



**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ  
РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ**

**Белорусский национальный  
технический университет**

---

---

**Кафедра «Электроснабжение»**

**В. А. Анищенко  
В. Б. Козловская**

**МЕТОДЫ И СРЕДСТВА УПРАВЛЕНИЯ  
ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕМ  
И ПОТРЕБЛЕНИЕМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ**

**Учебно-методическое пособие**

**Минск  
БНТУ  
2013**

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ  
Белорусский национальный технический университет

---

Кафедра «Электроснабжение»

В. А. Анищенко  
В. Б. Козловская

МЕТОДЫ И СРЕДСТВА УПРАВЛЕНИЯ  
ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕМ И ПОТРЕБЛЕНИЕМ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Учебно-методическое пособие  
для студентов специальности  
1-43 01 03 «Электроснабжение»

*Рекомендовано учебно-методическим объединением  
высших учебных заведений Республики Беларусь по образованию  
в области энергетики и энергетического оборудования*

Минск  
БНТУ  
2013

УДК 621.311(075.8)  
ББК 31.19я7  
А67

Рецензенты:

*Н. Б. Карницкий* д-р техн. наук, профессор,  
кафедра «Электрические станции» БНТУ

**Анищенко, В. А.**  
А67 Методы и средства управления энергоснабжением и потреблением электроэнергии : учебно-методическое пособие для студентов специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение» / В. А. Анищенко, В. Б. Козловская. – Минск : БНТУ, 2013. – 200 с.  
ISBN 978-985-525-799-9.

Учебно-методическое пособие разработано в соответствии с учебной программой дисциплины. Предназначено для студентов дневной и заочной форм обучения. В пособии излагаются методические указания по изучению основных разделов дисциплины, которые не нашли достаточно полного отражения в большинстве существующих учебников по данному предмету. Приводятся ссылки на необходимые литературные источники.

УДК 621.311(075.8)  
ББК 31.19я7

ISBN 978-985-525-799-9

© Анищенко В. А.,  
Козловская В. Б., 2013  
© Белорусский национальный  
технический университет, 2013

## ВВЕДЕНИЕ

Важнейшей проблемой современной энергетики является энергобережение, т. е. экономное использование топливно-энергетических ресурсов. Наблюдаемое быстрое истощение доступных природных запасов топлива ведет к их резкому удорожанию и соответствующему увеличению стоимости выпускаемой предприятиями продукции.

Эта проблема особенно остро стоит в Республике Беларусь из-за нехватки собственных первичных топливно-энергетических ресурсов и высокой по сравнению с развитыми промышленными странами энергоемкостью выпускаемой продукции.

Для обеспечения высокой энергоэффективности необходимо совершенствовать управление энергоснабжением всех видов (электрической энергией, водоснабжением, теплоснабжением, газоснабжением, воздухообеспечением, кислородо-азотоснабжением) промышленных и сельскохозяйственных предприятий, железнодорожного транспорта, социальных и коммунально-бытовых объектов. В первую очередь следует выделить управление электроснабжением, для которого характерен жесткий баланс генерируемой и потребляемой электроэнергии.

Управление потреблением электрической энергии позволяет снизить затраты топливно-энергетических ресурсов без снижения объемов выпускаемой продукции. Это достигается как за счет энергосберегающих мероприятий, проводимых на предприятиях – потребителях электроэнергии – и непосредственно не связанных с режимным взаимодействием с электростанциями – производителями электроэнергии, – так и путем выравнивания суточных графиков активной нагрузки потребителей и соответственно электростанций.

Практическая реализация контроля, учета и управления электропотреблением осуществляется при помощи автоматизированных систем управления, устанавливаемых на предприятиях и на пониженных электрических подстанциях и электрических станциях.

Эффективность работы автоматизированных систем управления обеспечивается обработкой поступающих в них измеряемых данных о значениях мощности и электрической энергии, а также результатов сигнализации положений коммутационных электрических аппаратов. Это дает возможность оперативно контролировать достоверность и повышать расчетным методом точность учета мощности и энергии, сглаживать временные ряды мощности и прогнозировать нагрузки потребителей, что способствует улучшению качества управления электропотреблением и повышает энергоэффективность промышленных и иных потребителей.

# 1. АВТОМАТИЗАЦИЯ КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ

## 1.1. Общие сведения об управлении технологическими процессами

Вначале задачу управления технологическим процессом на производстве почти полностью вручную решал человек-оператор. Он подавал определенное количество материала и энергии, одновременно на глаз оценивал ход процесса, при необходимости корректировал его и устанавливал момент завершения процесса. Операции измерения, контроля и выработки управляющих воздействий на объект основывались преимущественно на восприятии, интуиции и опыте человека-оператора.

По мере усложнения производства требовалось более развитое и точное управление, чему препятствовала ограниченность способностей человека, невозможность на глаз и на ощупь отслеживать процесс производства. Переход от ручного контроля и управления к автоматическому происходил в несколько этапов. Первой функцией управления, подвергшейся автоматизации, было *измерение*. Датчик информации (измерительный прибор) (Д) с индикатором (И) заменил органы чувств человека, обеспечил быстрые и достаточно точные измерения (рис. 1.1).

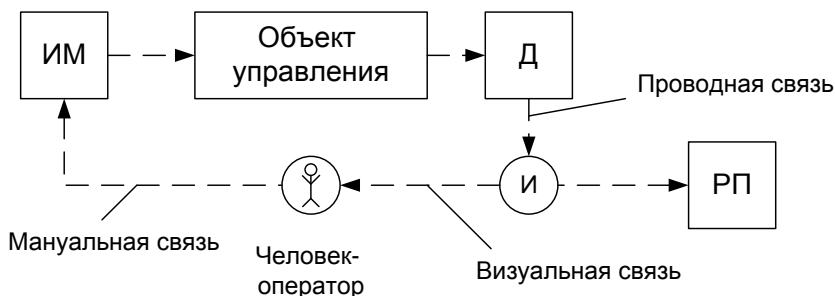


Рис. 1.1. Схема автоматической индикации

К индикатору можно подключить регистрирующий прибор (РП), записывающий динамику изменения значений измеряемых

технологических переменных. Эти данные могут использоваться для анализа хода технологического процесса, а записанная регистратором диаграмма часто служит отчетным документом. Человек-оператор подает вручную (мануальная связь) управляющие команды на исполнительные механизмы (ИМ), руководствуясь информацией, поступающей от индикатора (визуальная связь).

Небольшое механическое усовершенствование позволило перейти от автоматической индикации к автоматическому контролю, более удобному для работы человека оператора (рис. 1.2).

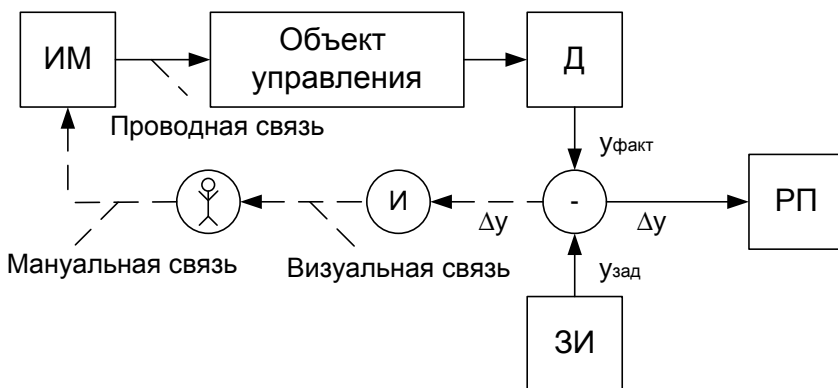


Рис. 1.2. Схема автоматического контроля

При автоматическом контроле оператор получает информацию об отклонениях технологических переменных  $\Delta y = y_{\text{факт}} - y_{\text{зад}}$ , определяемых в блоке сравнения фактического  $y_{\text{факт}}$  и заданного (требуемого)  $y_{\text{зад}}$  значений контролируемой переменной. Последнее формируется и запоминается с помощью задатчика информации (ЗИ).

Древнегреческий механик и математик Герон Александрийский изобрел в I в. н.э. в Египте регулятор паровой машины для автоматического открывания дверей пирамид. Однако в Египте, большинство населения которого составляли рабы, т. е. дешевая рабочая сила, это изобретение не получило признания.

В процессе промышленной революции в Европе по мере усложнения промышленных процессов, увеличения единичной мощности

оборудования, использования форсированных режимов работы с повышенными скоростями, большими давлениями и температурами, с увеличением числа контролируемых переменных и усилением взаимных связей между отдельными звеньями производственных объектов возникла острая необходимость в создании и применении автоматических регуляторов.

Одним из первых используемых в промышленности стал регулятор Д. Уатта (вторая половина XVIII в.), служивший для поддержания постоянного числа оборотов вала паровой машины. Измерительным устройством являются грузики, укрепленные на втулке, вращающейся с числом оборотов, пропорциональным числу оборотов паровой машины (рис. 1.3). Угол отклонения  $\alpha$  грузиков под действием центробежной силы изменяется в зависимости от числа оборотов. Отклонение передается к задвижке, изменяющей давление пара, подаваемого в машину.

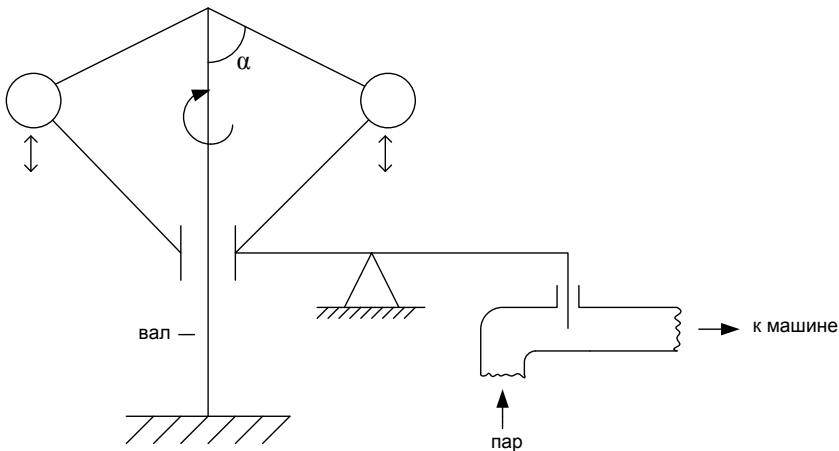


Рис. 1.3. Схема регулятора Д. Уатта

Автоматическое регулирование, схема которого приведена на рис. 1.4, позволяет полностью исключить человека из контура управления. Его функцию выполняет автоматический регулятор (Р).

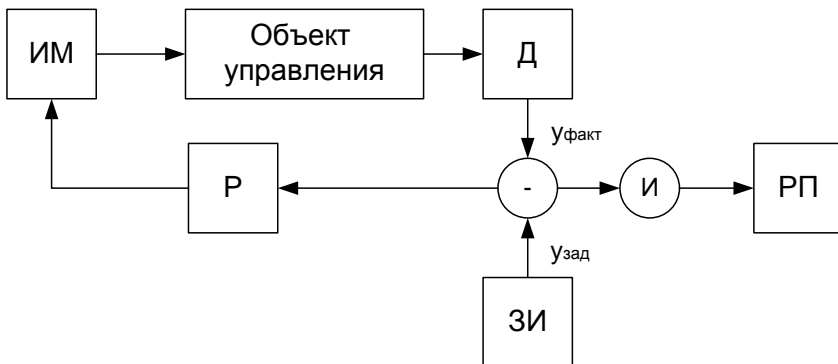


Рис. 1.4. Схема автоматического регулирования

Автоматические регуляторы, устанавливаемые непосредственно на оборудовании, долгое время удовлетворяли потребностям производственных технологий. Однако во второй половине XX в. произошли большие перемены в промышленности. Резко убыстрившиеся усложнение технологических процессов и рост взаимных связей между технологическими переменными приводили к несовершенному регулированию, т. к. трудно создать взаимосвязанную систему регулирования процесса в целом на базе отдельных автоматических регуляторов. Стало очевидным, что функциональные возможности традиционных регуляторов с жесткой, не поддающейся оперативному изменению структурой, недостаточны. Эти факторы привели к созданию автоматизированных систем управления (АСУ) на базе электронных вычислительных машин (ЭВМ).

## 1.2. Классификация систем управления

Понятие «автоматизированная система» было введено в СССР в 60–70-е гг. прошлого столетия для того, чтобы отличать системы управления, в которых использовались ЭВМ, от автоматических систем, в которых управление производилось на базе традиционных регуляторов без средств вычислительной техники. За прошедшие десятилетия вычислительная техника получила широкое распро-



странение в промышленности и современные автоматические системы, равно как и автоматизированные, строятся с применением ЭВМ.

Чисто автоматическая система отличается от автоматизированной тем, что она функционирует без участия человека. Управление с помощью автоматизированных систем основывается на взаимодействии человека с ЭВМ.

Автоматизированные системы управления подразделяются на автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) и автоматизированные системы управления предприятиями (АСУП) [1, 2].

Под АСУ ТП понимается человеко-машинная система, которая обеспечивает с помощью средств вычислительной техники сбор, обработку информации и на ее основе выработку и реализацию управляющих воздействий на технологический объект управления в соответствии с принятым критерием регулирования.

Автоматизированная система управления предприятием – это АСУ, предназначенная для решения на основе применения экономико-математических методов и средств вычислительной техники задач управления организационно-управленческой и производственно-хозяйственной деятельностью предприятия, производственного объединения, отрасли хозяйства, хозяйства страны в целом.

Органичное объединение АСУП и АСУ ТП с целью повышения общей технологической и экономической эффективности предприятия представляет собой интегрированную АСУ (ИАСУ). Одни и те же средства вычислительной техники могут служить для решения задач как АСУП, так и АСУ ТП.

Исторически сложилось так, что в энергетике под АСУ ТП понимают автоматизацию процессов выработки электрической и тепловой энергии на электростанциях. Задачи управления графиками вырабатываемой электростанциями энергией, ее перетоками по ЛЭП (в том числе межсистемными) и распределением между потребителями решаются системами, называемыми автоматизированными системами диспетчерского управления (АСДУ).

Системы, управляющие энергохозяйством на промышленных предприятиях, называются автоматизированными системами управления энергоснабжением (АСУЭ). С их помощью решаются задачи экономичного потребления всех видов энергоресурсов: электриче-

ства, пара, воды, газа, сжатого воздуха и др. [3]. АСУЭ представляет собой составную часть АСУ всего предприятия, которая управляет процессом его основного профильного производства.

Автоматизированные системы управления позволяют решить задачу автоматизации управления в целом всего объекта с учетом взаимных связей между разными контурами управления. Сложность, недостаточная изученность объекта и взаимных связей не дают возможность полно и точно формализовать выполняемые АСУ ТП функции. Поэтому одной из основных отличительных черт АСУ ТП является, наряду с наличием ЭВМ, присутствие человека-оператора.

Роль человека в АСУ ТП весьма значительна. По мере развития и совершенствования АСУ может превратиться в чисто автоматическую без участия человека. Однако в то же время будут возникать новые АСУ, вызываемые необходимостью управлять вновь появляющимися сложными, недостаточно изученными технологическими процессами. В АСУ ТП воздействие на объект управления осуществляется, как правило, в реальном масштабе времени, т. е. в том же темпе, что и протекающие в объекте технологические процессы.

### **1.3. Децентрализованные и централизованные системы управления**

Системы управления различаются степенью автоматизации функций измерения, контроля и управления. Наиболее простой структурной организацией являются одноуровневые децентрализованные системы (рис. 1.5).

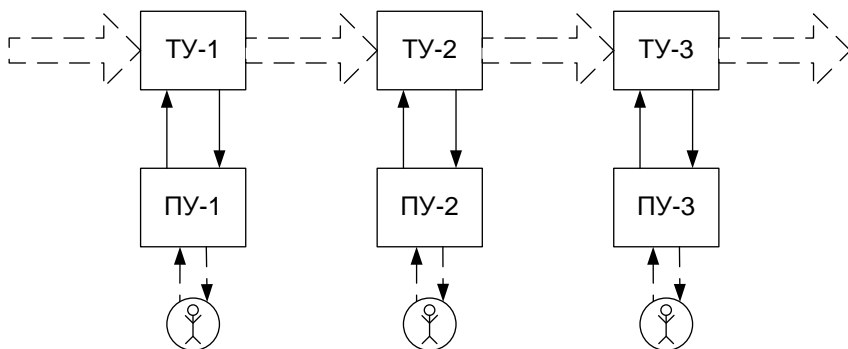


Рис. 1.5. Схема децентрализованной системы управления

В децентрализованных системах каждый технологический участок, агрегат (ТУ) снабжается индивидуальным пунктом управления (ПУ). Последний оснащается либо индикаторными и регистрирующими приборами (автоматический контроль и индикация), либо регуляторами технологических процессов, которые называются локальными системами регулирования. В тех случаях, когда часть переменных объекта требуется регулировать, а другую часть достаточно контролировать, ПУ оснащаются как индикаторными приборами, так и регуляторами. На ПУ также располагаются аппаратура включения и отключения оборудования, устройства релейной защиты и противоаварийной автоматики. Такие ПУ размещаются обычно рядом с объектом управления и обслуживаются либо постоянным оператором, либо оператором-обходчиком.

На современных предприятиях полностью децентрализованные системы управления встречаются нечасто. Объясняется это тем, что управление каждого ТУ в таких системах производится изолированно без учета состояния других ТУ. Для достижения максимальной эффективности функционирования предприятию в целом необходимо получать оперативную информацию о технологических переменных всех ТУ и иметь возможность управлять ими с одного командного пункта. Эти требования реализуются в централизованных системах контроля и управления (рис. 1.6).

