1,34	8,4	12,44
Два ввода с 3 РЛНД; 3 ОД; 2 КЗ; 6 РВС	5,1	500	2,81	1,4	8,4	12,61
Выключатели:						
ВМК-35	4,3	350	2,63	0,79	5,88	9,31
ВБ-35	2,8	350	1,31	0,61	5,88	7,79
ВБД-35	3,4	350	1,74	0,66	5,88	8,28
ВМД-35	3,1	350	1,71	0,68	5,88	8,27
МКП-35	5	350	2,11	0,73	5,88	8,71
МГ-35	2,4	350	1,83	0,56	5,88	8,27
ОРУ напряжением 110 кВ с одной системой шин на железобетонных конструкциях						
Один ввод с 1 КЗ и 3 РВС	1,5	100	0,85	0,31	1,68	2,84
ОДИН ввод с 1 РЛНД; 1 ОД; 1 КЗ; 3 РВС	3,5	150	1,7	0,54	2,52	4,76
Один ввод с 2 РЛНД; 1 ОД; 1 КЗ; 3 РВС	5,8	200	3,61	0,92	3,36	6,89
Один ввод с 3 РЛНД; 1 ОД; 1 КЗ; 3 РВС	7,3	250	2,82	1,1	4,20	8,12
Два ввода с 2 РЛНД; 2 ОД; 1 КЗ; 3 РВС	7,4	300	3,41	1,37	5,04	9,55
Выключатели:						
ВМК-110	14	500	6,48	1,29	8,42	16,18
МКП-110	22,3	500	6,6	1,21	8,42	16,24
МГ-110	10	500	5,84	0,56	8,42	14,82
ВВН-110	11,4	500	13,12	0,7	8,42	22,24
Отделитель ОД-110/600	1,7	250	0,57	0,37	4,2	5,14
Разъединитель РОНЗ-110/600	1,8	250	0,76	0,27	4,2	5,23
Короткозамыкатель КЗ-110	1	250	0,34	0,19	4,2	4,73
Трансформатор напряжения НКФ-110	4,8	200	3,14	0,3	3,36	6,8
Разрядник РВС-110	3,2	200	1,02	0,21	3,36	4,59
ОРУ напряжением 110 кВ с двумя системами шин на железобетонных конструкциях						
Два ввода с 4 РЛНД; 2 КЗ; 6 РВС	9,4	400	3,57	1,33	6,72	11,62

Продолжение табл. П23

Элемент ОРУ	Масса оборудования, т	Площадь, м²	Стоимость, тыс. руб.			
			оборудования	монтажа и материалов	строительной части	полная
Два ввода с 4 РЛНД; 2 ОД; 2 КЗ; 6 РВС	11	500	4,63	1,77	8,4	14,8
Два ввода с 3 РЛНД; 3 ОД; 2 КЗ; 6 РВС	10,4	500	4,73	1,82	8,4	14,95
Выключатели:						
ВМК-110	17	700	7,14	1,71	11,76	20,61
МКП-110	24,3	700	7,51	1,52	11,76	19,35
МГ-110	11,9	700	6,71	0,88	11,76	19,35
ВВН-110	13	700	14,01	0,99	11,76	26,76

Таблица П24. **Технико-экономические характеристики ОРУ без выключателей**

Наименование элементов ОРУ	Площадь, м²	Масса обрудования, т	Стоимость, тыс. руб.			
			оборудования	монтажа и материалов	строительной части	полная
ОРУ напряжением 35 кВ						
Блок с предохранителем	250	0,8	0,5	0,18	0,96	1,64
Блок с отделителем	250	1,4	1	0,32	1,1	2,42
Объединенный блок с предохранителями	400	1,5	0,9	0,31	1,7	2,91
Объединенный блок с отделителями	450	2,7	2	0,6	1,7	4,3
Два блока с автоматической перемычкой между ними	450	3,3	2,3	0,7	3,2	6,2
ОРУ напряжением 110 кВ						
Блок с отделителями	500	3	2,3	0,9	3	6,2
Объединенный блок с отделителями	800	6,5	5	2	7	14
Два блока с автоматической перемычкой с отделителями	1000	8	6	2,2	8	16,2
ОРУ напряжением 220 кВ						
Блок с отделителями	900	7	5,8	1,3	6,4	13,5
Два блока с автоматической перемычкой между ними	1800	20	16	3,4	17	36,4
Объединенный блок с отделителями	1800	42	11,7	3	16	30,7