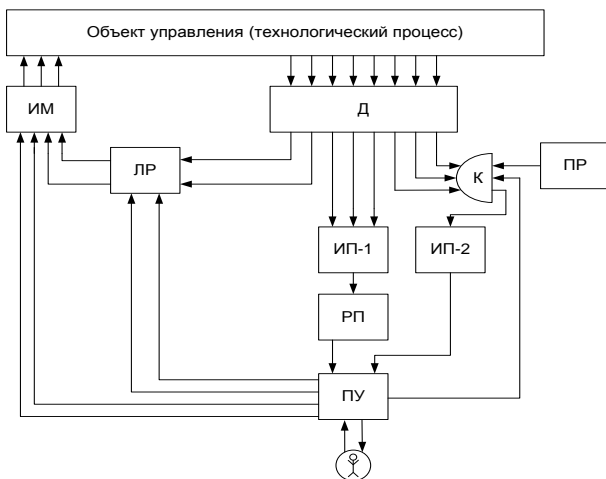


Рис. 1.6. Схема централизованной системы управления

Централизованные системы собирают информацию о технологических переменных производственного процесса и представляют ее в виде, удобном для человека-оператора. Так как сложный производственный процесс характеризуется большим числом переменных, оператору трудно составить представление о ходе процесса по показаниям множества приборов-индикаторов. Поэтому все контролируемые переменные делят на четыре группы:

- переменные, значения которых измеряются постоянно с большой частотой опроса и отображаются на пункте управления;
- переменные, значения которых измеряются и отображаются через достаточно длительные интервалы времени;
- переменные, измеренные значения которых не отображаются, а осуществляется только сигнализация отклонения их значений от заданных или выход за интервалы допустимых значений;
- переменные, значения которых могут быть измерены по вызову оператора.

Такое деление производится с учетом важности измерений тех или иных переменных для эффективности и надежности работы предприятия. Структура системы централизованного контроля и управления строится в соответствии с этим делением.

Переменные технологического процесса измеряются датчиками информации. Часть сигналов о переменных передается на локаль-

ные регуляторы (ЛР), которые воздействуют на процесс через ИМ. Результаты измерений, которые требуется контролировать постоянно, поступают на группу индикаторных приборов и регистраторов ИП1. Результаты измерений остальных переменных подаются на коммутатор (К). Управление коммутатором осуществляется либо программным устройством (ПР), которое через заданные интервалы времени последовательно подключает к индикаторному прибору ИП2 сигналы датчиков, либо оператором с центрального ПУ.

Оператор имеет возможность дистанционно с ПУ изменять заданные значения (уставки) локальных регуляторов, а также дистанционно напрямую воздействовать на технологический процесс через исполнительные механизмы.

Центральный пункт управления обычно оборудуется устройствами оперативной связи с технологическими участками, по которой оператор может передавать указания об изменении значений переменных процесса или включении (отключении) коммутационных и запорных аппаратов, если у оператора нет средств, чтобы осуществить это дистанционно. Оперативная связь служит также для получения дополнительной информации и координации действий различных производственных служб.

Централизованный пункт управления строится обычно по щитовому принципу. Все основные средства отображения информации располагаются на приборных щитах и пультах в виде мнемосхем, показывающих и регистрирующих приборов, световых и звуковых сигнализаторов. Средства отображения стремятся расположить так, чтобы облегчить оператору восприятие информации.

Таким образом, системы централизованного контроля и управления выполняют следующие функции:

- непрерывно либо с заданной периодичностью измеряют текущие переменные технологического процесса и проверяют соответствие их значений заданным, а в случае отклонений, превышающих установленные величины, подают сигнал оператору;
- измеряют переменные по вызову оператора;
- регистрируют параметры процесса;
- сигнализируют об аварийных изменениях переменных;
- позволяют оператору дистанционно изменять уставки локальных регуляторов;

- обеспечивают оперативную связь между центральным пунктом управления и технологическими участками.

Локальные регуляторы стабилизируют или программно изменяют значения соответствующих технологических переменных. Рациональный технологический режим и управляющее воздействие для его поддержания определяет человек-оператор.

Автоматизированные системы управления технологическими процессами отличаются от систем централизованного контроля и управления наличием ЭВМ, что позволяет им выполнять дополнительно следующие функции:

- определять оптимальный технологический режим, удовлетворяющий выбранному критерию;
- формировать и реализовывать управляющие воздействия, обеспечивающее ведение оптимального режима;
- корректировать математическую модель объекта при изменениях состояния объекта;
- рассчитывать и регистрировать текущие и агрегированные (обобщенные) технологические и экономические показатели;
- оперативно распределять материальные потоки и энергию между технологическими агрегатами и участками;
- оперативно распределять ремонтные средства;
- оперативно корректировать суточные и сменные плановые задания по выпуску продукции цехами и участками предприятия;
- оперативно выявлять аварийные ситуации и вырабатывать оптимальную стратегию их ликвидации.

Наличие ЭВМ в системе управления дает возможность оперативно реализовывать следующие первичные методы обработки входных данных, позволяющие наиболее эффективно решать указанные выше задачи управления объектом, а именно:

- контроль достоверности измерений и сигнализации включенного / отключенного положений коммутационной и запорной аппаратуры;
- линеаризацию и масштабирование измеряемых технологических переменных;
- сглаживание, прогнозирование и статистическую оценку измеряемых технологических переменных.

Кроме того, АСУ ТП выполняет вспомогательные функции, например, контроль за исправностью функционирования технологических средств самой АСУ ТП, т. е. решает внутрисистемные задачи.

Бурный прогресс средств вычислительной техники привел к появлению «интеллектуальных» датчиков информации, в которых встраиваемые микропроцессоры осуществляют частично первичную обработку входных данных. Возникают гибридные иерархические системы управления, включающие элементы децентрализации и централизации. Обработка информации с помощью ЭВМ в них может производиться на всех уровнях иерархии.

#### **1.4. Структуры автоматизированных систем управления**

Автоматизированные системы управления технологическими процессами разнообразны и могут отличаться друг от друга по функциональному составу, степени автоматизации управления объектом, применяемым техническим средствам. Ниже рассматриваются характерные разновидности АСУ ТП, различающиеся способами выполнения основных информационных и управляющих функций.

**АСУ ТП без ЭВМ.** Подобные человеко-машинные системы (под машиной здесь понимают в первую очередь локальные автоматические регуляторы) обычно применяют для управления относительно простых объектов. В общей структуре управления технологическими процессами такие автоматизированные системы занимают нижнюю ступень иерархии. Исторически они были первой областью, в которой начали применяться автоматические устройства.

Практически вся информация о состоянии объекта вводится в такую систему автоматически от датчиков (Д). Часть этой информации поступает по проводной связи на ЛР, другая часть воспринимается визуально оператором системы (рис. 1.7).

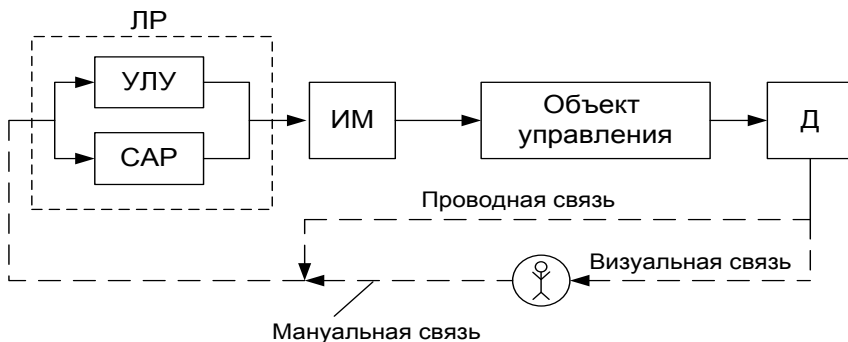


Рис. 1.7. Структура АСУ ТП без ЭВМ

Локальные регуляторы подразделяются:

- на устройства логического управления (УЛУ), предназначенные для включения или отключения коммутационных электрических аппаратов (выключателей, рубильников) и запорных аппаратов (клапанов, вентилей и др.);
- системы автоматического регулирования (САР), поддерживающие значения контролируемых переменных (токов, мощностей, температур, давлений) в заданных уставками регуляторов пределах.

От ЛР подаются соответствующие команды воздействия на исполнительные механизмы ИМ.

Человек-оператор принимает на основе измеряемых данных решения о включении или отключении тех или иных аппаратов и изменяет уставки САР.

**АСУ ТП с ЭВМ в советующем режиме.** В таких системах ЭВМ на основе поступающей в нее измерительной информации анализирует состояние объекта и выдает человеку-оператору рекомендации по изменению режима функционирования объекта с целью повышения его эффективности или советы по выбору наилучшего варианта действий при возникновении аварийной ситуации (рис. 1.8).



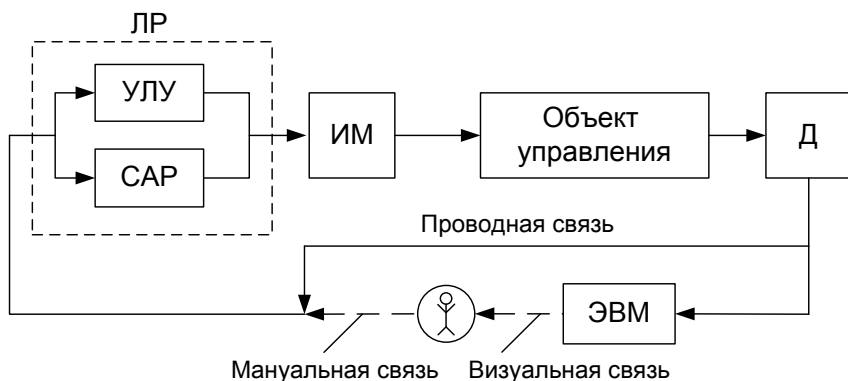


Рис. 1.8. Структура АСУ ТП с ЭВМ в советующем режиме

Окончательный выбор и реализация управляющих воздействий остаются за локальными регуляторами и человеком-оператором.

Системы-советчики применяются в тех случаях, когда требуется осторожный подход к решениям, выработанным формальными методами. Это связано с неопределенностью в математическом описании управляемого технологического процесса. Неопределенность может выражаться в следующих формах:

- недостаточно полное описание реального технологического процесса математической моделью, когда последняя связывает лишь часть управляющих и управляемых переменных процесса;
- адекватность математической модели реальному процессу лишь в узком интервале изменений технологических переменных, например, при замене существующих нелинейных функциональных зависимостей их линейными приближениями;
- качественный характер критериев управления и их изменение в зависимости от большого числа внешних факторов.

Неопределенность описания управляемого объекта может быть как вынужденной, отражающей плохую изученность сложного процесса, так и преднамеренной, вызванной тем, что реализация полной и адекватной математической модели требует применения дорогих средств вычислительной техники, что в конкретном случае не оправдано экономически.

**АСУ ТП с ЭВМ в режиме супервизорного управления.** Характерная особенность таких систем управления состоит в том, что в них ЭВМ включается в замкнутый контур автоматического управления и вырабатывает управляющие воздействия, поступающие на входы локальных регуляторов. Как и в предыдущих структурах, команды на управляющие органы (исполнительные механизмы) поступают от локальных регуляторов (рис. 1.9).

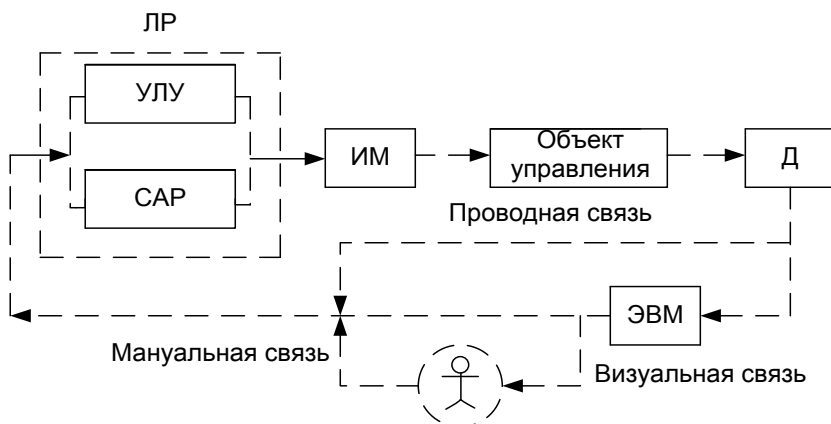


Рис. 1.9. Структура АСУ ТП с ЭВМ в режиме супервизорного управления

Такой режим работы существенно отличается от советующего режима, при котором уставки регуляторов и команды на включение (отключение) коммутационных и запорных аппаратов, рекомендуемые ЭВМ, осуществляются человеком-оператором. Основное достоинство супервизорного управления заключается в повышении оперативности требуемого изменения режима работы объекта независимо от возможной неадекватной или замедленной реакции человека-оператора на вырабатываемые ЭВМ советы. Поскольку в таких системах контур управления замкнут через ЭВМ, то функции человека-оператора сводятся к общему наблюдению за ходом процесса. Вмешательство человека может потребоваться лишь при возникновении неправильных, например, аварийных ситуаций. В нормальной же ситуации супервизорный режим позволяет осу-

шествовать непрерывное автоматическое управление технологическим процессом без участия человека-оператора.

**АСУ ТП с ЭВМ в режиме непосредственного (прямого) управления.** Основное различие рассмотренных выше структур систем управления состоит в принципах использования ЭВМ. В системе, где ЭВМ используется только как советчик оператора, отсутствует прямое управление технологическим процессом от ЭВМ. Супервизорное управление тоже еще не является прямым, поскольку, хотя управляющие воздействия автоматически подаются от ЭВМ, команды на исполнительные механизмы поступают от локальных регуляторов. В АСУ ТП, представленной на рис. 1.10, ЭВМ работает в режиме непосредственного цифрового управления.

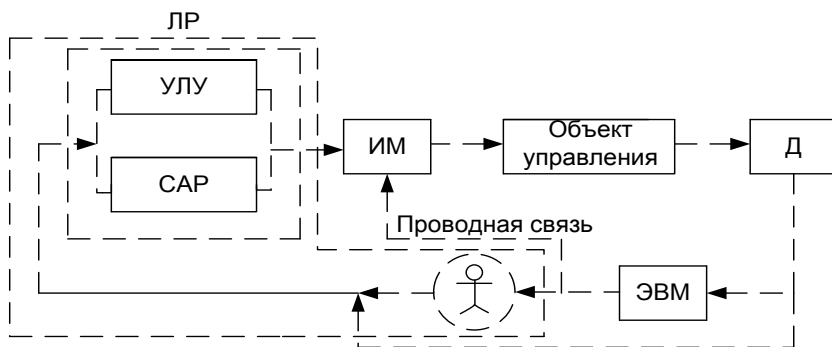


Рис. 1.10. Структура АСУ ТП с ЭВМ в режиме непосредственного (прямого) управления

В такого рода системах команды на ИМ поступают непосредственно от ЭВМ и соответствующие ЛР оказываются ненужными. Они могут оставаться как резерв (особенно в начальный период эксплуатации АСУ ТП).

При прямом управлении функции как человека-оператора, так и локальных регуляторов могут практически полностью передаваться ЭВМ. Необязательная часть структуры АСУ ТП обведена на рис. 1.10 сплошной линией.

При недостаточной уверенности в надежности функционирования АСУ ТП в режиме прямого управления возможно присутствие человека-оператора. Как и при супервизорном управлении, его

функции будут заключаться в наблюдении за происходящим технологическим процессом и его корректировании в случае необходимости.

### **1.5. Взаимодействие «человек–машина» в автоматизированной системе управления технологическими процессами**

По мере усложнения производственных процессов и повышения уровня автоматизации управления ими в одних случаях человек будет вытесняться автоматическими устройствами из контура управления, а в других, малоизученных, наоборот, его роль будет возрастать.

Одной из важных проблем создания АСУ ТП является оптимальное взаимодействие между человеком и техническими средствами, т. е. рациональная организация потоков измерительной информации к человеку и командной информации от человека, которая обеспечивает наилучшее, наиболее полное использование всех творческих возможностей человека. Поэтому при разработке АСУ ТП необходимо учитывать психофизиологические особенности и возможности человека.

По надежности человек значительно уступает другим техническим звеньям АСУ ТП. Он довольно быстро утомляется, качество его работы сильно зависит от большого числа факторов, в том числе психологических.

Основными причинами ошибок человека-оператора являются:

- неудовлетворительная подготовка или низкая квалификация;
- неудовлетворительная процедура технического обслуживания и эксплуатации;
- плохие условия работы (плохая доступность оборудования, теснота рабочего помещения, чрезмерно высокая или низкая температура, большой шум от работы объекта управления);
- недостаточное материальное или моральное стимулирование качества работы;
- перегрузки, вызываемые необходимостью быстрого и частого принятия решений по управлению объектом.

Соотношение между качеством работы человека и действующими на него нагрузками отображается зависимостью, представленной на рис. 1. 11.

Частота появления ошибок человека нелинейно зависит от действующих на него нагрузок. При очень низком уровне нагрузки большинство операторов работают неэффективно, т. к. выполняемые задания кажутся им скучными и не вызывают интереса. В результате качество работы далеко от оптимального.

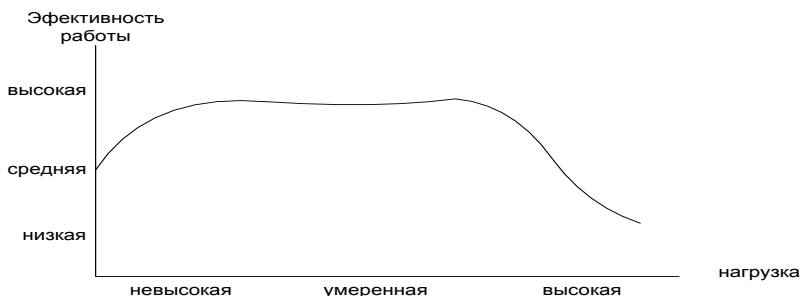


Рис. 1.11. Зависимость эффективности работы человека от нагрузки

При умеренных нагрузках качество работы достигает максимального уровня. При дальнейшем увеличении нагрузки (перегрузках) качество работы человека снижается, что объясняется физиологическим стрессом (страхом, беспокойством и т. п.). При самом высоком уровне нагрузок надежность работы человека достигает минимального значения.

Уступая ЭВМ в быстродействии, человек может выполнять операции, недоступные ЭВМ: решать задачи интуитивным способом, ориентироваться при неполной информации в неподвиженных ситуациях. При благоприятных условиях работы благодаря указанным достоинствам человека-оператора введение его в систему управления в ряде случаев повышает в целом надежность ее работы. Значительный эффект в обеспечении надежности дает использование человека в качестве дублера замкнутых систем управления.

Следует рационально распределять функции между человеком и техническими средствами АСУ ТП. ЭВМ следует поручать те операции, которые они заведомо делают лучше человека, а работа остальных частей АСУ ТП должна быть подчинена задаче наилучшего обслуживания человека-оператора.

На ЭВМ возлагаются прежде всего часто повторяемые относительно простые действия по управлению. С ростом вычислитель-

ных возможностей ЭВМ и степени изученности технологических процессов на ЭВМ возлагается более сложные операции, связанные с оптимизацией технологических процессов. На человека возлагают те функции, которые пока нельзя поручать ЭВМ при отсутствии достоверного формализованного их описания или если это экономически не оправдано. Общение «человек-ЭВМ» происходит между ЭВМ и одним из следующих лиц: программистом, оператором ЭВМ, оператором-технологом процесса. Программист подготавливает и обслуживает программы, выполняемые ЭВМ. Оператор ЭВМ обслуживает процесс выполнения программ в целом. Он может отреагировать на ошибку, запустить программу наново или прервать ее выполнение, но не обязан исправлять ошибки программиста или оператора-технолога. Оператор-технолог интересуется прежде всего самим технологическим процессом, а не ЭВМ. Он имеет общее представление о способах управления с помощью ЭВМ, но обучен прежде всего ведению технологического процесса.

Системы, в которых происходит взаимодействие человек–машина, называют *эргатическими*. Вопросами повышения эффективности этих систем при их разработке занимается *эргономика*, которая учитывает особенности как человека, так и машины. Основные принципы, которые следует учитывать при проектировании эргатических систем:

- «грубости» функциональных свойств системы (является фундаментальным свойством любых систем управления и означает способность системы к самосохранению своего состояния и свойств при незначительных (подпороговых) изменениях свойств образующих систему элементов, т. е. человека и машины, а также внешней среды);
- совместимости (адекватности) функциональных свойств человека с функциональной системой в целом;
- совместимости функциональных свойств машины с функциональной системой в целом.

### **1.6. Принципы оптимального управления**

Управление объектами подразделяется на:

- *программное*, если оно формируется на основе только априорной (допытной) информации;
- *позиционное*, если оно осуществляется на основе как априорной, так и апостериорной (текущей) информации.

Программное и позиционное управление может реализовываться с помощью систем управления двух типов: с разомкнутым контуром и замкнутым контуром.

Система управления с разомкнутым контуром представлена на рис. 1.12.

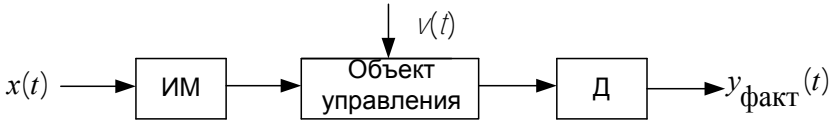


Рис. 1.12. Система управления с разомкнутым контуром

Такие системы редко применяются, т. к. они рассчитаны на идеальные ситуации, когда математическая модель объекта управления точно соответствует его физической модели и заранее известна характеристика возмущающего воздействия (помеха)  $v(t)$ . Обычно возмущающее воздействие заранее не известно. Это приводит к тому, что одно и то же управляющее воздействие  $x(t)$  приводит к различным фактическим значениям управляемой переменной  $y_{\text{факт}}(t)$ .

До появления управляющих ЭВМ (середины XX в) наиболее распространены были системы управления с замкнутым контуром трех типов:

- с обратной «жесткой» связью (рис. 1.13);
- с прямой связью (рис. 1.14);
- с комбинированной связью (рис. 1.15).

Обязательным звеном систем управления с замкнутым контуром является автоматический регулятор  $P$ , с выхода которого подается управляющее воздействие  $x(t)$  на ИМ и дальше на объект управления.

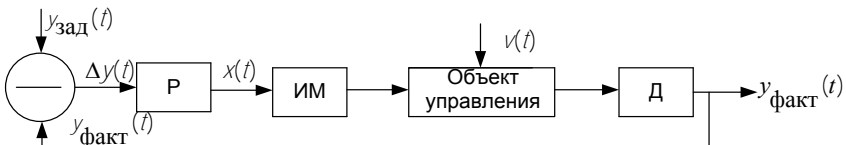


Рис. 1.13. Система управления с обратной «жесткой» связью

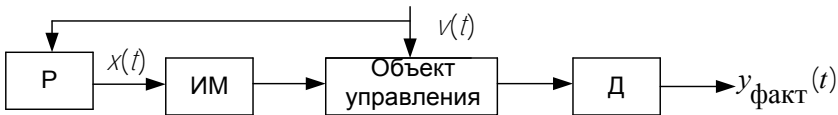


Рис. 1.14. Система управления с прямой связью

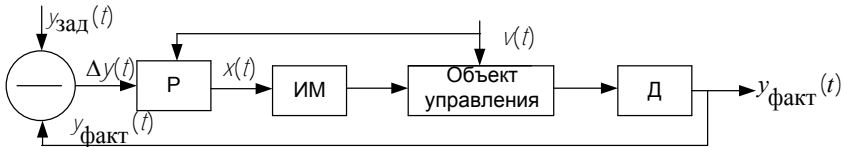


Рис. 1.15. Система управления с комбинированной связью

Обратная связь отражает текущее состояние объекта управления и участвует в формировании рассогласования фактического  $y_{\text{факт}}(t)$  и заданного  $y_{\text{зад}}(t)$  значений управляемой переменной  $\Delta y(t) = y_{\text{факт}}(t) - y_{\text{зад}}(t)$ . Функция регулятора заключается в быстрой ликвидации этого рассогласования, что обеспечивает поддержание заданного значения управляемой переменной.

Прямая связь непосредственно учитывает текущее возмущающее воздействие, которое поступает на автоматический регулятор.

Комбинированная связь учитывает текущую информацию как о состоянии объекта управления, так и возмущающем воздействии.

На практике чаще других долгое время применялись обратные связи, принцип работы которых опирался лишь на здравый смысл и опыт человека-конструктора систем управления.

Потребность в оптимальном управлении возникла во второй половине XIX в., когда участились случаи неудовлетворительной работы паровых машин, снабженных регуляторами Д. Уатта. Впервые проанализировали математическими методами устойчивость работы замкнутых систем управления Д. Максвелл и И. А. Вышнеградский. В XX в. усилиями разных ученых (в первую очередь Л. С. Понтрягина и Р. Беллмана) были разработаны методы расчета оптимальных по быстродействию обратных связей.

Однако из-за «проклятия размерности» практически проблема синтеза оптимальных систем не была решена до появления мощной



вычислительной техники. Ее использование позволило применить новый подход к реализации принципа обратной связи. Он состоит в том, что по ходу технологического процесса с помощью вычислительного комплекса (ВК) решается вспомогательная задача (рис. 1.16). Решение этой задачи позволяет в темпе процесса в зависимости от цели управления (например, быстрогодействия или минимума расходуемой электроэнергии) управлять объектом не по рассогласованию фактического и заданного значения управляемой переменной  $\Delta y(t) = y_{\text{факт}}(t) - y_{\text{зад}}(t)$ , а по рассогласованию  $\Delta y(t) = u(t) - y_{\text{зад}}(t)$ , где функция  $u(t)$  может представлять, например, осредненное значение управляемой переменной  $u(t) = y_{\text{оср}}(t)$  или ее экстраполированное на интервал времени  $\tau$  значение  $u(t) = y_{\text{с}}(t + \tau)$ . В полном объеме эта вспомогательная задача может быть решена с помощью вычислительного комплекса, т. к. в процессе управления может появиться необходимость в изменении параметра сглаживания или интервала экстраполяции.

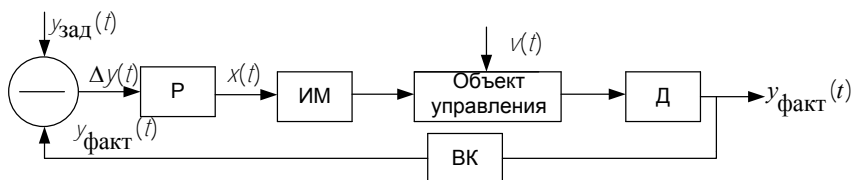


Рис. 1.16. Система управления с «гибкой» обратной связью

Такая реализация принципа обратной связи стала называться «гибкой» обратной связью.

### 1.7. Функциональные подсистемы автоматизированных систем управления предприятиями

Автоматизированные системы управления предприятиями решают задачи управления организационно-управленческой и производственно-хозяйственной деятельностью промышленного пред-

приятия. В них входят следующие основные функциональные подсистемы [2]:

- управление технической подготовкой производства;
- технико-экономическое планирование;
- оперативное управление основным производством;
- управление материально-техническим снабжением;
- управление сбытом и реализацией продукции;
- бухгалтерский учет.

*Техническая подготовка производства* включает в себя следующие этапы:

- научно-исследовательскую работу (НИР);
- конструкторскую подготовку производства;
- технологическую подготовку производства;
- опытное производство;
- инструментальное производство.

Все эти этапы подготовки производства подлежат автоматизации в той или иной степени в зависимости от конкретных условий производства. Основными из проводимых при этом работ и расчетов являются:

- организация фонда нормативно-справочной информации (НСИ), представляющей собой совокупность сведений, отражающих производственно-экономическую деятельность предприятий;
- разработка плана технической подготовки производства новых изделий;
- определение узлового и подетального состава изделий;
- определение материальных и трудовых затрат на производство изделий.

Подсистема *технико-экономического планирования* в АСУП предназначена для автоматизации наиболее трудоемких работ по расчету объемных, количественных и важнейших качественных показателей работы предприятия, цехов и отдельных участков. В функцию этой подсистемы входят разработка и обоснование перспективных и годовых планов.

Подсистема должна обеспечивать выполнение большого комплекса работ по следующим ведущим направлениям:

- планирование производства и выпуска продукции;
- планирование обеспечения производства основными средствами, трудовыми ресурсами, оборотными фондами;

- планирование себестоимости продукции, финансов, сбыта продукции.

Задачей подсистемы *оперативного управления основным производством* является разработка и установление для цехов и участников заданий по выполнению производственной программы предприятий на короткие отрезки времени (от года до смены, часа), учет, контроль и регулирование этих заданий. В этой связи основные функции данной подсистемы заключаются в следующем:

- оперативное планирование, конкретизирующее плановые задания предприятия по месту и времени с учетом конструктивно-технологических и организационных особенностей производства;
- оперативный учет и анализ хода производственного процесса;
- оперативное управление, обеспечивающее выработку управляющих воздействий на элементы производственного процесса с целью ликвидации возникающих отклонений.

Основная задача подсистемы *управления материально-техническим снабжением* – своевременное и комплектное обеспечение цехов, участников и рабочих мест необходимыми материалами.

Использование вычислительной техники в материально-техническом снабжении позволяет автоматизировать трудоемкие расчетные задачи, которые можно разделить на следующие основные группы задач управления:

- управление заказами на материальные ресурсы;
- управление запасами материальных ресурсов;
- управление распределением материальных ресурсов внутри предприятия.

Подсистема *управления сбытом и реализацией продукции* обеспечивает планирование, учет и управление поставками и реализацией готовой продукции предприятия. Управляющим органом в этой подсистеме является финансово-сбытовой отдел предприятия, объектом управления – поток готовой продукции, отгружаемой со складов предприятия транспортной службой.

Эта подсистема решает следующие задачи:

- планирование поставок, отгрузки и реализации выпускаемой предприятием продукции;
- разработка оптимальных маршрутов доставки выпускаемой продукции потребителям (логистическая задача);

- прогнозирование реализации продукции и штрафных санкций, вызванных невыполнением предприятием договорных обязательств по поставкам продукции;

- учет и отчетность;

- формирование и ведение информационной базы подсистемы.

Задачей *бухгалтерского учета* являются анализ и контроль производственно-хозяйственной и финансовой деятельности предприятия на основе учетных данных.

В данной подсистеме решаются задачи учета:

- основных и денежных средств;

- материалов и материальных затрат;

- готовой продукции;

- банковских и кредитных операций;

- труда и заработной платы;

- калькуляции себестоимости.

Большая трудоемкость обработки учетной информации делает очень эффективным использование вычислительной техники. Автоматизированная подсистема бухгалтерского учета позволяет:

- повысить точность и достоверность данных о хозяйственной деятельности отдельных подразделений и предприятия в целом;

- сократить срок предоставления информации руководству предприятия;

- автоматизировать труд счетных работников.

### **1.8. Электроснабжение технических средств систем управления**

Надежность автоматизированных систем управления в значительной мере зависит от качества электроэнергии и надежности электроснабжения технических средств вычислительной техники, связи и передачи измерительной и управляющей информации. Под качеством электроэнергии понимается в первую очередь поддержание заданных значений частоты и напряжения питания, а под надежностью электроснабжения – отсутствие перерывов электроснабжения. Отклонения уровней напряжения более чем на 10 % и частоты на 2 % от номинальных значений могут привести к сбоям и отказам в работе вычислительной техники из-за изменения режима питания электронных схем, автоматического выключения блоков питания. Резкие колебания напряжения и перерывы питания могут вывести из строя отдельные электронные элементы.

Предотвращение *длительных перерывов электроснабжения* технических средств АСУ обеспечивается за счет организации надежной схемы питания от трех независимых источников (рис. 1.17).

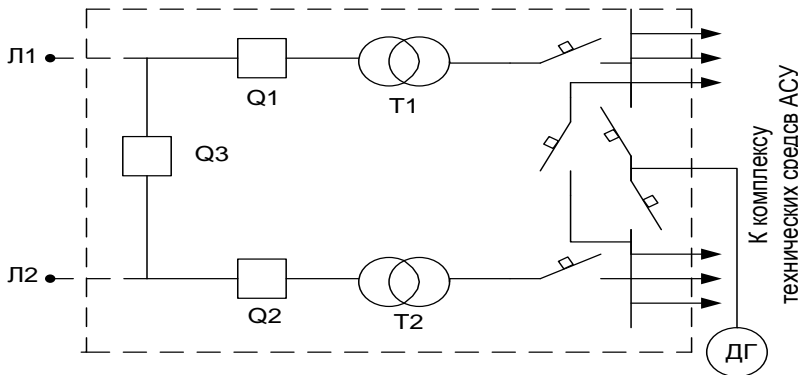


Рис. 1.17. Схема электроснабжения от трех независимых источников

Трансформаторный пункт (ТП) с двумя питающими ЛЭП (Л1 и Л2) подключается к шинам двух подстанций, одновременное исчезновение напряжений на которых маловероятно. Третьим источником питания может являться либо еще одна независимая ЛЭП, либо дизель-генератор (ДГ) с автоматическим пуском при исчезновении питающего напряжения на шинах трансформаторного пункта.

Мощности каждого из понизительных трансформаторов и дизель-генераторов должны выбираться исходя из возможности обеспечения всей нагрузки комплекса технических средств, включая освещение, кондиционирование и т. д.

Предотвращение *кратковременных перерывов электроснабжения*, а также поддержание стабильности параметров питающего напряжения обеспечивается специальной системой гарантированного электроснабжения, которая может быть:

- электромеханической инерционной;
- аккумуляторной.

Система первого типа представляет собой агрегат двигатель-генератор, на общем валу которого устанавливается инерционный маховик большой массы. При кратковременном перерыве питания

работа генератора продолжается за счет механической энергии, запасенной маховиком.

Система аккумуляторного типа содержит выпрямительное устройство, буферную аккумуляторную батарею и преобразователь постоянного напряжения в переменное. Преобразователь может быть электромашинным (двигатель постоянного тока – генератор переменного тока) или статическим (инвертор).

Аккумуляторная батарея в нормальном режиме работы подзаряжается от внешнего источника питания через выпрямитель, а при перерыве внешнего электроснабжения обеспечивает питание комплекса технических средств АСУ через инвертор. Наибольшее распространение получили системы гарантированного электроснабжения аккумуляторного типа со статическими преобразователями (рис. 1.18).

Выпрямитель используется как для питания основной нагрузки, так и для постоянного подзаряда аккумуляторной батареи. Инвертор, оснащенный регулятором напряжения, поддерживает стабильные значения напряжения и частоты на шинах гарантированного питания.

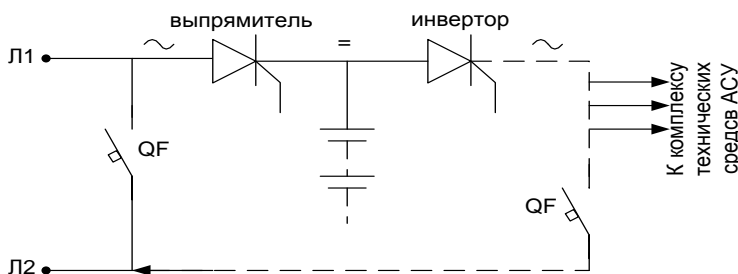


Рис. 1.18. Схема аккумуляторной системы гарантированного электроснабжения

Аккумуляторная батарея рассчитывается на поддержание выходного напряжения в течение 5–30 минут при перерывах внешнего электроснабжения. За это время либо восстанавливается электроснабжение от питающего трансформаторного пункта, либо запускается дизель-генератор. При повреждении выпрямителя или инвертора происходит перерыв питания нагрузки на время автоматического переключения автомата для перехода на шунтирующую цепь (Л2).

## 2. УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕМ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

## 2.1. Задачи оперативного управления энергоснабжением

Оперативное управление энергоснабжением промышленных предприятий состоит в непосредственном, в темпе технологических процессов, управлении системами электроснабжения, водоснабжения, теплоснабжения (горячего водоснабжения и пароснабжения), воздухообеспечения, кислородо-азотоснабжения, газоснабжения (топливные газы), топливоснабжения.

Целью оперативного управления является выявление с помощью устройств контроля рабочего состояния систем энергоснабжения, оценка его и осуществление необходимых воздействий для приведения системы энергоснабжения в заданные, требуемые в данный момент времени состояния [3].

Оперативное управление традиционно осуществлялось средствами телемеханики или дистанционного управления с использованием диспетчерских щитов и пультов. В связи с возрастанием объемов поступающей на пульт управления информации, с усложнением старых и появлением новых задач диспетчерской службы в последние десятилетия произошел переход на средства вычислительной техники, позволяющие использовать для решения задач управления математические методы. Для предоставления диспетчеру информации о состоянии объектов управления стали широко использовать дисплеи.