Примечание. Подстанции с короткозамыкателями и отделителями могут быть тупиковыми, ответвительными и узловыми. Они могут получать питание по одноцепным и двухцепным линиям, причем эти линии могут иметь одно- и двустороннее питание.

В сетях напряжением 35 кВ, работающих с изолированной или компенсированной нейтралью, для обеспечения надежного отключения искусственного КЗ необходимо поставить короткозамыкатели в *две фазы*, а в сетях напряжением 110 кВ и выше, работающих с глухозаземленной нейтралью, достаточно иметь короткозамыкатель в одной фазе.

На тупиковых подстанциях на стороне высшего напряжения ставят вместо отделителя разъединитель.

Таблица П25. **Нормы амортизационных отчислений и затрат на эксплуатацию** [1]

Группы и виды основных фондов	Нормы отчислений от капитальных вложений, %			Затраты на эксплуатацию	Всего
	Общая норма амортизационных отчислений	В том числе			
		на капремонт	на полное восстановление (на реновацию)		
Воздушные линии:					
на стальных и железобетонных опорах:					
до 20 кВ	3,5	1	2,5	2	5,5
35–150 кВ	2,8	0,8	2	0,4	3,2
220 кВ и выше	2,2	0,6	1,6	0,4	2,6
на деревянных опорах из пропитанной древесины:					
до 20 кВ	6,6	2,5	4,1	2	8,6
35–150 кВ	5,3	2	3,3	0,5	5,8
220 кВ и выше	4,2	1,6	2,6	0,4	4,6
на деревянных опорах из непропитанной древесины:					
до 20 кВ	8,1	3	5,1	2	10,1
35–150 кВ	6,6	2,5	4,1	0,5	7,1
220 кВ и выше	5,3	2	3,3	0,4	5,7
на деревянных опорах с железобетонными пасынками:					
до 20 кВ	5,3	2	3,3	2	7,3
35–150 кВ	4,2	1,6	2,6	0,5	4,7
220 кВ и выше	3,4	1,3	2,1	0,4	3,8
Кабельные линии:					
проложенные в земле и под водой:					
до 10 кВ	3	0,5	2,5	2	5
20–35 кВ	4,1	1	3,1	2	6,1
80 кВ и выше	2,3	0,3	2	2	4,3
проложенные в помещениях:					
до 10 кВ	2,4	0,4	2	–	–
20–35 кВ	3,3	0,8	2,5	–	–
80 кВ и выше	1,8	0,2	1,6	–	–
Силовое электротехническое оборудование и распределительные устройства (трансформаторы, выключатели, и т. д.) напряжением:					
до 150 кВ	6,3	3	3,3	3	9,3
220 кВ и выше	6,3	3	3,3	2	8,3

[1] Таблица взята из «Электротехнического справочника» под общ. ред. П. Г. Грудинского, Г. Н. Петрова, М. М. Соколова и др., т. 2, кн. 2, М., Энергия, 1972.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Правила** устройства электроустановок. – М.: Атомиздат, 1976.

2. **Федоров А. А.** Основы электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Энергия, 1972. – 415 с.

3. **Волобринский С. Д.** Электрические нагрузки и балансы промышленных предприятий. – М.: Энергия, 1976. – 128 с.

4. **Мукосеев Ю. Л.** Электроснабжение промышленных предприятий. – М.: Энергия, 1973. – 583 с.