Для установления оптимальных режимов работы энергообъектов и электрических сетей необходима *цифровая модель* текущего режима системы энергоснабжения. Такая модель формируется в ЭВМ и непрерывно обновляется на основании измерительной информации, поступающей от энергообъектов через устройства телемеханики.

Одной из задач оперативного управления является *контроль за работой оборудования* на энергообъектах. Для анализа причин возникновения и последовательности развития аварий применяется система технической диагностики неисправностей, реализуемая средствами вычислительной техники. Эта система обеспечивает своевременную передачу диспетчеру полной и объективной информации о факте возникновения ненормального режима и документальную запись последовательности происшедших событий, в том числе действия устройств релейной защиты и противоаварий-

ной автоматики, изменения положений коммутационных электрических аппаратов во всех основных и вспомогательных цепях. Это дает возможность обнаруживать и анализировать причины появления отказов электрооборудования, принимать оперативные и профилактические меры, направленные на устранение отказов и снижение их влияния на производственный процесс.

Одновременно накапливается статистический материал о техническом состоянии, видах и частотах повреждений электрооборудования. Эта информация полезна при определении количества требуемых запасных частей, сроков проведения ремонтов и других видов технического обслуживания.

При выполнении технической диагностики, например, в системе электроснабжения, в ЭВМ, установленную на пункте управления, с электрических подстанций и распределительных пунктов поступают с помощью устройств телемеханики общие сигналы («авария», «неисправность» и др.) и сигналы, указывающие на первопричины, приведшие к работе аварийной или предупредительной сигнализации.

Фиксация переходных процессов, возникающих при повреждениях, производится аварийными автоматическими осциллографами. В настоящее время выполняемые ими функции могут быть реализованы непосредственно с помощью ЭВМ, контролирующих и управляющих работой системы электроснабжения.

Современные технические средства дают возможность фиксировать время возникновения неисправностей с минимальным временным интервалом между происходящими событиями 1–5 мс. На основании этих данных ЭВМ автоматически выводит на печатающее устройство и на дисплей следующую информацию: дату, номер подстанции или распределительного пункта, номер присоединения, причину возникновения сигнала об неисправности или аварии (например, срабатывание максимальной токовой защиты трансформатора), время появления неисправности и последующих событий.

Перечень сигналов, вводимых для диагностики неисправности повысительных трансформаторов напряжением 110-220-330/6-10 кВ, следующий:

- срабатывание каждой защиты трансформатора;
- неисправность системы автоматического регулирования коэффициента трансформации;



- срабатывание сигнализации, обеспечивающей контроль режима работы трансформатора (перегрузка, газовая защита, неисправность в системе охлаждения).

Перечень сигналов, вводимых для диагностики отказов вводных и секционных выключателей:

- сигнализация положений «включено», «отключено»;
- сигнализация аварийного отключения выключателя;
- срабатывание защит;
- срабатывание или отказ в срабатывании устройств автоматики.

Перечень сигналов, вводимых для диагностики отказов общеподстанционной сигнализации:

- срабатывание устройств автоматики, управляющих переключениями на подстанциях (автоматическое повторное включение, автоматический ввод резерва, автоматическая частотная разгрузка и др.);
- срабатывание сигнализации неисправностей во вспомогательных цепях (в цепях оперативного тока, каналах переключения и др.);
- срабатывание общей аварийной и предупредительной сигнализации, сигнализации наличия замыкания на землю в сети 6–10 кВ.

Важной задачей оперативного управления электроснабжением является *управление переключениями коммутационных аппаратов*. В соответствии с Правилами технической эксплуатации (ПТЭ) в электроустановках напряжением выше 1 кВ при отсутствии блокировочных устройств или их выполнения в неполном объеме, а также во всех случаях перевода более чем одного присоединения с одной системы шин на другую все коммутации должны проводиться по бланку переключений. Это обязательное мероприятие направлено на снижение вероятности ошибочных переключений, которые могут привести к серьезным авариям и электротравматизму. Составление таких бланков вручную является весьма трудоемким из-за большого их числа и необходимости коррекции в связи с изменениями фактического состояния электрической схемы и оборудования.

Задача автоматизированного управления переключениями коммутационных аппаратов состоит в автоматизированном составлении бланков переключений и автоматическом контроле за ходом выполнения переключений, что позволит разгрузить дежурный диспетчерский персонал от занимающей много времени работы по составлению и написанию документов и сократить до минимума время их получения, снизить вероятность ошибок в бланках благо-

даря анализу большого объема данных о составе и состоянии оборудования и конфигурации схемы электрических соединений системы электроснабжения.

Логическим завершением данной задачи является автоматическое выполнение переключений, которое должно осуществляться по командам от ЭВМ. Необходимым условием реализации автоматических переключений является наличие электроприводов на всех коммутационных аппаратах. Для выполнения переключений, производимых, как правило, без отключения напряжения, диспетчер подает команду и заложенная в ЭВМ программа обеспечивает передачу исполнительных команд на коммутационные аппараты в той последовательности, которая обеспечивает надежное и безопасное переключение в электрической цепи.

## **2.2. Задачи учета энергоносителей**

Те задачи автоматизированного учета энергоносителей, на основе которых составляются текущие балансы энергоносителей за час, смену, сутки, месяц, квартал, год, а также контроль параметров режимов энергоснабжения и электропотребления, составление статистической отчетности имеют важное значение.

При неавтоматизированном учете возможно только констатирование изменений режимов выработки и потребления энергии и сильно затрудняется возможность оперативного вмешательства дежурного персонала. Кроме того, вследствие разновременности снятия показаний измерительных приборов учета вносится погрешность в окончательный отчетный документ. Эта погрешность возрастает при уменьшении сроков отчетности.

Автоматизация оперативного управления энергоснабжением предприятий обеспечивает своевременное принятие мер по сокращению потерь и снижению удельных расходов энергии на единицу выпускаемой продукции.

Целями учета и контроля потребляемых, а в ряде случаев и вырабатываемых на промышленных предприятиях, энергоносителей являются обеспечение расчетов с энергоснабжающими организациями, контроль за электропотреблением в часы пиковых нагрузок, контроль за соблюдением лимитов энергоносителей, контроль за потреблением энергоносителей отдельными производствами, цехами и

другими подразделениями предприятий, нормирование и контроль удельного расхода энергоносителей на единицу выпускаемой продукции, планирование топливно-энергетического баланса, контроль за основными параметрами электро-, тепло-, газо- и воздушноснабжения, составление отчетно-статистической документации.

Автоматизированный учет и контроль энергоресурсов позволяет обеспечить необходимую полноту и достоверность информации, унификацию форм отчетных документов, исключение параллельной обработки одной и той же информации, оперативность обработки текущей информации, повышение производительности труда при формировании документов, возможность текущего планирования энергобалансов, способствует рациональному использованию энергоресурсов на предприятии.

Ведущее место среди задач учета занимает составление энергетического баланса, т. е. системы показателей, характеризующих процесс преобразования энергии и снабжения ею потребителей и отражающих равенство подведенной энергии, с одной стороны, и суммы полезной энергии и потерь, с другой.

Общее уравнение баланса электроэнергии имеет следующий вид:

$$\sum W_{\text{эп}} + \sum W_3 = \sum W_{\text{п}} + \sum W_{\text{ц}} + \sum W_{\text{пот}}, \quad (2.1)$$

где  $\sum W_{\text{эп}}$  – суммарная энергия, потребляемая от энергосистемы;

$\sum W_3$  – суммарная энергия, вырабатываемая собственными заводскими источниками;

$\sum W_{\text{п}}$  – суммарная энергия, передаваемая сторонним потребителям;

$\sum W_{\text{ц}}$  – суммарная энергия, потребляемая отдельными цехами и производствами;

$\sum W_{\text{пот}}$  – суммарные потери энергии в трансформаторах, линиях электропередачи и других элементах системы электроснабжения.

Уравнение (2.1) справедливо как для активной, так и реактивной электроэнергии.

На автоматизированный учет других энергоносителей распространяются те же требования и положения, что и на учет электро-

энергии. Выполняются следующие функции: расчет баланса газа, пара, теплоты горячей воды, доменного дутья, химически очищенной воды, воздуха с дискретностью 1 раз в 8 часов; выдача результатов в виде рапортов за смену, сутки; ведение статистики о расходах энергоносителей в течение квартала; распечатка данных.

Входной информацией для задачи учета энергоносителей являются интегральные значения расходов энергоносителей, вводимые в ЭВМ 1 раз в 8 часов; фактические значения удельных весов, влажности, теплосодержания, вводимые в ЭВМ от пультов ручного ввода, установленных в экспресс-лаборатории с дискретностью, определяемой проведением лабораторных измерений; нормативно-справочная информация, характеризующая в закодированном виде наименование энергоносителей, единицы измерения и различную условно-постоянную информацию по каждому энергоносителю (например, наименования статей прихода и расхода, расчетный удельный вес, шкалы датчиков и пр.)

Расход  $Q$  энергоносителя в общем виде рассчитывается по формуле [3]

$$Q = Q_0 K, \quad (2.2)$$

где  $Q_0$  – измеренное значение расхода энергоносителя (показание прибора);

$K$  – поправочный коэффициент, учитывающий отклонения фактических параметров от расчетных, по которым производится расчет сужающего устройства.

Для газа принимают

$$K = K_1 K_2 K_3 K_4, \quad (2.3)$$

где  $K_1 = \sqrt{\frac{\rho_\phi}{\rho_p}}$  – поправочный коэффициент, учитывающий отклонение фактического давления газа  $\rho_\phi$  от расчетного  $\rho_p$ ;

$K_2 = \sqrt{T_p / T_\phi}$  – поправочный коэффициент, учитывающий отклонение фактической температуры  $T_\phi$  от расчетной  $T_p$ ;

$K_3 = \sqrt{\rho_p / \rho_\phi}$  – поправочный коэффициент, учитывающий отклонение фактической плотности  $\rho_\phi$  от расчетной  $\rho_p$ ;

$K_4 = \sqrt{\omega_p / \omega_\phi}$  – поправочный коэффициент, учитывающий отклонение фактической влажности  $\omega_\phi$  от расчетной  $\omega_p$ .

Подстановка значений  $K_1-K_4$  в (2.3) дает

$$Q = Q_0 \sqrt{\frac{\rho_\phi T_p \rho_p \omega_p}{\rho_p T_\phi \rho_\phi \omega_\phi}}. \quad (2.4)$$

Для воздуха, пара, доменного дутья поправочный коэффициент

$$K = K_1 K_2 K_3. \quad (2.5)$$

Подставив значения  $K_1-K_3$  в (2.5), получим

$$Q = Q_0 \sqrt{\frac{\rho_\phi T_p \rho_p}{\rho_p T_\phi \rho_\phi}}. \quad (2.6)$$

Для расчета количества теплоты  $D$  с паром, химически очищенной водой, доменным дутьем используется формула

$$D = Q I(\rho, t), \quad (2.7)$$

где  $Q$  – расход теплоносителя, рассчитанный по (2.6);

$I(\rho, t)$  – теплосодержание пара.

### 2.3. Оптимальное управление энергохозяйством предприятия

Цель оптимального управления энергохозяйством состоит в обеспечении такого установившегося режима работы отдельных энергообъектов, сетей и служб главного энергетика предприятия, при котором обеспечивалось бы надежное энергоснабжение заданного качества потребителей при минимальных затратах на производство, преобразование и распределение энергоресурсов.

В переходных режимах, т. е. при различных переключениях в сетях или при изменениях режимов работы отдельных энергоагрегатов, оптимальное управление должно осуществляться по выбранному критерию с помощью средств автоматического регулирования.

В общем случае задачу оптимального управления в силу ее интегрального характера, многомерности, зависимости от большого количества параметров и ограничений достаточно сложно сформулировать математически. Используя принцип декомпозиции, общую задачу разбивают на отдельные частные задачи, для решения многих из которых уже имеется хорошо разработанный математический аппарат.

Рассмотрим задачу *оптимизации уровней напряжения* в промышленных сетях и на входах электроприемников. Электроприемники проектируются для работы при номинальном напряжении и должны обеспечивать нормальное функционирование при отклонениях напряжения на заданную величину. При изменении напряжения внутри рабочего диапазона могут изменяться значения выходных параметров электроприемников, например, температура в электротермической установке, освещенность у электроосветительной установки, полезная мощность на валу электродвигателя и т. д.

Зависимость потребляемой мощности электроприемника от напряжения называется *статической характеристикой нагрузки по напряжению*. При небольших отклонениях напряжения от номинального значения эта зависимость носит линейный характер и характеризуется величиной регулирующего эффекта нагрузки. Регулирующий эффект нагрузки представляет собой изменение потребляемой мощности электроприемника в процентах при изменении напряжения на 1 %. Например, регулирующий эффект, равный 2, означает, что при изменении напряжения на 1 % в ту же сторону

изменяется потребляемая мощность электроприемника на 2 %. Регулирующий эффект, равный  $-0,5$ , означает уменьшение потребляемой электроприемником мощности на 0,5 % при повышении напряжения на 1 %.

Основными потребителями электроэнергии на промышленных предприятиях являются *асинхронные электродвигатели*. При изменении напряжения изменяются токи в обмотках статора и ротора и намагничивающий ток двигателя. При сильно загруженном двигателе преобладают потери в обмотках статора и ротора. При слабо загруженном двигателе возрастает удельный вес потерь на намагничивание. Поэтому изменение напряжения по-разному влияет на потери в двигателе в зависимости от коэффициента его загрузки. При слабо загруженных двигателях при увеличении напряжения возрастают суммарные потери в двигателе. Двигатели, работающие с номинальной нагрузкой, с ростом напряжения снижают потребляемую мощность. Такие закономерности изменения потерь при изменении напряжения характерны в основном для крупных двигателей.

Изменение напряжения, подводимого к электродвигателям, влияет также на его механические характеристики. Общий регулирующий эффект активной мощности по напряжению складывается из зависимости потерь в двигателе и полезной мощности на валу двигателя от напряжения. Его величина изменяется от слабо отрицательных значений до значения, близкого к единице.

Регулирующий эффект реактивной мощности асинхронного двигателя по напряжению изменяется в более широких пределах, чем регулирующий эффект активной мощности. Он имеет положительные значения.

Снижение напряжения приводит к уменьшению производительности *электротермических установок*. Например, на заводе по обработке цветных металлов при обжиге заготовок в печах сопротивления при снижении напряжения на 7 % технологический процесс вместо 3 продолжается 5 ч, а при снижении напряжения на 10 % процесс обжига вообще невозможен. Регулирующий эффект электротермических установок при небольших отклонениях напряжения от номинального значения равен 2 м.

Регулирующий эффект у *ламп накаливания* в области номинального напряжения равен 1,6. При изменении напряжения изменяются освещенность, световой поток и срок службы ламп. На каждый

процент понижения напряжения световой поток уменьшается приблизительно на 3,6 %, а срок службы увеличивается приблизительно на 13 %. Увеличение освещенности на 10 % приводит к повышению производительности труда в отдельных отраслях до 14 % за счет возрастания светового потока. Однако срок службы ламп накаливания при повышении напряжения на 10 % может снизиться на несколько десятков процентов.

*Люминесцентные лампы* также изменяют свое электропотребление при отклонениях напряжения. Регулирующий эффект активной мощности люминесцентных ламп, включенных по схеме с расщепленной фазой, равен примерно 1,9, а ламп ДРЛ с пускорегулирующей аппаратурой (ПРА) – 1,6. Кроме активной мощности лампы дневного света потребляют и реактивную мощность, которая также зависит от напряжения. Так, для люминесцентных ламп регулирующий эффект реактивной мощности равен примерно 1,5, а для ламп ДРЛ с ПРА равен 4,5.

Значительная зависимость нагрузки от напряжения имеет место у *полупроводниковых выпрямителей и инверторов*. Регулирующий эффект этих установок находится в диапазоне от 1 до 5 в зависимости от типа установки. Регулирующий эффект электролиза изменяется от 0,5 до 2 в зависимости от режима работы и типа установки.

В нагрузочном узле распределительной электрической сети обычно сочетаются различные электроприемники, отличающиеся своими статическими характеристиками. Общая статическая характеристика суммарной нагрузки узла зависит от статических характеристик отдельных электроприемников и долевого участия нагрузки каждой группы электроприемников в общей нагрузке. *Регулирующий эффект нагрузки узла* по напряжению может значительно изменяться в разрезе суток, недели и сезона.

При определении влияния напряжения на потребление электроэнергии необходимо учитывать *степень приспособленности* потребителей электроэнергии к изменению режима напряжения. Изменение режима напряжения в целях снижения электропотребления разрешается только в пределах допустимых отклонений напряжения у электроприемников, т. е. в тех пределах, при которых электроприемники продолжают нормально работать. Тем не менее в этих пределах возможно изменение выходных параметров электроприемников. В тех случаях, когда это изменение незначительно,



эффекта приспособления нет и тогда *регулирующий эффект потребляемой электроэнергии* равен регулирующему эффекту нагрузки. В ряде случаев изменение производительности механизма вследствие изменения напряжения может компенсироваться увеличением длительности рабочего цикла этого механизма или другим механизмом. Поэтому регулирующий эффект потребляемой электроэнергии может быть меньше регулирующего эффекта нагрузки.

Регулирование напряжения может *быть централизованным и местным*. Отклонение напряжения на шинах центра питания распределительных электрических сетей определяет уровни напряжения большой совокупности различных электроприемников. Может случиться ситуация, когда для оптимального протекания технологического процесса одного из предприятий данного района потребуются повышенное напряжение на шинах центра питания, при этом все остальные потребители будут потреблять большие объемы электроэнергии. Технологические требования первого потребителя могут быть удовлетворены, если обеспечить необходимые ему отклонения напряжения с помощью местных средств регулирования, а в центре питания поддерживать более низкий уровень напряжения, удовлетворяющий остальных потребителей и снижающий благодаря этому расход электроэнергии. Если экономия электроэнергии в последнем варианте окупает затраты на местные средства регулирования, то этот вариант более предпочтителен. При этом в экономическую характеристику отклонения напряжения в центре питания распределительных электросетей следует включать также затраты на отпуск электроэнергии от шин электростанций, зависящие от отклонения напряжения на шинах центра питания. В такой постановке задача регулирования напряжения охватывает экономическую характеристику всей цепочки электроснабжения – от шин генераторов электростанций до электроприемников с учетом электросетей.