5. **Цеховые** электрические сети/ Э. Т. Сидоренко, С. Р. Сидоренко, Е. Ф. Хомицкий, В. А. Хатанов. – М.: МЭИ, 1983. – 83 с.

6. **Бессонов Л. А.** Теоретические основы электротехники. – М.: Высшая школа, 1973. – 750 с.

7. **Львов А. П.** Электрические сети повышенной частоты. – М.: Энергия, 1973. – 80 с.

8. **Методика** технико-экономических расчетов в энергетике. – М.: ГКНТ СССР, 1966. – 22 с.

9. **Федоров А. А.** Теоретические основы электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Энергия, 1976. – 271 с.

10. **Чернухин А. А., Флаксерман Ю. Н.** Экономика энергетики СССР. – М.: Энергия, 1980. – 343 с.

11. **Михайлов В. В.** Надежность электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Энергия, 1973. – 168 с.

12. **Жежеленко И. В.** Показатели качества электроэнергии на промышленных предприятиях. – М.: Энергия, 1977. – 126 с.

13. **Глинтерник С. Р.** Электромагнитные процессы и режимы мощных статических преобразователей. – Л.: Наука, 1970. – 308 с.

14. **Жежеленко И. В.** Высшие гармоники в системах электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Энергия, 1974. – 184 с.

15. **Гамазин С. И., Черепанов В. В.** Применение ЭЦВМ для расчета несинусоидальности токов и напряжений в системах электроснабжения промышленных предприятий. – Тр. МЭИ, 1975, вып. 218. с. 7–11.

16. **Сидоренко Э. Т., Сидоренко С. Р., Бурунин О. А.** Определение потерь и уменьшение высших гармонических в системах электроснабжения промышленных предприятий при наличии вентильной нагрузки. – М.: МЭИ, 1981. – 68 с.

17. **Справочник** по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети / Под ред. А. А. Федорова и Г. В. Сербиновского. – М.: Энергия, 1980. – 576 с.

18. **Федоров А. А., Каменева В. В.** Основы электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Энергия, 1979. – 408 с.

19. **Справочник** по электроснабжению промышленных предприятий. Электрооборудование и автоматизация / Под ред. А. А. Федорова и Г. В. Сербиновского. – М.: Энергия, 1981. – 624 с.

20. **Петров Г. Н.** Электрические машины. Ч. 1. – М.: Энергия, 1974. – 240 с.

21. **Ивоботенко Б. А., Ильинский Н. Ф., Копылов И. П.** Планирование эксперимента в электромеханике.— М.: Энергия, 1975.— 185 с.

22. **Федоров А. А., Катарская А. А.** Основы электроснабжения промышленных предприятий. Ч. 1.— М.: МЭИ, 1975.— 226 с.

23. **Айземан М. А., Браверман Э. М., Розеноэр Л. И.** Метод потенциальных функций в теории обучения машин.— М.: Наука, 1970.— 383 с.

24. **Федоров А. А., Садчиков С. В.** Характеристики и алгоритмы формирования и отбора вариантов систем промышленного электроснабжения.— Электричество, 1982, № 2, с. 1—5.

25. **Кончин Н. Е.** Векторное исчисление и начала тензорного исчисления.— М.: Наука, 1965.— 426 с.

26. **Каменева В. В.** Область рассеяния центра электрических нагрузок.— М.: МЭИ, 1971.

27. **Каменева В. В., Киреева Э. А.** К вопросу определения местоположения главных понизительных или распределительных подстанций промышленных предприятий.— Электричество, 1972, № 3, с. 83—84.

28. **Указания** по компенсации реактивной мощности в распределительных сетях.— М.: Энергия, 1974.— 73 с.

29. **Железко Ю. С.** Компенсация реактивной мощности в сложных электрических системах.— М.: Энергия, 1970.— 200 с.

30. **Ульянов С. А.** Электромагнитные переходные процессы в электрических системах.— М.: Энергия, 1970.— 519 с.