Задача *регулирования реактивной мощности* тесно связана с регулированием напряжения. Компенсация реактивной мощности приводит к снижению потерь электроэнергии в электрических сетях, уменьшению установленных мощностей генераторов и синхронных компенсаторов энергосистемы, разгружает линии элек-

тропередачи и трансформаторы от перетоков реактивной мощности и улучшает качество напряжения.

Перечисленные составляющие эффекта от компенсации реактивной мощности в полной мере проявляются в часы максимальных нагрузок энергосистемы. На промышленных предприятиях рост потребления электроэнергии может сопровождаться увеличением выработки опережающей реактивной мощности путем применения синхронных двигателей большой мощности (синхронных компенсаторов). Возникает задача рационального генерирования, передачи и распределения реактивной мощности, поскольку ее произвольные перетоки вызывают в сложных и разветвленных сетях значительные потери мощности и снижение напряжения у потребителей, что в свою очередь уменьшает производительность различных технологических механизмов. Задача оптимизации режимов работы системы электроснабжения в данном случае состоит в минимизации этих потерь путем установления оптимальных значений генерируемой в узле реактивной мощности при одновременном автоматическом поддержании напряжения у потребителей в заданных пределах.

При эксплуатации системы электроснабжения предприятия возникают ситуации, когда на главных понизительных подстанциях нагрузка на каждом трансформаторе оказывается значительно ниже номинальной. Это особенно характерно для подстанций с тремя и более трансформаторами.

В этом случае для уменьшения потерь активной мощности на подстанции выгодно включать или отключать часть трансформаторов, если это доступно с точки зрения надежности электроснабжения потребителей, и нагрузки отключенных трансформаторов распределить между оставшимися. Возникает задача *выбора оптимального количества включенных трансформаторов*, при решении которой учитывают не только потери активной мощности в самих трансформаторах, но и потери активной мощности, возникающие в системе электроснабжения по всей цепочке питания от генераторов электростанций до рассматриваемых трансформаторов из-за потребления трансформаторами реактивной мощности. Эти потери называют приведенными в отличие от потерь в самих трансформаторах и подсчитывают их согласно следующему выражению:

$$\Delta P'_T = \Delta P'_X + K_3^2 \cdot \Delta P'_K, \quad (2.8)$$

где  $\Delta P'_X$  – приведенные потери холостого хода трансформатора, учитывающие потери активной мощности как в самом трансформаторе, так и создаваемые им в элементах всей системы электроснабжения в зависимости от реактивной мощности, потребляемой трансформатором:

$$\Delta P'_X = \Delta P_X + K_{И} \cdot \Delta Q_X, \quad (2.9)$$

где  $\Delta P_X$  – потери мощности холостого хода, приближенно равные потерям в стали трансформатора;

$K_{И}$  – коэффициент изменения потерь;

$\Delta Q_X = S_{HT} \cdot I_X / 100$  – реактивная мощность холостого хода трансформатора;

$I_X$  – ток холостого хода трансформатора, %;

$K_3 = S / S_{HT}$  – коэффициент загрузки трансформатора;

$S$  и  $S_{HT}$  – фактическая и номинальная нагрузки трансформатора;

$\Delta P_K$  – приведенные потери короткого замыкания, определяемые из выражения:

$$\Delta P'_K = \Delta P_K + K_{И} \cdot \Delta Q_K, \quad (2.10)$$

где  $\Delta P_K$  – потери мощности короткого замыкания, приближенно равные потерям в меди обмоток трансформатора;

$\Delta Q_K = S_{HT} \cdot U_K / 100$  – реактивная мощность, потребляемая трансформатором при номинальной паспортной нагрузке;

$U_K$  – напряжение короткого замыкания трансформатора, %.

Решение об экономической целесообразности перехода от параллельной работы  $n$  к  $n-1$  однотипных трансформаторов принимается из условия

$$S_{\text{П/СТ}} \leq S_{\text{НТ}} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{\Delta P'_X}{\Delta P'_K}}, \quad (2.11)$$

где  $S_{\text{П/СТ}}$  – фактическая нагрузка подстанции.

На ряде предприятий большой объем электроэнергии потребляется компрессорными станциями. Его можно уменьшить за счет *оптимального распределения вырабатываемого сжатого воздуха* между параллельно работающими компрессорами с учетом различия их энергетических расходных характеристик. При снижении расхода сжатого воздуха следует производить отключение одного или нескольких компрессоров аналогично отключению параллельно работающих трансформаторов.

Наличие средств вычислительной техники в АСУЭ позволяет решать новые задачи управления, которые не могли быть реализованы с помощью традиционных регулирующих устройств. К таким задачам относятся определение допустимой длительности кратковременных аварийных перегрузок электрооборудования, например, трансформаторов. Для них регламентированы допустимые длительности кратковременных перегрузок, постоянных в процессе аварии. Однако кратности перегрузок могут изменяться из-за изменений схемы электроснабжения, состава и нагрузок электроприемников во время аварии. В связи с этим разработан алгоритм [4], определяющий допустимые длительности изменяющихся во времени кратностей перегрузок. Алгоритм обеспечит полное использование потенциальной перегрузочной способности трансформаторов в процессе ликвидации аварии и позволит избежать недопустимого перегрева обмоток трансформаторов.

#### **2.4. Организационно-управленческие и производственно-хозяйственные задачи**

В работе службы главного энергетика промышленного предприятия, отдельных цехов, участков и других подразделений большое место занимает решение различных вопросов, относящихся к организационно-управленческим и производственно-хозяйственным

задачам. Совокупность этих задач образует АСУП. Основная особенность этих задач состоит в том, что они решаются не в темпе протекания технологических процессов в энергохозяйстве, т. е. в реальном масштабе времени, что характерно для задач АСУ ТП, а в заданные дискретные моменты времени (например, 1 раз в месяц, 1 раз в квартал, 1 раз в год) или по мере необходимости принятия определенных решений.

Другая особенность организационно-управленческих и производственно-хозяйственных задач заключается в их тесной информационной взаимосвязи с задачами АСУ ТП – задачами оперативного управления энергохозяйством. Так, например, исходной информацией для составления графиков планово-предупредительных ремонтов энергооборудования являются данные о фактическом времени работы энергооборудования или количестве отключений, получаемые из подсистемы оперативного управления на основе телесигнализации переключений коммутационных аппаратов, а для составления отчетных документов – данные из учетно-расчетной подсистемы. Аналогично выглядит информационная взаимосвязь и других задач АСУП и АСУ ТП.

*Планирование потребления энергии и его нормирование.* Особая роль в планировании и управлении энергохозяйством принадлежит энергетическому балансу, который определяет систему показателей, отражающих полное количественное равенство между потребностью и ресурсами энергии всех видов и характеризующих эффективность ее использования в энергетическом хозяйстве страны в целом, отраслях производства, на промышленных предприятиях.

*Энергобаланс* является статической характеристикой динамической системы энергетического хозяйства.

Опыт планирования и анализа показывает, что энергобаланс целесообразно разрабатывать по стадиям энергетического потока (добыча, переработка или преобразование и конечное использование); по отдельным энергетическим установкам и объектам (электростанции, котельные, нефтеперерабатывающие заводы, обогатительные фабрики, газогенераторные станции и т. п.); по целевым направлениям использования (силовые процессы, тепловые высоко-, средне- и низкотемпературные процессы; освещение; средства связи и управления; электрохимические, электрофизические процессы); по характеру ис-

пользования (полезная энергия, потери); в территориальном разрезе; по хозяйству страны в целом и по его отраслям.

Энергобалансы подразделяются по их назначению и принципам составления. Отчетные (фактические) энергобалансы характеризуют достигнутый уровень энергохозяйства промышленного предприятия.

Плановые энергобалансы могут разрабатываться нормализованными и оптимальными. Нормализованные балансы составляются на основе отчетных балансов. При этом учитываются технологические мероприятия по рационализации энергохозяйства, характеризующие уровень использования энергоресурсов на данном этапе и технологический прогресс в энергетике.

Основная задача оптимального энергобаланса промышленного предприятия состоит в выборе такого варианта снабжения всех потребителей различными видами топлива и энергии, при котором план выпуска основной продукции предприятия мог бы быть реализован с максимальной энергоэффективностью.

Оптимальный энергобаланс предприятия разрабатывается на основе экономико-математических моделей, содержащих детальное описание внутренних взаимосвязей между отдельными элементами оптимизируемой системы. В этой модели учитываются взаимосвязь между приходной и расходной частями энергобаланса (например, между количеством и видом энергоносителей, поступающих извне на промышленное предприятие, и количеством потребляемого энергоносителя или количеством энергоносителя, являющегося следствием переработки поступающего на предприятия энергоносителя); влияние технологии предприятия на технико-экономические показатели промышленного производства и зависимость между параметрами промышленной ТЭЦ и технологической схемой производства.

Математическая модель энергохозяйства предприятия включает все стадии получения и преобразования энергии в энергетических и энерготехнологических установках, взаимосвязь всех видов энергии на предприятии с производством промышленной продукции, в том числе и потребляемой внутри предприятия.

В модели задаются ресурсы топлива, а также учитываются возможности получения различных видов энергии от других предприятий. При этом может оказаться целесообразным использование побочных энергетических ресурсов теплоты и пара от заводской

котельной или ТЭЦ за пределами данного предприятия. В таких случаях задача оптимизации энергобаланса предприятия решается более широко с учетом потребностей в энергии других близлежащих предприятий и во взаимной увязке с оптимальным энергетическим балансом промышленного узла, т. е. как задача энергетического комбинирования и кооперирования.

Математическая задача планирования энергетического хозяйства промышленного предприятия обеспечивает решение следующих основных задач:

- выбор рациональных энергоносителей для всех производственных процессов предприятия;
- определение размеров потребления первичных энергетических ресурсов по отдельным технологическим процессам и предприятию в целом, рациональных направлений использования побочных энергоресурсов, энергетических потоков между отдельными подразделениями предприятия, целесообразности комбинированной или раздельной схемы энергоснабжения предприятия или группы предприятий и связанных с ними объектов;
- обоснование выбора наиболее экономичных типоразмеров энергогенерирующих установок, в том числе агрегатов промышленной ТЭЦ.

В модели должны быть отражены взаимосвязь объема производства продукции на различных технологических участках и установках при любом варианте энергоснабжения внутривародской потребности и плана отпуска товарной продукции; соответствие потребления отдельных видов первичных энергоресурсов количеству, выделенному предприятию исходя из структуры энергобаланса района; зависимость количества и режимов выхода побочных энергетических ресурсов от используемых видов топлива и режимов работы основных технологических установок, соответствие суммарного потребления побочных энергетических ресурсов их выходу.

Модель носит универсальный характер, что позволяет использовать ее в условиях как краткосрочного планирования, когда целью плановых расчетов являются обоснование оптимальной потребности в топливе и энергии, так и среднесрочного планирования, когда необходимо решение проблемы оптимальных путей развития и реконструкции энергохозяйства предприятия.

Для математической модели должны быть составлены уравнения, аналитически отражающие взаимосвязь между указанными выше параметрами.

Оптимизация энергобаланса промышленного предприятия при кратковременном планировании должна производиться по минимуму расхода топлива и энергии, а при среднесрочном планировании по минимуму приведенных затрат на производство заданной планом продукции и услуг.

Моделирование электропотребления в наиболее простом случае определяется методами линейного программирования.

Важной составной частью планирования энергохозяйства является *нормирование энергопотребления*. Оно предшествует составлению энергобаланса и охватывает вопросы расчета норм расхода топлива и энергии на единицу выпускаемой предприятием продукции в целом и по отдельным переделам, расхода одного энергоносителя на выработку и распределение другого.

Успешное функционирование энергохозяйства промышленного предприятия невозможно без поддержания энергооборудования в состоянии эксплуатационной готовности. Это достигается за счет своевременного выполнения текущих планово-предупредительных и капитальных ремонтов оборудования. При этом следует стремиться к снижению простоев оборудования из-за ремонтов. Организация ремонтов требует выполнения значительного объема работ, связанных с обработкой большого потока данных, сведений, сообщений, которые нужно систематизировать, обобщать и анализировать, чтобы принять правильное решение.

В составе АСУЭ предусматриваются подсистемы *«Ремонт энергооборудования»* и *«Ремонт электрооборудования»*. Эти подсистемы решают следующие задачи:

- учет состояния оборудования;
- анализ состояния оборудования и планирование его ремонта;
- материально-техническое обеспечение запасными частями;
- планирование потребности в запасных частях и их изготовления;
- оперативное управление ходом выполнения ремонтов.

Массивы данных об оборудовании, находящемся в эксплуатации, включают в себя наименование, инвентарный номер, год выпуска, массу, стоимость, место установки, время работы или количество переключений за предшествующий планируемому период времени и др. Контроль времени работы оборудования или количе-



ства переключений должно осуществляться автоматически на основе информации, поступающей из подсистемы оперативного управления АСУЭ.

Анализ состояния оборудования производится с учетом сведений о времени работы оборудования и результатов его периодического осмотра. На основе анализа исходных данных с учетом существующих нормативов на ремонт ежеквартально составляется график ремонта оборудования. Массивы нормативной информации о ремонте включают нормативные сроки непрерывной работы оборудования (электродвигателей, трансформаторов, компрессоров, котлов и т. д.), допустимое количество коммутационных операций с выключателями, задвижками и другим запорным оборудованием; нормативные сроки выполнения ремонта по каждому виду оборудования; трудозатраты; сведения о запасных частях и материалах, необходимых для ремонта, и другие данные.

В комплексе задач оперативного управления ремонтов входит составление бланков-нарядов на выполнение работ. В них отражается перечень работ, нормируемое время, инвентарный номер оборудования и данные, характеризующие ремонт конкретного вида оборудования. По окончании работ указываются используемые материалы, запасные части, фактически затраченное время. Эти сведения используются для накопления статистических данных по ремонту.

К оперативному управлению относится также руководство выполнением аварийных ремонтов, которые не предусматриваются планами выполнения ремонтных работ. В этом случае также составляется бланк-наряд, а по окончании работ вносится соответствующая информация в статистические массивы по аварийным ремонтам. Эта информация отражает единицы оборудования, по которым был произведен аварийный ремонт, трудозатраты, время, использованные запасные части и материалы, часы простоя оборудования по причинам аварий.

На основании полученных данных можно сделать выводы о надежности того или иного вида оборудования, что позволяет объективно оценить его состояние, выявить типичные неисправности, наметить конкретные мероприятия по улучшению работы, более рационально загрузить ремонтный персонал. Автоматизированная система управления ремонтами, обеспечивая высокий уровень его

организации, требует постоянной информации о наличии запасных частей на складах на данный момент и на ближайший период, определяемый выполнением плановых ремонтных работ. Комплекс этих задач возлагается на подсистему, которая осуществляет контроль за наличием запасных частей и расчет потребности в них. Расчет потребности производится на основании данных о наличии в текущий момент запасных частей на складах, планов проведения ремонтов на предстоящий период с учетом статистических данных об аварийных ремонтах за предшествующий период.

Алгоритм контроля наличия запасных частей сводится к следующему. Каждая запасная часть (электродвигатель, контактор, рабочее колесо насоса и др.) имеет свой номенклатурный номер (код). Структура номенклатурного номера включает класс, подкласс, группу и подгруппу, что позволяет систематизировать запасные части, на многие из которых имеются каталоги, отражающие технические характеристики и позволяющие подобрать необходимую деталь с учетом взаимозаменяемости. Данные о движении материальных ценностей со склада передаются на ЭВМ. На поступающие запасные части выписывается приходный ордер, по расходным операциям – требование с поставленными в них номенклатурными номерами.

Вычислительный центр на основании полученных сведений выпускает отчеты о суточном (недельном) движении запасных частей как покупных, так и собственного изготовления за истекший период по номенклатуре и стоимости. Отклонения от установленных минимальной и максимальной норм запаса для каждой номенклатуры отражаются в отчете об отклонении запаса. Максимальная норма запаса – это экономически обоснованная норма запаса запасных частей, обеспечивающая при максимальном нормативе оборотных средств бесперебойную работу оборудования. Минимальная норма – критически низкий запас, при дальнейшем уменьшении которого может произойти срыв работы оборудования.

Сведения о движении запасных частей за истекший месяц содержатся в ежемесячном отчете о движении и стоимости запаса. В отчете отражаются накопительные итоги поступлений и выдач с начала года в количественном и стоимостном выражении и другие данные.

## **2.5. Автоматизированные системы управления промышленными теплоэлектроцентралями**

В системах энергоснабжения многих крупных предприятий имеются теплоэлектроцентрали (ТЭЦ). Они являются источниками электроэнергии, теплоты (пара и горячей воды), доменного дутья, сжатого воздуха. В свою очередь ТЭЦ потребляют уголь, мазут, природный газ, торф. Нередко ТЭЦ потребляют также топливные газы (доменный, коксовый), которые представляют собой продукт основного технологического производства предприятия. На некоторых промышленных (заводских) ТЭЦ турбины и котлы используют вторичные энергоресурсы – теплоту уходящих газов промышленных печей. Организационно промышленные ТЭЦ являются отдельными цехами, находящимися в ведении службы главного энергетика промышленного предприятия.

Эффективность работы ТЭЦ может быть существенно повышена путем внедрения АСУ ТЭЦ, организационно являющейся автономной подсистемой АСУЭ промышленного предприятия. К первоочередным задачам АСУ ТЭЦ относятся:

- оперативное управление и контроль работы тепло- и электро-технического оборудования;
- оперативное представление персоналу текущей, периодической и аварийной информации;
- автоматическое ведение суточных ведомостей и ведомостей отклонений значений и параметров от установленных величин;
- сбор и первичная обработка аналоговой и дискретной информации о состоянии, параметрах и режиме работы тепло- и электро-технического оборудования;
- регистрация и отображение переключений коммутационной аппаратуры главной электрической схемы и схемы собственных нужд ТЭЦ на напряжение 6 и 10 кВ;
- регистрация срабатывания устройств защиты и автоматики;
- регистрация предаварийных, аварийных и послеаварийных значений параметров;
- контроль достоверности измеряемой информации;
- составление энергетических характеристик оборудования;
- обработка данных испытаний технологического оборудования;
- расчет оптимального распределения нагрузки между энергоблоками с выбором состава включенных в работу агрегатов;
- составление и распечатка основных форм технологической отчетности;
- расчет и анализ технико-экономических показателей энергоблоков и ТЭЦ в целом;

- определение сроков чистки теплообменной аппаратуры;
- статистическая обработка и прогнозирование показателей и характеристик станционного оборудования;
- учет топлива;
- расчет топливной составляющей себестоимости энергии;
- расчет и начисление заработной платы (если ТЭЦ находится на самостоятельном балансе).