31. **Правила** технической эксплуатации электроустановок потребителей и правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.— Днепропетровск: Промінь, 1975.— 352 с.

32. **Федоров А. А., Никульченко А. Г., Быстрицкий Г. Ф.** Методические указания по расчету допустимой перегрузки воздушных линий в системах электроснабжения промышленных предприятий.— М.: МЭИ, 1975.— 100 с.

33. **Вентцель Е. С.** Теория вероятности.— М.: Наука, 1969.— 547 с.

34. **Электротехнический** справочник: В 3-х т. / Под общ. ред. проф. МЭИ В. Г. Герасимова, П. Г. Грудинского, Л. А. Жукова и др. 6-е изд., перераб. и доп. Т. 1. Общие вопросы. Электротехнические материалы.— М.: Энергия, 1980.— 520 с.

35. **Проектирование** промышленных электрических сетей / Под ред. В. И. Круповича.— М.: Энергия, 1979.— 455 с.

36. **Справочник** по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. С. С. Рокотяна и И. М. Шапиро.— М.: Энергия, 1977.— 454 с.

37. **Веников В. А.** Теория подобия и моделирования.— М.: Высшая школа, 1978.— 470 с.

38. **Некленаев Б. Н.** Электрическая часть электростанций— М.: Энергия, 1976.— 552 с.

ПРЕДМЕТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

Б

Блуждающие токи 349

В

Вентильный преобразователь 126, 129, 123, 125, 289

Влияние колебаний напряжения на работу приемников электроэнергии 120

– несимметрии напряжения на работу приемников электроэнергии 142, 146

– несинусоидальности формы кривой напряжения на работу электрооборудования 134, 123

– отклонений напряжения на работу приемников электроэнергии 112

– установок электродуговой сварки на качество электроэнергии 132

– электродуговых печей на качество электроэнергии 130, 109

Внешнее электроснабжение 258

Внутреннее электроснабжение 260

Выбор мощности компенсирующих устройств 302

– места расположения питающих подстанций промышленного предприятия 214

– мощности силовых трансформаторов 154
– напряжений при равномерно распределенной нагрузке 198
– плавких предохранителей для защиты электродвигателей 54
– рациональной шкалы стандартных мощностей силовых трансформаторов 168
– режима работы нейтрали в установках выше 1000 В 329
– – – – – – до 1000 В 326
– сечений по нагреву током КЗ 60
– – – потерям напряжения 58
– – – экономическим соображениям 57
– – проводов, кабелей и шин по наибольшему длительно допустимому току нагрузки 57
– сечения шинопроводов 60, 64
– фильтрокомпенсирующих устройств 316

Д

Дополнительные потери активной мощности и электроэнергии, обусловленные несинусоидальными токами 372
Допустимая перегрузка аппаратуры систем электроснабжения 406
– – воздушных линий в системах промышленного электроснабжения 415, 419
– – генераторов 392, 400
– – силовых трансформаторов 169

З

Заземлители 331, 335
– *естественные* 333
– искусственные 333
Заземляющее устройство 331
Заземляющие реакторы 330
Защита автоматическими выключателями 54
– плавкими предохранителями 54
– цеховых сетей 54
Защитное заземление 328
Зона рассеяния центра электрических нагрузок 235

И

Инженерная методика расчета и определения допустимых перегрузок ВЛ в системах промышленного электроснабжения 419
Источники высших гармоник 123, 125
– реактивной мощности 297

К

Картограмма нагрузок 215
Качество электроэнергии 108
Колебания напряжения 112
– шинопроводов 285
Компенсация реактивной мощности 289, 311
Компенсирующие устройства 289, 301
Конденсаторы 299
Конструктивное исполнение цеховых сетей 43
Контроль несинусоидальности напряжения 141, 109, 124
Коэффициент включения 21
– загрузки 22
– заполнения графика активных нагрузок 28
– изменения потерь 117, 294
– искажения тока 296
– использования 20
– максимума 26
– мощности 292
– – преобразователя 296
– несимметрии 143, 145
– несинусоидальности 124, 144
– нормативный приведения разновременных затрат 83
– – экономической эффективности 83
– пульсации напряжения 146
– разновременности максимума 28
– реактивной мощности 292
– спроса 28
– укрутки 376
– формы графика нагрузок 22

М

Магистральные схемы 43
Метод срока окупаемости 85
Методы аппроксимации 97
– интерполяции 94
– и средства уменьшения высших гармоник 139
– приближения функций 92

Н

Надежность 14
Нагрузки расчетные 35
– среднеквадратические 31
– средние 30
Нейтраль сети 324
Несимметрия напряжения 142
Несинусоидальность формы кривой напряжения и тока 109, 123, 141

О

Общие рекомендации по выбору метода определения расчетных нагрузок 42
Определение зон увеличения приведенных расчетных годовых затрат при смещении подстанций из зоны рассеяния ЦЭН 254
– и ориентация координат осей эллипса рассеяния 233, 234
– местоположения ГПП (ГРП) с учетом динамики 256
– – питающих подстанций во всех трех осях координат 246
– приведенного числа приемников 30
– расхода электроэнергии 33
– расчетной нагрузки по средней мощности и коэффициенту формы 40
– – – удельному расходу электроэнергии на единицу продукции 40
– – – установленной мощности и коэффициенту спроса 38
– рационального напряжения аналитическим расчетом 183
– – – методом планирования эксперимента 199
– условного центра электрических нагрузок
Оптимизация систем электроснабжения 422
Освещение 47
Основные сведения о цифровой ЭВМ МИР 105
– технико-экономические показатели 84
Особенности расчета сетей наружного освещения 52
Отклонения напряжения 112
– – и влияние на работу приемников электроэнергии 112

П

Плотность тока экономическая 57
Показатель разброса нагрузок 219, 222
– связи распределения нагрузок 228

Построение эллипса рассеяния 240
Потенциальная функция нагрузок приемников 9
Потери мощности 294, 310
– – в шинопроводах 267
– напряжения в шинопроводах 267
– электроэнергии 354, 355
Преобразовательные установки 15
Приближенное определение рационального напряжения 195
Приведенное число приемников электроэнергии 24
Приемники электроэнергии 11
Применение интерполяционной теории Лагранжа 185
– – – Ньютона 184
– методов планирования эксперимента 199
– цифровых ЭВМ для решения технико-экономических задач 105
Проверка выбранного сечения шинопровода 271, 272
– шин на механический резонанс 280

Р

Радиальные схемы 43
Размах изменения напряжения 112
– колебаний частоты 110
Размещение компенсирующих устройств 302, 311
Расчет высших гармоник 137
– заземляющих устройств 340
– токов КЗ в установках напряжением до 1000 В 64
– – – – – постоянного тока 72
– – – – сетей передвижных установок 76
– – – – цеховых сетей повышенной частоты 78
– трансформаторов с расщепленной вторичной обмоткой 171
– трехобмоточных трансформаторов 171
– шинопроводов на механическую прочность 271, 272
– электрических сетей осветительных установок 49
Реактивная мощность 290
Реактивное сопротивление шинопровода 263, 265
Регулирование компенсирующих устройств 311
– напряжения 119

С

Сварочные установки 19
Сечение проводов осветительных сетей 50
Силовые общепромышленные установки 14
Синхронизированный асинхронный двигатель 319
Синхронный двигатель 144
– компенсатор 297
Система электроснабжения 5
Снижение несимметрии напряжения 146
Совместное питание осветительной и силовой нагрузки 48
Сопротивление растеканию (заземлителя) 332
Способы и средства повышения качества электроэнергии 108, 119, 121, 139
– уменьшения потребления реактивной мощности приемниками электроэнергии 292
Статические компенсирующие устройства 301
Стохастическое моделирование 429