При разработке математического обеспечения задач и принципов организации АСУ ТЭЦ необходимо обеспечить информационное соответствие между АСУ ТЭЦ и АСУ предприятия путем применения единых систем классификации и кодирования информации. Кроме того, необходимо установить взаимосогласованные временные интервалы, через которые та или иная часть общего массива «обменной» информации передается на соответствующий уровень управления.

Должны быть определены и согласованы показатели, входящие в массивы информации, циркулирующей между уровнями управления, и выявлены необходимые приоритеты при решении всего комплекса задач.

Подсистема «Планирование» включает в себя комплекс организационно-управленческих задач, связанных с планированием выработки электроэнергии и теплоты, а также затрат на эту выработку. Для решения задач этой подсистемы используются методы математической логики и математической статистики.

Подсистема «Учет» охватывает комплекс задач, связанных автоматизированным учетом выработанной ТЭЦ электроэнергии и теплоты (пара и горячей воды). Эти задачи решаются аналогично задачам учета АСУЭ предприятия.

Подсистема «Оперативное управление» ТЭЦ имеет свои специфические особенности, вызванные прежде всего принципиальным отличием установленного на ТЭЦ оборудования от энергетических установок на промышленном предприятии. Поэтому на ТЭЦ предпочтительно осуществлять отдельное оперативное управление технологической и электротехнической частями.

Другой особенностью оперативного управления промышленных ТЭЦ является их зависимость по электрическим параметрам от районных энергосистем и от состояния всего энергохозяйства предприятия. Как правило, промышленные ТЭЦ обеспечивают энергией потребителей первой категории по надежности электроснабжения и в периоды возможных аварий в системах энергоснабжения особая

ответственность ложится на ТЭЦ, от умелого оперативного управления которой в эти периоды в значительной степени зависит работа всего промышленного предприятия.

### **3. ПРОБЛЕМА УПРАВЛЕНИЯ ПОТРЕБЛЕНИЕМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ**

#### **3.1. Особенности процессов производства и потребления электроэнергии**

Совпадение во времени – основная особенность производства электроэнергии (на электростанциях), ее передачи (по линиям электропередачи), распределения (в электрической сети) и потребления на промышленных и сельскохозяйственных предприятиях, на железнодорожном транспорте, в жилищно-коммунальном хозяйстве. Отсюда следует ряд других особенностей, которые определяют специфичность работы электроэнергетической системы (ЭЭС) и приводят к необходимости выделения управления электропотреблением в отдельную проблему. Можно выделить следующие частные особенности работы ЭЭС:

1. Соответствие сбыта (потребления) активной электроэнергии  $P_{\text{ПОТР}}$  объему ее производства (генерации)  $P_{\text{ГЕН}}$  (с учетом потерь активной электроэнергии  $\pi$ ):

$$P_{\text{ГЕН}} - \pi = P_{\text{ПОТР}}. \quad (3.1)$$

2. Территориальное несовпадение источников и потребителей электроэнергии, что приводит к несовпадению плотности нагрузки потребителей с плотностью генерируемых мощностей, порождает большие перетоки мощности и выделяет избыточные и дефицитные по мощности области, снижает экономические показатели работы ЭЭС.

3. Несовпадение шкал единичных мощностей генераторов и электроприемников, что увеличивает неравномерность графиков электрической нагрузки.

4. Качественная однородность производимой продукции электроэнергии, что облегчает учет продукции за счет единой единицы измерения и унифицирует приборы учета.

5. Достижение требуемого качества производимой продукции путем обеспечения качества оборудования и технологического процесса. При гарантированном качестве оборудования и технологического процесса генерации электроэнергии становится излишней оценка качества выпускаемой продукции, т. е. электроэнергии. Следовательно, правила устройства электроустановок (ПУЭ), правила технической эксплуатации (ПТЭ), правила техники безопасности органически входят в технологию производства электроэнергии и поэтому контроль за их соблюдением не должен рассматриваться как нечто второстепенное. Снижение качества электроэнергии ее потребителями является внешним фактором по отношению к системе электроснабжения (СЭС) и должно выявляться с помощью соответствующей аппаратуры.

6. Затруднительность в маневрировании имеющимися производственными ресурсами, поскольку в каждый момент времени удовлетворяется потребность в электроэнергии именно для этого момента. Буферные накопители энергии могут в определенной степени решить эту проблему.

7. Необходимость иметь резерв в виде целых, готовых к работе агрегатов, так как только таким образом можно обеспечить непрерывность и бесперебойность электроснабжения. Необходимы именно целые агрегаты – недогруженные или резервные, – поскольку обойтись резервом запасных частей, как, например в машиностроении, невозможно.

8. Неравномерная и неполная загрузка генерирующего оборудования и линий электропередачи, что приводит к неполному использованию их пропускных способностей и, следовательно, ухудшает экономические показатели. В этом смысле электроэнергетика находится в невыгодном положении по отношению к другим отраслям промышленности, в которых действуют требования максимизации использования производственных мощностей и минимизации их резервов.

9. Еще не преодолена до конца недооценка затрат на производство электроэнергии, которые намного превышают затраты на энергосберегающие мероприятия на промышленных и других потребителях электроэнергии.

Из рассмотренных особенностей электроэнергетики следует вывод о необходимости выделения управления электропотреблением

в отдельную проблему из-за основного режимного противоречия между производством и потреблением электроэнергии. *Это противоречие заключается в том, что потребители имеют неравномерный график нагрузки со значительными ее колебаниями, а генерирующее оборудование и линии электропередачи (ЛЭП) наиболее экономично используются при графиках нагрузки, равномерных в течение суток [5–9].*

Может оказаться, что максимум электропотребления в ЭЭС, обеспечивающий выполнение производственных программ и жилищно-коммунальных потребностей, превышает максимум располагаемой мощности генерирования:

$$\max P_{\text{ПОТР}} > \max P_{\text{ГЕН}}, \quad (3.2)$$

а минимум электропотребления меньше технологического минимума генерирования, что может привести к нарушению устойчивой работы ЭЭС:

$$\min P_{\text{ПОТР}} < \min P_{\text{ГЕН}}. \quad (3.3)$$

Управление электропотреблением должно устранить, насколько это возможно, указанные противоречия.

### **3.2. Организационная структура систем управления электропотреблением**

Электроэнергетическая система состоит из электрогенерирующей и электропотребляющей составляющих. Первая из них представляет собой СЭС, в которую входят электрические станции (ЭС), линии электропередачи и электрическая сеть, локальные СЭС, непосредственно питающие потребителей электроэнергии, т. е. электропотребляющую составляющую. Взаимные связи между всеми этими элементами показаны на рис. 3.1.

Сложность и объемность электроэнергетической отрасли, обусловленная неразрывными взаимосвязями процессов производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии, привели к необходимости организации многоуровневой иерархической структу-

ры системы оперативного управления ЭЭС в целом, в т. ч. электропотреблением. В объединенной белорусской энергосистеме эта система в настоящее время имеет структуру, представленную на рис. 3.2.

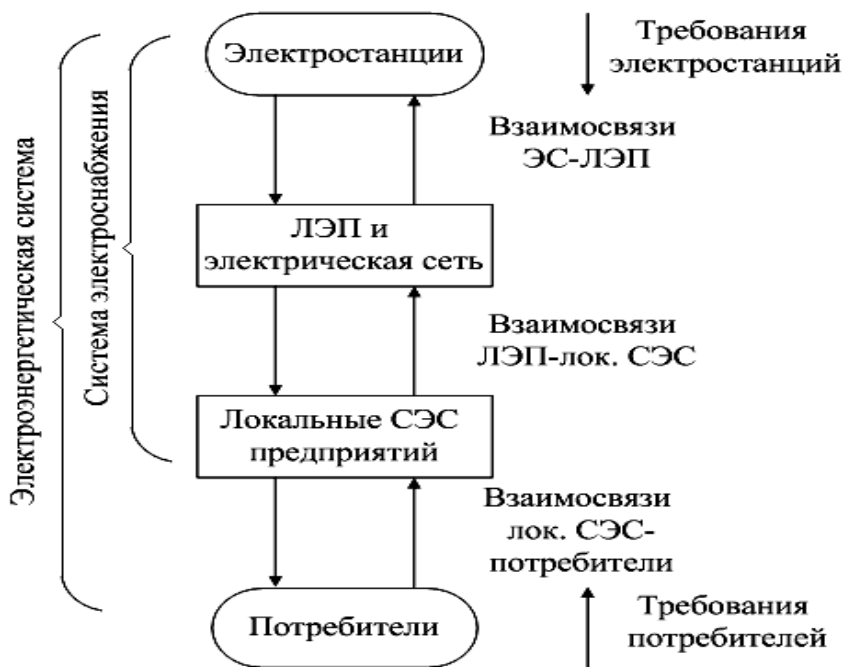


Рис. 3.1. Схема взаимосвязей электрогенерирующей и электропотребляющей систем





Рис. 3.2. Организационная структура оперативного управления электроэнергетической системой

### 3.3. Основы системного подхода к решению задач управления электропотреблением

Анализ взаимодействия производственного процесса потребителей и СЭС показывает необходимость рассмотрения ЭЭС как большой системы, составные части которой (подсистемы) нельзя полагать изолированными, не учитывающими взаимодействия

между ними. Интересы потребителей и СЭС противоречивы, у них разные хозяйства. В условиях рыночной экономики эти противоречия возрастают.

Наиболее существенной составляющей эксплуатационных затрат на генерацию электроэнергии является *топливная составляющая*. Она состоит из двух частей – *затрат на поддержание режима* и *затрат на изменение режима*. Последние называют также режимными, и рассчитывают их для одного цикла «разгрузка–нагрузка». Режимные затраты обусловлены *технологическими потерями*, причиной которых является разрядка технологического процесса в переходных режимах работы. В паровых турбинах быстрые и частые изменения нагрузки затрудняют наладку взаимосвязанных элементов тепловой схемы (подогревателей, испарителей, деаэраторов, системы водоподготовки), что приводит к определенному ухудшению экономичности турбин. В гораздо большей степени переменный режим работы сказывается на экономичности паровых котлов. С увеличением избытка воздуха потери химического недожога понижаются, а потери с теплом уходящих газов повышаются. Наивыгоднейший режим работы котла, с точки зрения подаваемого в топку воздуха, определяется минимумом суммарных потерь этих двух составляющих. Оптимальный избыток воздуха зависит от величины нагрузки. При быстрых изменениях нагрузки возникает несоответствие избытка воздуха нагрузке, что приводит к дополнительным потерям топлива.

Таким образом, режимные затраты топлива – это количество дополнительного топлива, по отношению к затратам на поддержание режима, необходимого для изменения режима. Для энергоблоков мощностью 150, 200, 300 МВт режимные затраты определяются следующей формулой:

$$\Delta Z_{\text{реж}} = 0,007 + 0,05\Delta P - 0,7P - 0,0002\Delta P^2 + 0,04(P)^2 + 0,002P_{\text{н}}, \text{ т у. т.} \quad (3.4)$$

где  $\Delta P$  – диапазон изменения нагрузки, МВт;

$P$  – скорость изменения нагрузки, МВт/мин;

$P_{\text{н}}$  – номинальная мощность энергоблока, МВт.

Работа энергосистем при ровном графике нагрузки выгодна. В этом случае затраты топлива будут отсутствовать. Промышленные и сельскохозяйственные потребители заинтересованы в свободном графике электропотребления, чтобы иметь возможность технологического маневрирования при выполнении производственной программы, что приводит к значительной неравномерности графиков нагрузки и режимным затратам топлива.

В обозримом будущем развитие ЭЭС будет осуществляться за счет строительства атомных электростанций (АЭС). Низкая топливная составляющая производимой на них электроэнергии и большие капитальные затраты определяют экономическую целесообразность использования АЭС в базовой части графика ЭЭС. Особенность АЭС – технические трудности и экономическая невыгодность работы с переменными нагрузками. Использование АЭС, наряду с тепловыми электростанциями (ТЭС), может до двух раз увеличить эксплуатационные затраты на выработку электроэнергии в пиковых зонах графика нагрузки по сравнению с их средними значениями. Следует также считаться с определенным снижением надежности электромеханического оборудования при частых изменениях нагрузки.

Управление нагрузкой потребителей позволяет снизить установленные мощности электростанций и их эксплуатационные затраты. В середине 80-х годов XX в. В.В.Михайловым было показано, что исходя из критерия народно-хозяйственной эффективности режимные интересы энергосистемы приоритетны по отношению к режимным интересам потребителей. Капитальные вложения в увеличение мощности генерирующего оборудования на порядок превышают затраты на такое же снижение максимума нагрузки потребителей. Тем самым был подтвержден полудирективный тезис 30-х годов XX в. прошлого столетия о том, что для выравнивания совмещенного суточного графика мощности полезно деформировать график потребления в сторону его выравнивания и создавать принудительный режим работы промышленных предприятий, не останавливаясь перед принудительным режимом транспорта, социально-бытовых установлений и прочего.

Однако в современных условиях, с учетом социального фактора и изменяющегося во многом отношения к понятию «народно-хозяйственной эффективности», столь явное предпочтение режим-

ных интересов энергосистемы режимным интересам потребителей вряд ли обосновано. Очевидно, следует стремиться к компромиссу – некоторой системе взаимных уступок каждой из взаимодействующих сторон (генерирующей и потребляющей) от своих оптимумов.

Необходимо также учитывать открытый характер ЭЭС, т. е. влияние внешних факторов. В первую очередь – это теснейшая связь ЭЭС с топливоснабжающей системой. Следует учитывать и воздействие ЭЭС на окружающую среду. Поэтому задача оптимизации режимов электропотребления может быть решена на основе системного подхода. Она включает в себя:

- планирование лимитов мощности и электроэнергии при составлении договора на снабжение электроэнергией;

- прогнозирование и нормирование электропотребления для отраслей в целом, предприятий, отдельных технологических процессов, в жилищно-коммунальном секторе на основе энергетического обследования (энергоаудита) и планируемых энергосберегающих мероприятий;

- оперативное управление нагрузкой потребителей;

- контроль и учет генерируемой и потребляемой электроэнергии.

Эффективность решения задачи управления электропотреблением определяется следующими факторами:

- рациональным взаимодействием между поставщиками и потребителями электроэнергии;

- системой тарифов на электроэнергию;

- наличием накопителей энергии;

- составом потребителей-регуляторов на промышленных предприятиях;

- составом комплекса технических средств, включая автоматизированные системы диспетчерского управления (АСДУ) и автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и других энергоресурсов (АСКУЭ).

### **3.4. Графики электрических нагрузок и их основные показатели**

Большое количество электроприемников, различающихся назначением, номинальной мощностью, режимом работы, приводит к неравномерности потребления активной и реактивной мощ-

ности энергосистемы. Изменение нагрузки во времени происходит постоянно и не зависит от экономической целесообразности оптимизации режима работы. Планирование мощности и оперативное управление режимами невозможно без предварительного анализа и оценки ожидаемых нагрузок и режимов электропотребления.

Режим работы электрической системы разрабатывается на сутки, неделю, месяц, квартал, год. Для разработки режимов необходимо знать, в частности, максимальную нагрузку ( $P_{\max}$ ) и баланс активной мощности; суммарную потребность в электрической энергии на планируемый период ( $W_{\text{год}}$ ,  $W_{\text{сут}}$ ) и балансы электрической энергии с учетом межсистемных перетоков энергии; ожидаемое изменение нагрузки в течение суток, а также расчеты распределения потоков активной и реактивной мощности в сетях и уровней напряжения в узловых пунктах энергосистемы.

Важную роль играет суточное планирование работы энергосистемы, основой которого являются суточные графики нагрузок и напряжения.

Суточным графиком нагрузки (напряжения) называется вычерченная на бумаге самопишущим измерительным прибором или персоналом по показаниям измерительных приборов линия (в общем случае кривая), характеризующая потребление активной и реактивной мощности (уровни напряжения) в течение суток.

Суточные графики нагрузок и напряжения позволяют произвести:

- анализ режима работы электрооборудования и электрических сетей за истекшие сутки;
- расчет режима работы электрооборудования и электрических сетей на предстоящие сутки;
- регулирование режима работы электрооборудования и электрических сетей согласно рассчитанным графикам;
- разработку мероприятий по улучшению режима электропотребления и качества напряжения в течение суток на ближайший период или дальнюю перспективу.

Суточный график напряжения позволяет выявить:

- отклонение напряжения от нормированных стандартом значений в электроустановках потребителей и в контрольных точках энергосистемы;
- влияние режима потребления реактивной мощности и режима работы компенсирующих устройств на уровни напряжения.

Суточные графики нагрузок используются также:

- для определения максимальной заявленной активной мощности в часы максимумов нагрузки энергосистемы на предстоящий расчетный период (квартал, год);
- планирования потребляемой нагрузки промышленным предприятием;
- разложения на составляющие суточного графика суммарной нагрузки электрической системы.

Суммарный суточный максимум нагрузки энергосистемы  $P_{\Sigma \max}$  всегда меньше суммы максимальных суточных нагрузок присоединенных к ней потребителей  $P_{i \max}, i=1, \dots, n$  из-за несовпадения во времени максимальных нагрузок отдельных потребителей:

$$P_{\Sigma \max} < \sum_{i=1}^n P_{i \max}. \quad (3.5)$$

В этом состоит одно из важнейших технико-экономических преимуществ централизованного электроснабжения потребителей от энергосистемы перед отдельным питанием от изолированно работающих электростанций. При централизованном электроснабжении потребителей появляется возможность загружать в первую очередь наиболее экономичные электростанции, максимально использовать дешевую электроэнергию гидроэлектростанций в период паводка и т. д.