Т

Тензор разброса электрических нагрузок 229, 234
Термическая стойкость шинопроводов 271
Трансформаторы 43, 177, 148, 154

У

Убыток от перерывов электроснабжения потребителей
– при отклонениях напряжения в системах внутризаводского электроснабжения 116
Удельное реактивное сопротивление воздушных линий 58
– – – кабельных линий 58
Установки с глухозаземленной нейтралью 326, 12
– – изолированной нейтралью 326, 12

Ф

Фильтрокомпенсирующие устройства 289, 316
Фильтросимметрирующие устройства 289, 316
Фильтры высших гармоник 141

Ц

Цеховые электрические сети 43

Ш

Шинопроводы 263, 46
Шины 263

Э

Экономия электроэнергии в линиях 382
– – – в трансформаторах 382
– – – в трехфазных сетях с несимметричной нагрузкой 383
– – – за счет применения повышенных напряжений 384
Электрические осветительные установки 15, 47
– печи 17
Электробаланс 354
Электродвигатели 17
Электродинамическая стойкость шинопроводов 272
Электрокоррозия подземных сетей блуждающими токами 349
Электротермические установки 17
Эффект близости 264
– поверхностный 263

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие 3
Введение 5

Глава первая. **Общие вопросы электроснабжения** 11

1.1. Классификация приемников электроэнергии и их общие характеристики 11
1.2. Характерные приемники электроэнергии 14

Глава вторая. **Электрические нагрузки** 20

2.1. Графики электрических нагрузок и показатели, характеризующие приемники электроэнергии 20
2.2. Способы определения приведенного числа приемников 30
2.3. Определение средних нагрузок 30
2.4. Определение среднеквадратических нагрузок 31
2.5. Определение расхода электроэнергии 33
2.6. Определение расчетных нагрузок 35
2.7. Определение расчетной нагрузки по установленной мощности и коэффициенту спроса 38
2.8. Определение расчетной нагрузки по удельной нагрузке на единицу производственной площади 39
2.9. Определение расчетной нагрузки по удельному расходу электроэнергии на единицу продукции 40
2.10. Определение расчетной нагрузки по средней мощности и коэффициенту формы 40
2.11. Общие рекомендации по выбору метода определения расчетных нагрузок 42

Глава третья. **Электрические сети цеховых потребителей электроэнергии** 42

3.1. Характеристика производственных помещений по условиям окружающей среды 42
3.2. Устройство и конструктивное исполнение цеховых электрических сетей 43
3.3. Виды освещения и требования к системам их электроснабжения 47
3.4. Выбор сечений осветительных сетей 50
3.5. Защита электрических сетей осветительных установок 53
3.6. Защита цеховых электрических сетей 54
3.7. Выбор сечений проводов и жил кабелей силовых приемников . . . 57
3.8. Выбор шин в цеховых электрических сетях 60

3.9. Режим коротких замыканий в цеховых сетях напряжением до 1000 В 64
3.10. Расчет токов короткого замыкания в установках постоянного тока 72
3.11. Расчет сетей передвижных установок 76
3.12. Расчет цеховых сетей с повышенной частотой 78

Глава четвертая. **Основы технико-экономических расчетов в системах электроснабжения с применением цифровых ЭВМ** 81

4.1. Общие положения 81
4.2. Методика технико-экономических расчетов 82
4.3. Основные технико-экономические показатели 84
4.4. Использование математических методов в технико-экономических расчетах 91
4.5. Применение цифровых ЭВМ для решения технико-экономических задач 105

Глава пятая. **Качество электрической энергии** 108
5.1. Общие положения 108
5.2. Отклонения и размах колебаний частоты 110
5.3. Отклонения напряжения 111
5.4. Колебания напряжения 120
5.5. Несинусоидальные режимы в системах промышленного электроснабжения 123
5.6. Несимметрия напряжений 142