Типовой суточный график электрической нагрузки, характерный для многих энергосистем (графики различных энергосистем отличаются не столько формой, сколько уровнем нагрузки), приведен на рис. 3.3. На графике выделяют три временные зоны: минимальной нагрузки (ночные часы, или ночной провал) с мощностью не более  $P_{\min}$ ; средней, или полупиковой, нагрузки с мощностью  $P_{\text{пн}}$  такой, что  $P_{\min} \leq P_{\text{пн}} \leq P_{\max}$ ; максимальной, или пиковой, нагрузки с мощностью не более  $P_{\max}$ .

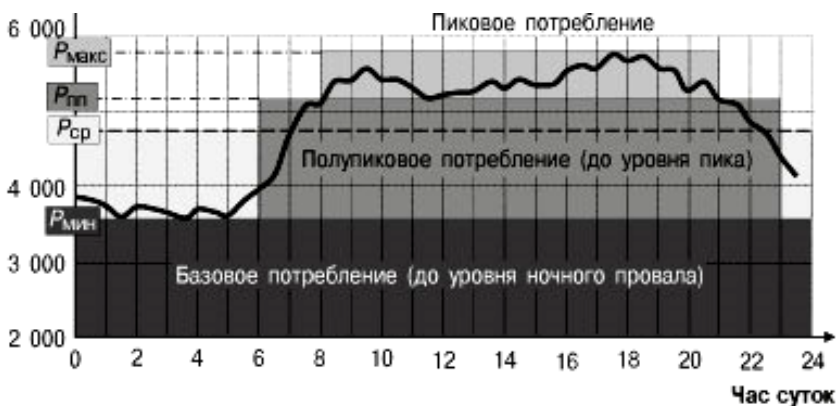


Рис. 3.3. Типовой суточный график электрической нагрузки

Полупиковая зона характеризуется однократным в течение суток значительным возрастанием нагрузки в утренние часы и ее глубоким спадом в конце суток, а пиковая – рядом относительно небольших подъемов (до уровня максимальной нагрузки) и спадов (до уровня полупиковой зоны) нагрузки в дневные часы суток. В ней обычно присутствуют один или два максимума потребления электроэнергии: утренний и вечерний. Первый связан чаще всего с утренней сменой работы промышленных предприятий. Второй представляет собой совмещение потребления работающих в вечернюю смену предприятий с потреблением электроэнергии в жилом секторе и сфере бытового обслуживания населения. Поэтому второй пик по своей величине нередко превышает первый.

Основными показателями, характеризующими график нагрузки, являются:

- 1) максимальная нагрузка  $P_{\max}$ ;
- 2) минимальная нагрузка  $P_{\min}$ ;
- 3) среднесуточная нагрузка  $\bar{P}$ ;
- 4) коэффициент неравномерности  $\alpha = P_{\min} / P_{\max}$ ; (3.6)
- 5) коэффициент заполнения  $\beta = P_{\text{ср}} / P_{\max}$ ; (3.7)

где среднечасовая  $P_{\text{ср}} = E_{\text{сут}} / 24$  ч и  $E_{\text{сут}}$  – потребление электроэнергии за сутки;

- 6) максимальный диапазон регулирования нагрузки

$$\Delta P_{\max} = P_{\max} - P_{\min} = \Delta P_{\Pi} + \Delta P_{\text{III}}; \quad (3.8)$$

7) полупиковый диапазон регулирования нагрузки

$$\Delta P_{\text{III}} = P_{\text{III}} - P_{\min}; \quad (3.9)$$

8) пиковый диапазон регулирования нагрузки

$$\Delta P_{\Pi} = P_{\max} - P_{\text{III}}. \quad (3.10)$$

Годовой график нагрузки электроэнергетической системы характеризуется также числом часов использования максимальной нагрузки:

$$T_{\text{год}} = \frac{W_{\text{год}}}{T_{\text{год}}^{\max}}. \quad (3.11)$$

где  $W_{\text{год}}$  – годовое количество произведенной электроэнергии;

$T_{\text{год}}^{\max}$  – годовая максимальная нагрузка.

В настоящее время наблюдается разуплотнение графиков нагрузок энергосистем, что отрицательно влияет на технико-экономические показатели работы последних; эта тенденция сохранится и в перспективе. При этом можно выделить факторы, обуславливающие разуплотнение графиков нагрузок, такие, как увеличение доли коммунально-бытовых нагрузок, уменьшение доли энергоемких отраслей промышленности, снижение загрузки оборудования в ночные и вечерние смены.

Отметим также факторы, способствующие уплотнению режима электропотребления. К ним относятся объединение энергосистем, автоматизация производств, создание потребителей-регуляторов.

Снятие суточных графиков нагрузок и напряжения производится ежегодно за зимние и летние сутки в энергосистемах, на промышленных и коммунальных предприятиях, в организациях, на транспорте, у сельскохозяйственных, строительных и бытовых потребителей. Одновременно с замерами электрических нагрузок производятся замеры напряжений. О назначенном дне снятия суточных графиков заблаговременно издается приказ по энергосистеме.



Работу по обобщению суточных графиков нагрузок отдельных потребителей принято называть разложением суммарного суточного графика нагрузки энергосистемы. Эта работа проводится с целью выявления влияния режима работы основных групп потребителей на суммарный суточный график нагрузки энергосистемы, а также разработки предложений по организации рациональных режимов работы и выравниванию графиков нагрузок потребителей и энергосистемы.

При разложении суточных графиков нагрузки энергосистемы выделяют пять основных групп потребителей: промышленные предприятия и организации министерств и ведомств с присоединяемой мощностью выше 100 кВ·А; электрифицированный транспорт; предприятия коммунального хозяйства; сельскохозяйственные потребители; бытовые потребители.

### **3.5. Классификация методов управления электропотреблением**

Методы управления электропотреблением можно разделить на прямые и косвенные [8–10]. К прямым относятся методы аккумулирования энергии, при которых объектом управления является не график активной нагрузки, а непосредственно потоки энергии, накапливаемые и расходуемые с помощью буферных накопителей. При этом потребляющая часть системы электроснабжения получает возможность работать по свободному графику электропотребления, в определенной степени не зависящему от графика генерируемой электростанциями электроэнергии.

Косвенные методы управления электропотреблением ведут к изменению формы суточного графика активной нагрузки потребителя. Эти изменения достигаются за счет модернизации оборудования предприятия, реорганизации его работы, совершенствования технологического процесса. К этим методам относятся:

- тарифные мероприятия, стимулирующие промышленные предприятия выравнивать графики своих нагрузок;
- регулирование электропотребления при помощи потребителей-регуляторов на промышленных предприятиях;

- принудительное ограничение нагрузки промышленных предприятий в часы максимумов нагрузки энергосистемы и электроэнергии на фиксированных интервалах времени;

- повышение энергоэффективности потребителей за счет внедрения энергосберегающих мероприятий, в том числе малозатратного электросбережения.

Управление электропотреблением позволяет:

- снизить мощности электростанций, участвующих в покрытии графика нагрузки в часы ее пиков, что дает возможность отодвинуть сроки ввода новых источников генерации;

- уменьшить необходимый регулировочный диапазон в структуре генерирующих мощностей, что снизит трудности прохождения ночных провалов нагрузки и увеличит межремонтный период работы действующих агрегатов;

- снизить загрузку электростанций, участвующих в покрытии пиков нагрузки и имеющих повышенные по сравнению с базисными электростанциями, удельные расходы топлива, что уменьшит в целом удельные расходы топлива в энергосистеме;

- уменьшить необходимое количество вырабатываемой электроэнергии без снижения объемов выпускаемой предприятиями продукции;

- снизить максимум нагрузки в электрических сетях, что позволит отодвинуть во времени мероприятия по усилению этих сетей на более поздние сроки;

- уменьшить потери электроэнергии в электрических сетях за счет более равномерной их загрузки во времени и снижения отклонений напряжения от оптимального уровня в узлах сетей.

## 4. ПРЯМЫЕ МЕТОДЫ УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕМ

Прямые методы управления электропотреблением предусматривают аккумулирование энергии путем использования различных накопителей электроэнергии с целью ее дальнейшего использования [11].

### 4.1. Системные предпосылки накопления энергии

Потребление электроэнергии в течение суток, недели и по сезонам распределяется неравномерно, поэтому энергосистемы имеют базисные тепловые и атомные электростанции, работающие при постоянной нагрузке, полупиковые электростанции (маневренные ТЭС), работающие в режиме переменной нагрузки, и пиковые установки, например, газотурбинные (ГТУ), покрывающие пиковые нагрузки. Кроме того, энергосистемы имеют резервные мощности (вращающийся резерв). Неравномерность нагрузки приводит к повышению потребления топлива, ухудшению экологических показателей энергосистем, снижению качества энергии и ее удорожанию. Кроме того, для выравнивания графика нагрузок применяются различные аккумулирующие системы. Использование накопителей энергии позволяет разнести во времени производство и потребление электроэнергии: в благоприятное для потребителя время заряжаться и разряжаться при необходимости (в пиковые часы дорогой электроэнергии, для поддержания надежности и/или в чрезвычайных ситуациях). Аккумулирующая установка может не только выравнивать график нагрузок, но и выполнять функции вращающегося резерва и регулирования качества электроэнергии. Такие аккумулирующие установки должны удовлетворять ряду требований: высокие КПД (70 %), маневренность (20 МВт за 1 мин), срок службы (15 лет или 2500 и более циклов) и удельная энергия на единицу площади земли (80 МВт·ч/м<sup>2</sup> и более) и высокие капитальные затраты [80–160 долл. США/(кВт·ч)].

Возможные места размещения накопителей энергии зависят от того, для каких целей они будут применяться. Наиболее актуально применение накопителей энергии в следующих случаях (при размещении):

- выравнивание пиковых нагрузок (объекты генерации, конечные потребители);
- регулирование выработки возобновляемых источников энергии (объекты генерации, конечные потребители);
- регулирование частоты энергосистемы (сети, объекты генерации, конечный интересант, системный оператор);
- повышение надежности электроснабжения (сети, конечные потребители);
- в качестве аварийных источников питания (конечный потребитель, особенно объекты первой категории надежности).

Обычно накопители энергии размещаются на трансформаторных подстанциях и у конечного потребителя. Размещение на трансформаторных подстанциях позволяет справиться с кратковременными перегрузками в сети. В результате, в случае незапланированного обрыва сети и возрастания нагрузки, подстанция не будет сразу отключаться, в течение некоторого времени (времени заряда накопителя электроэнергии, до нескольких часов) она сможет оставаться в рабочем режиме, при этом не будет запускаться «лавинаобразный» процесс отключения ближайших трансформаторных подстанций, давая тем самым запас времени аварийным службам для восстановления последствий аварии или для балансировки (снижения) выработки электростанции. Установка накопителя энергии у конечного потребителя может служить ему аварийным источником электроэнергии при кратковременных перебоях в электроснабжении (до нескольких часов). Оставшись без электроснабжения, в течение некоторого времени (времени разряда накопителя), потребитель сможет продолжать работу в штатном режиме. За это время есть возможность завести аварийный источник генерации электроэнергии или устранить последствия аварии, которые привели к отключению внешнего электроснабжения. Ряд технологий (например, Li-ion) допускают техническую возможность создания мобильных систем накопления энергии. В этом случае накопители энергии будут размещаться на автомашине. Тогда при аварии (внеплановом отключении конечного потребителя от сети электроснабжения) накопитель может быть доставлен заряженным в требуемое место.

В зависимости от вида накапливаемой энергии все технологии можно разделить на 2 группы: *механические* накопители энергии

(ГАЭС, инерционные аккумуляторы – маховики, аккумуляторы, основанные на принципе сжатия воздуха) и *электрохимические* аккумуляторы энергии (Li-ion, Na-S, свинцово-кислотные и др., многие из данных технологий знакомы по применениям в аккумуляторах небольшой емкости для портативных устройств и автомашин).

Наиболее распространенными системами накопления электроэнергии на текущий момент являются гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС), составляющие более 98 % всей установленной мощности накопителей энергии в мире. Но ГАЭС ввиду своей существенной инертности не может быть применена для целей повышения надежности электросетей. Надо отметить, что механические накопители энергии имеют зачастую конструктивные ограничения по расширению мощности и емкости, а также могут быть привязаны к конкретным географическим условиям. Электрохимические накопители энергии чаще реализуются в виде блочной структуры и обладают свойством масштабируемости. Как следствие, можно собрать накопитель с любыми требуемыми параметрами. Вопрос целесообразности этого будет определяться только исходя их экономической оценки. Электрохимические накопители энергии способны осуществлять очень быстрый переход от полной разрядки до полной зарядки или наоборот. Потенциально, в случае возникновения перегрузки в энергосети (неожиданное незапланированное отключение линии электропередачи или генерирующей станции) система накопления энергии могла бы отреагировать в интервале циклов энергосистемы ( $< 0,16$  с) и обеспечить устойчивость энергосистемы, что позволяет рассматривать применение накопителей энергии в качестве средства повышения надежности сети электропередачи или увеличения максимальной пропускной способности линии электропередачи.

Для характеристики накопителей энергии используются следующие параметры: количество запасенной энергии, удельная энергоемкость, удельные капитальные затраты (затраты на единицу запасенной энергии или мощности), КПД (отношение энергии, отданной накопителем, к энергии, затраченной на ее накопление), время консервации энергии или потери при ее хранении, маневренность и др. В зависимости от назначения накопителей к ним предъявляют разные требования.

В настоящий момент установленная мощность накопителей энергии в мире составляет около 122 ГВт. Наибольшее распространение накопители энергии получили в США – около 20 % от всей установленной мощности накопителей в мире.

## 4.2. Гидроаккумулирующие электростанции

Гидроаккумулирующие электростанции различаются по схеме аккумулирования, длительности цикла аккумулирования, схеме основного гидросилового оборудования.

Гидроаккумулирующие электростанции перераспределяют электроэнергию, вырабатываемую другими электростанциями, во времени в соответствии с требованиями потребителей. Принцип действия ГАЭС основан на ее работе в двух режимах: насосном и турбинном. В насосном режиме вода из нижнего водохранилища (бассейна) перекачивается в вышерасположенный верхний бассейн. Во время работы в насосном режиме (обычно в ночные часы, когда нагрузка в энергосистеме снижается) ГАЭС потребляет электрическую энергию, вырабатываемую тепловыми электростанциями энергосистемы. В турбинном режиме ГАЭС использует запасенную в верхнем бассейне воду, агрегаты станции при этом вырабатывают электроэнергию, которая подается потребителю в часы пиков нагрузки.

По схеме аккумулирования ГАЭС разделяются:

- простого аккумулирования, иногда их называют чистыми ГАЭС. Характерным признаком ГАЭС такого типа является отсутствие притока воды в верхний бассейн;
- смешанного типа, или ГЭС-ГАЭС, при этой схеме имеется приток воды в верхний бассейн, который, срабатываясь в турбинном режиме, дает дополнительную выработку энергии;
- переброски стока, или ГАЭС с неполной высотой подкачки в бассейн или канал на водоразделе. Характерным для этой схемы является раздельное расположение насосной и гидроэлектрической станций, в связи с чем эту схему иногда называют раздельной.

По длительности цикла аккумулирования, т. е. по периоду работы и наполнения бассейна различают ГАЭС суточного, недельного и сезонного аккумулирования.

По схеме основного гидросилового оборудования ГАЭС разделяются:

- четырехмашинная схема, имеющая отдельные насосный и турбинный агрегаты, т. е. четыре машины (двигатель, насос, турбина и генератор);
- трехмашинная схема (двигатель-генератор, насос и турбина);
- двухмашинная схема (двигатель-генератор и обратимая гидромашина).

Гидроаккумулирующие электростанции предназначены для работы в составе энергосистемы совместно с другими гидроэлектростанциями или совместно с одной-двумя ТЭС или АЭС. Колебания нагрузок агрегатов ТЭС и АЭС вызывают повышение удельных затрат топлива, ускорение износа и сокращение сроков амортизации их оборудования, увеличение издержек и затрат времени на ремонт. Покрытие пиковой части графиков суточных нагрузок с помощью ГЭС уменьшает эти колебания. За счет работы ГАЭС в турбинном режиме также обеспечивается покрытие пиков графика, а в часы минимальных нагрузок ГАЭС работают в насосном режиме и потребляют энергию ТЭС или АЭС, повышают их загрузку и тем самым дополнительно уменьшают колебания нагрузки этих станций. Это улучшает условия эксплуатации ТЭС и АЭС и снижает суммарные затраты топлива в энергосистеме. Исключительной особенностью ГАЭС, которой не обладает никакой другой тип электростанций, является именно повышение нагрузок ТЭС и АЭС в часы минимумов («провалов») нагрузок.

Единичные мощности построенных и строящихся ГАЭС достигают 1500–2000 МВт, проектируются ГАЭС мощностью 3000–3500 МВт. Большинство ГАЭС используют напоры 100–300 м, в отдельных случаях 800–900 м, а для ГАЭС с подземными бассейнами напоры могут достигать 1200–1500 м.

### **4.3. Воздухоаккумулирующие газотурбинные электростанции**

Воздухоаккумулирующие газотурбинные электростанции (ВАГТУ) работают на природном газе и аккумулированном в подземном воздухоаккумуляторе сжатом воздухе. Можно выделить следующие различия между газотурбинной установкой (ГТУ) и ВАГТУ:

- разнесенная во времени суток самостоятельная работа воздушного компрессора (в ночное время) и бескомпрессорной газовой турбины (в дневное время), использующих общий обратимый мотор-генератор;

- аккумулятирование энергии в виде сжатого до высокого давления воздуха в воздухоаккумуляторе объемом, достаточным для снабжения газовой турбины в течение заданного времени ее работы (2, 4, 6 часов в дневное время суток);

- возможность в 1,5-1,7 раза уменьшить требуемую для воздушного компрессора мощность привода.

Принципиальная схема ВАГТУ, представленная на рис. 4.1, позволяет осуществлять утилизацию теплоты выхлопных газов в пароводяном котле-утилизаторе, впрыскивание пара в камеры сгорания газовой турбины, регенеративный подогрев горячей водой сжатого воздуха, поступающего из воздухоаккумулятора.