Глава шестая. **Выбор числа и мощности силовых трансформаторов** . . . 148

6.1. Общие положения 148
6.2. Выбор числа трансформаторов 149
6.3. Выбор мощности силовых трансформаторов 154
6.4. О рациональности шкалы номинальных мощностей силовых трансформаторов 168
6.5. Выбор трехобмоточных трансформаторов и трансформаторов с расщепленной обмоткой низшего напряжения (НН) 171
6.6. Общие выводы по выбору числа и мощности силовых трансформаторов 177

Глава седьмая. **Выбор напряжений** 181

7.1. Постановка вопроса 181
7.2. Определение рационального напряжения аналитическим расчетом 183
7.3. Приближенное определение рационального напряжения 195
7.4. Выбор рационального напряжения при равномерно распределенной нагрузке 198
7.5. Определение рационального напряжения с применением методов планирования эксперимента 199

Глава восьмая. **Выбор сечений проводов и жил кабелей** 204

8.1. Постановка вопроса 204
8.2. Выбор сечений жил кабелей и проводов воздушных линий по нагреву расчетным током 205
8.3. Выбор сечений жил кабелей по нагреву током короткого замыкания 207
8.4. Выбор сечений жил кабелей и проводов по экономическим соображениям 207

Глава девятая. **Выбор места расположения питающих подстанций и схем электроснабжения промышленного предприятия** 214

9.1. Общие положения 214
9.2. Картограмма нагрузок 215
9.3. Разброс нагрузок 219
9.4. Центр электрических нагрузок 220
9.5. Выбор места расположения источника питания 221
9.6. Разложение показателя разброса нагрузок на составляющие . . . 222
9.7. Задача об оптимальном распределении приемников электроэнергии объекта по источникам питания 224
9.8. О числе источников питания 226
9.9. Показатель связи распределения нагрузок 228
9.10. Тензорная природа характеристических свойств распределения нагрузок 229
9.11. Показатели характеристических свойств группы приемников . . . 230
9.12. Обобщение тензора разброса нагрузок 234
9.13. Зона рассеяния центра электрических нагрузок промышленного объекта 235
9.14. Характеристики зоны рассеяния ЦЭН 238
9.15. Алгоритм построения зоны рассеяния ЦЭН 240
9.16. Влияние зон рассеяния ЦЭН цехов на зону рассеяния ЦЭН промышленного предприятия 242
9.17. Определение места расположения питающих подстанций с учетом третьей координаты 246
9.18. Вероятностно-статистический метод изучения зоны рассеяния ЦЭН 248
9.19. Определение зон увеличения приведенных годовых затрат при смещении подстанции из зоны рассеяния ЦЭН 254
9.20. Определение места расположения ГПП (ГРП) с учетом развития систем электроснабжения промышленных предприятий 256
9.21. Характерные схемы электроснабжения промышленных предприятий 258

Глава десятая. **Шины и шинопроводы в системах электроснабжения** 263

10.1. Общие положения 263
10.2. Определение активного и реактивного сопротивлений шинопровода 263
10.3. Потери мощности и напряжения в шинопроводах 267
10.4. Выбор сечения шинопроводов 269
10.5. Проверка выбранного сечения шинопровода по термической стойкости 271
10.6. Проверка выбранного сечения шинопровода по электродинамической стойкости 272

Глава одиннадцатая. **Компенсация реактивной мощности** 289

11.1. Общие положения 289
11.2. Способы уменьшения потребления реактивной мощности приемниками электроэнергии 292
11.3. Источники реактивной мощности 297
11.4. Размещение, выбор и расчет мощности компенсирующих устройств 302
11.5. Режимы работы и регулирование мощности компенсирующих устройств 311

11.6. Компенсация реактивной мощности при наличии вентильных преобразователей 313
11.7. Выбор фильтрокомпенсирующих устройств 316
11.8. Применение синхронизированных асинхронных двигателей для компенсации реактивной мощности 319

Глава двенадцатая. **Выбор режима нейтрали электротехнических установок, заземление и электрокоррозия** 324

12.1. Заземление нейтралей электроустановок 324
12.2. Выбор режима работы нейтрали в электроустановках напряжением до 1000 В 326
12.3. Выбор режима работы нейтрали в электроустановках напряжением выше 1000 В 329
12.4. Заземляющие устройства 331
12.5. Требования к заземляющим устройствам 336
12.6. Расчет заземляющих устройств 340
12.7. Электрокоррозия подземных сооружений промышленных предприятий блуждающими токами 349

Глава тринадцатая. **Электробаланс и определение потерь электрической энергии** 354

13.1. Основные положения по составлению электробаланса промышленных предприятий 354
13.2. Методика определения потерь электроэнергии промышленной частоты на промышленных предприятиях 355
13.3. Примеры составления электробалансов 362
13.4. Дополнительные потери активной мощности и электроэнергии в элементах систем электроснабжения промышленных предприятий, обусловленные несинусоидальными токами 372

Глава четырнадцатая. **Экономия электрической энергии в системах промышленного электроснабжения** 381

14.1. Общие положения 381
14.2. Экономия электроэнергии в трансформаторах 382
14.3. Экономия электроэнергии в линиях 382
14.4. Экономия электроэнергии в шинах 383
14.5. Экономия электроэнергии в трехфазных сетях напряжением до 1000 В с несимметричной нагрузкой 383
14.6. Экономия электроэнергии за счет применения повышенных напряжений 384
14.7. Сокращение или исключение дополнительных устройств в СЭС, которые расходуют значительное количество электроэнергии 387
14.8. Установление шага номинальных мощностей силовых трансформаторов с краткостью 1,35 387
14.9. Внесение изменений в тарифную систему оплаты за электроэнергию потребителями, питающимися от энергосистемы 388
14.10. Критическое отношение к директивным ограничениям, накладываемым со стороны энергосистемы на потребителей 388
14.11. Экономия электроэнергии в системах электроснабжения за счет ее рекуперации 388
14.12. Влияние качества электрической энергии на ее перерасход . . . 389
14.13. Влияние электробаланса промышленного предприятия на экономию электрической энергии 390

Глава пятнадцатая. **Допустимые перегрузки элементов систем электроснабжения промышленных предприятий** 391

15.1. Общие положения 391
15.2. Генераторы 392
15.3. Аппараты 406
15.4. Воздушные линии 415
15.5. Инженерная методика расчета допустимых перегрузок воздушных линий в системах промышленного электроснабжения 419
15.6. Допустимая перегрузка кабельных линий 421

Глава шестнадцатая. **Оптимизация систем электроснабжения** 422

16.1. Общие положения 422
16.2. Физическое и математическое моделирование 425
16.3. Методы классического анализа в технико-экономических расчетах систем электроснабжения 428
16.4. Стохастическое моделирование 429

Приложения 437
Укрупненные технико-экономические показатели стоимости элементов систем электроснабжения промышленных предприятий 437
Список литературы 464
Предметный указатель 466

Анатолий Анатольевич Федоров
Валентина Васильевна Каменева

ОСНОВЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Редактор издательства *Л. В. Копейкина*
Художественный редактор *В. А. Гозак-Хозак*
Технический редактор *Н. П. Собакина*
Корректоры *М. Г. Гулина, Н. А. Смирнова*
ИБ № 3170

Сдано в набор 17.08.83. Подписано в печать 15.03.84. Т-07488. Формат $60\times90^{1}/_{16}$. Бумага тип. № 1 Гарнитура таймс. Печать высокая. Усл. печ. л. 29,5. Усл. кр.-отт. 59,0. Уч.-изд. л. 34,77. Тираж 48 000 экз. Заказ № 1045. Цена 1 р. 50 к.

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

Ордена Октябрьской Революции, ордена Трудового Красного Знамени Ленинградское производственно-техническое объединение «Печатный Двор» имени А. М. Горького Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли. 197136, Ленинград, П-136, Чкаловский пр., 15.