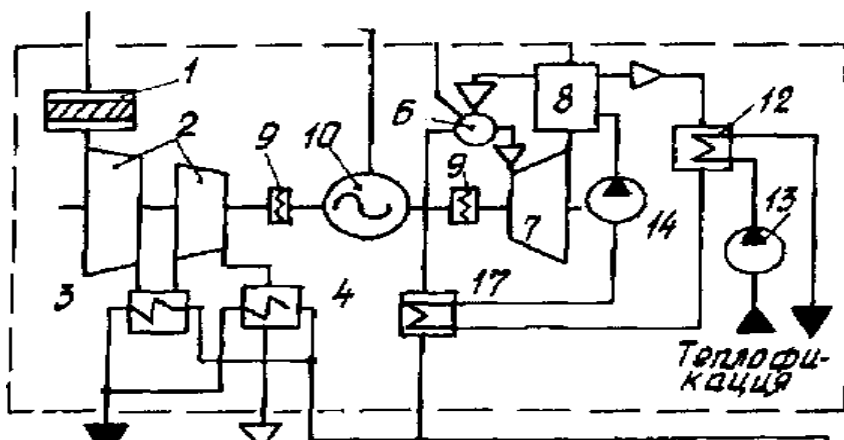


Рис. 4.1. Схема ВАГТУ:

- 1 – воздушный фильтр с глушителем; 2 – многокорпусный воздушный компрессор; 3, 4 – промежуточный и концевой охладители; 5 – многокамерный подземный воздухоаккумулятор; 6 – камера сгорания газовой турбины; 7 – газовая турбина; 8 – котел-утилизатор; 9 – самосинхронизирующая муфта; 10 – обратимый мотор-генератор; 11 – пристанционный трансформаторный пункт; 12 – сетевой подогреватель; 13, 14 – сетевой и питательный насосы; 15 – пленочная гиперболическая градирня с двухъярусной площадью орошения; 16 – насос охлаждающей воды; 17 – регенеративный воздухоподогреватель



Преимуществами ВАГТУ являются:

- при равных режимных условиях работы использование всей мощности газовой турбины только для привода мотор-генератора позволяет вдвое увеличить выработку электроэнергии и в полтора раза уменьшить удельный расход топлива по сравнению с классической ГТУ;
- за счет работы воздушного компрессора в ночное время выравнивается суточный график электропотребления, что позволяет обеспечить более стабильную нагрузку электрогенерирующих мощностей;
- в случае введения льготного ночного тарифа на электроэнергию увеличится экономический эффект от работы воздушного компрессора;
- за счет работы газовой турбины в бескомпрессорном режиме достигается высокая маневренность установки (пуск и набор мощности).

В качестве подземных воздухоаккумуляторов по аналогии с сооружаемыми подземными хранилищами природного газа возможно использование солевых, гранитных и пористо-водоносных пластов.

#### **4.4. Тепловые накопители энергии**

Тепловые накопители (ТЭН) – это электрические воздухонагревательные приборы, которые накапливают тепло во время действия низкого (ночного) тарифа на электроэнергию и отдают его в помещение во время действия высокого (дневного) тарифа естественной или принудительной (при помощи встроенного вентилятора) конвекцией. В корпусе из листовой стали, покрытой жаропрочным лаком, находится теплонакопительное ядро, снабженное теплоизоляционной защитой. Внутри теплонакопительного ядра располагаются нагревательные элементы (рис. 4.2).

Теплоотдачу в помещение обеспечивает вентилятор, создающий поток воздуха из помещения через систему каналов теплонакопительного ядра, где воздух нагревается, непосредственно к отверстию выхода воздуха.

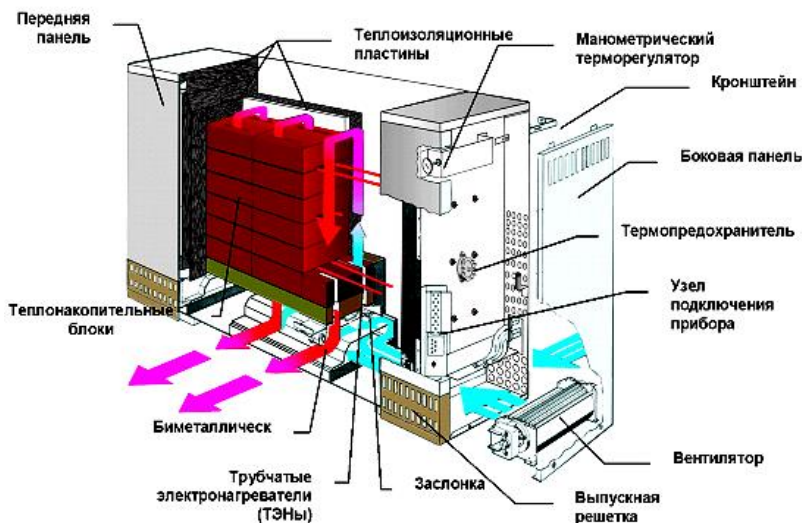


Рис. 4.2. Устройство теплоаккумулятора

Смешивание потоков воздуха происходит с помощью смесительно-ного клапана, связанного с биметаллическим датчиком, что обеспечивает постоянную температуру выходящего воздуха независимо от уровня заряда прибора. Суточный цикл работы теплоаккумулятора состоит из двух автономных режимов: заряда или накопления тепла в ночное время и разрядки или теплоотдачи.

Режим заряда управляется таймером, режим теплоотдачи – комнатным термостатом, который дает команды на включение-выключение микровентилятора. Теплоаккумулятор работает практически со стопроцентным коэффициентом полезного действия. Выделяемое ТЭНами тепло аккумулируется теплоемкими брикетами и через систему изолированных воздушных каналов передается в обогреваемое помещение.

Все процессы регулируются автоматически, что позволяет выбрать наиболее эффективный режим обогрева помещений и рационально использовать тепловую и электрическую энергию.

Основная экономия достигается за счет использования низкого «ночного» тарифа на электроэнергию, именно во время действия этого тарифа происходит накопление тепла в теплоаккумуляторах. Более того, с помощью блока управления с датчиком наружной

температуры теплонакопители способны заранее определять и запасать энергию именно в том количестве, которое необходимо для отопления на сутки, не допуская излишнего потребления электроэнергии. Экономия энергии и, соответственно, затрат на отопление обеспечивается и за счет точного поддержания заданных температур в отапливаемых помещениях.

#### 4.5. Электрохимические аккумуляторы электроэнергии

**Свинцовые (кислотные) аккумуляторы.** Первый действующий образец свинцового аккумулятора, созданный в 1859 г. французским исследователем Планте, состоял из двух свинцовых листов, разделенных полотняным сепаратором, свернутых в спираль и вставленных в банку с серной кислотой. При первом заряде на положительном электроде образовывался поверхностный слой двуокиси свинца. Для увеличения емкости аккумулятора проводился многократный его заряд и разряд; при этом происходило развитие поверхности электродов. В 1880 г. Фор предложил изготавливать электроды путем намазки на свинцовые листы пастов из окислов свинца и серной кислоты. За счет этого была значительно повышена емкость электродов. В 1881 г. Фолькмар предложил использовать в качестве основы пастированных пластин не листы, а свинцовую решетку; впоследствии, по патенту Селона, свинцовая решетка была заменена решеткой из более жесткого свинцово-сурьмяного сплава. Активная масса заряженного отрицательно электрода

состоит из свинцового порошка (губки), к которому добавляют депассиваторы (сульфат бария) и органические вещества (гуминовые кислоты) – расширители, затрудняющие спекание и усадку губки свинца. Активная масса положительно заряженного электрода состоит из порошка диоксида свинца.

Активная масса помещается либо в свинцовые решетки – токоотводы (пастированные или намазные электроды), либо в перфорированные свинцовые коробки (коробчатые электроды), либо в перфорированные полимерные трубки со свинцовыми токоотводами в центрах трубок (панцирные электроды). Для улучшения механических и литейных свойств в состав токоотводов обычно добавляют небольшие количества сурьмы. Кроме того, применяются

поверхностные электроды, у которых активная масса формируется непосредственно на поверхности свинцовых пластин.

Для свинцовых аккумуляторов характерно сильное разбавление электролита во время разряда из-за потребления серной кислоты и образования воды. В заряженных аккумуляторах концентрация серной кислоты равна 28–40 % (в зависимости от типа). Чем меньше объем электролита по сравнению с количеством активных масс электродов, тем сильнее снижается концентрация при разряде; в конце разряда она колеблется от 12 до 24 %. Степень снижения концентрации для данного аккумулятора однозначно связана с количеством протекшего электричества. Поэтому измерение концентрации или плотности электролита служит удобным и точным средством определения степени заряженности аккумулятора. В этом отношении свинцовый аккумулятор выгодно отличается от других аккумуляторов. В ходе разряда объем электролита уменьшается примерно на 1 мл на каждый ампер-час.

**Щелочные аккумуляторы.** В щелочных аккумуляторах пластины и сосуды делаются из железа. В качестве электролита применяется раствор едкого калия в дистиллированной воде. В этих аккумуляторах электролитом может служить также раствор едкого натрия. И тот, и другой растворы являются щелочью, поэтому и аккумуляторы называются щелочными. При заряде напряжение медленно поднимается от 1,4 до 1,5 В, а затем делает скачок до 1,7 В и в конце заряда медленно возрастает до 1,8 В. При разряде напряжение быстро падает до 1,25 В, потом медленно снижается до 1,1 В. Щелочные аккумуляторы удобны при перевозке, т. к. они не боятся сотрясений. Они отличаются прочностью конструкции, не выделяют в процессе работы и при заряде вредных газов. Они не боятся перегрузки и могут долго оставаться в полуразряженном или разряженном состоянии. По сравнению со свинцовыми (кислотными) аккумуляторами щелочные аккумуляторы имеют меньшее рабочее напряжение и меньший коэффициент полезного действия. Внутреннее сопротивление щелочных аккумуляторов больше, чем кислотных.

Щелочные аккумуляторы выпускаются в ламельном и безламельном исполнениях. В первом случае активные вещества заключены в перфорированные коробки-ламели. Во втором применяются спеченные электроды, это повышает затраты на аккумулятор. Электролитом служит раствор гидроксида калия.

#### **4.6. Инерционные накопители энергии**

В настоящее время уже существуют такие накопители приемлемых размеров. В них применено вращающееся в вакууме маховое колесо из материала, армированного углеродным волокном. На вал маховика насажен ротор электрической машины. У накопителя предусмотрены выводы для подключения статического преобразователя, системы водяного охлаждения и вакуумного насоса.

Суть данного метода состоит в накоплении кинетической энергии, которая запасается в массивном вращающемся роторе. Чем больше масса и скорость вращения ротора, тем больше энергии он запасает. При определенных параметрах его «энергоемкость» превосходит аккумуляторы. Энергия легко преобразуется в механическую (например, вращение узлов станка) или электрическую. Высвобождаемая мощность, в принципе, ограничена только пределом прочности конструкции и может быть очень большой. Обслуживания ротор не требует, но он должен иметь очень надежные механизмы самоконтроля и системы торможения.

Накопители этого типа уже в течение нескольких лет используются на грузовых автомобилях. При мощности около 200 кВт и энергоемкости 2 кВт·ч они имеют приблизительно в 5 раз меньшие габариты, чем накопители для системы тягового электроснабжения.

Эффективным устройством может оказаться инерционный аккумулятор, представляющий собой массивный быстровращающийся диск, соединенный наглухо с валом генератора и через муфту свободного хода с валом ветродвигателя. Инерционный аккумулятор позволяет заполнять наиболее кратковременные (менее 10–40 с) провалы мощности ветродвигателя. Наличие выравнивающего устройства и применение нежесткого регулирования ветродвигателя, обеспечивающего защиту от буревых нагрузок, позволяет более эффективно использовать энергию ветра, значительно сокращая число нерабочих дней.

#### **4.7. Электромагнитные накопители электроэнергии**

**Емкостные накопители (ЕНЭ)** относятся к разряду наиболее мощных энергоисточников. Они надежны в работе, обладают высокой эффективностью передачи накопленной энергии в нагрузку,

допускают возможность изменения в широких пределах параметров импульса. Для зарядки ЕНЭ могут быть использованы мало-мощные зарядные устройства. Вследствие малой удельной энергоемкости (наиболее распространенные конденсаторы имеют удельные параметры всего  $\sim 0,1$  Дж/г,  $\sim 0,3$  Дж/см<sup>3</sup>) создание ЕНЭ с запасаемой энергией более 10 МДж затруднительно. Увеличение удельной энергоемкости возможно за счет применения более совершенных компонентов при изготовлении конденсаторов, совершенствования технологии их сборки, уменьшения ресурса (числа пусков), работы конденсаторов в аperiodическом режиме разряда.

Разновидностью ЕНЭ являются молекулярные накопители энергии (МНЭ), представляющие собой конденсаторы с двойным электрическим слоем. Они отличаются от обычных импульсных конденсаторов тем, что для пространственного разделения разноименных зарядов, создающих рабочее электрическое поле, используется не макроскопический диэлектрический слой между проводящими обкладками, а микроскопический поляризованный слой на границе поверхности раздела двух сред. К настоящему времени исследованы системы МНЭ с удельной энергией до 10–25 Дж/г и 40–50 Дж/см<sup>3</sup>, что примерно в 100 раз превышает удельную энергию известных конденсаторов. В технологически освоенных образцах накопителей энергии, испытанных в различных режимах разряда с длительностью импульса до 0,1–100 с, достигнуты значения удельной энергии 1–10 Дж/г и 2–15 Дж/см<sup>3</sup>. Удельная средняя мощность МНЭ составляет в зависимости от длительности разряда величину 0,1–10 кВт/кг, что существенно превышает удельную мощность традиционных накопителей энергии (в том числе и аккумуляторов). Количество допустимых циклов «разряд-заряд» для МНЭ различных типов составляет от  $10^4$  до  $10^5$ . Однако возможность использования данных накопителей значительно ограничена тем, что для них минимальная длительность разряда характеризуется миллисекундными временами, а генерируемые токи – единицами килоампер.

**Индуктивные накопители энергии (ИНЭ)** характеризуются высокими выходными параметрами электрического импульса (более  $10^5$  В,  $10^{11}$  Вт), а также высокими удельными и экономическими показателями. Освоен уровень накапливаемых энергий  $\sim 10^8$  Дж. Ближайшей перспективой является практическая реализация параметров  $\sim 10^9$  Дж и  $\sim 10^{12}$  Вт. Широкое практическое использование ИНЭ

ограничивается надежностью коммутирующей аппаратуры многоазового действия с уровнем разрывной мощности  $10^{11}$ – $10^{12}$  Вт.

Для накачки энергии в ИНЭ используются источники тока с большой электрической мощностью, чтобы уменьшить время зарядки до единиц секунд. В противном случае джоулевы потери энергии при запитке ИНЭ могут оказаться сравнимыми с запасаемой в накопителе энергией. Для запитки ИНЭ могут быть использованы электромашинные накопители (ударные униполярные и синхронные генераторы), МГД-генераторы кратковременного действия (МГДКД, ЖМГДГ), химические источники тока. По времени сохранения различают резистивные ( $\sim 1$ – $10$  с), криорезистивные с охлаждением до температур жидкого азота ( $\sim 10$ – $100$  с) и сверхпроводящие накопители с охлаждением до температур жидкого гелия.

Самый крупный индуктивный накопитель ТИН-900 создан в России для токамака. Запас энергии – 900 МДж с током 1,8 МА при времени разряда 0,5 с.

Сверхпроводящие индуктивные накопители энергии (СПИНЭ) имеют широкие перспективы использования, обусловленные возможностью длительного хранения энергии в форме магнитной энергии, что позволяет создавать системы с высоким уровнем времени готовности (время от подачи команды до выдачи энергии в нагрузку  $\sim 1$  мс). Важной в практическом отношении особенностью СПИНЭ является возможность его запитки от источника с малой электрической мощностью.

Применение СПИНЭ в качестве импульсных энергоисточников ограничивается критичностью сверхпроводников к скорости изменения магнитного поля при накачке и выводе энергии в нагрузку. Особенностью типичных СПИНЭ является сравнительно малое значение рабочего тока ( $\sim 10$  кА). Методы электромашинного и электромеханического управления индуктивностью ИНЭ позволяют увеличить значения полного тока в нагрузке, однако другое ограничение (скорость изменения поля не превышает 20 Тл/с) увеличивает время разрядки до десятков миллисекунд.

Новые технические возможности в создании СПИНЭ могут быть связаны с разработкой высокотемпературных сверхпроводников. Высокотемпературные сверхпроводящие материалы характеризуются сравнительно высокими значениями критических полей

(~100 Тл) и все еще высокими температурами сверхпроводящих состояний.

#### 4.8. Топливные элементы

Топливные элементы (ТЭ) являются электрохимическими устройствами, которые преобразуют химическую энергию топлива в электрическую и тепловую энергию, и происходит это эффективнее, чем в обычных технологиях со сжиганием. ТЭ представляют собой «неистощимые батарейки», к которым непрерывно подводится топливо и воздух.

Топливные элементы были открыты еще в далеком 1839 г. Вильямом Гровом, когда он изучал электролиз воды. Отключив от электролитической ячейки батарею, Грове с удивлением обнаружил, что электроды начали поглощать выделившийся газ и вырабатывать ток. Открытие процесса электрохимического «холодного» горения водорода стало знаменательным событием в энергетике, и в дальнейшем такие известные электрохимики, как Оствальд и Нернст, сыграли большую роль в развитии теоретических основ и практической реализации топливных элементов и предсказали им большое будущее. Сам термин «топливный элемент» (*Fuel Cell*) появился позднее: был предложен в 1889 г Людвигом Мондом и Чарльзом Лангером, пытавшимися создать устройство для выработки электричества из воздуха и угольного газа.

При обычном горении в кислороде протекает окисление органического топлива, и химическая энергия топлива неэффективно переходит в тепловую энергию. Но оказалось возможным реакцию окисления, например водорода с кислородом, провести в среде электролита и при наличии электродов получить электрический ток с большой эффективностью и частично тепло. В топливных элементах в качестве горючего могут также применяться уголь, окись углерода, спирты, гидразин, другие органические вещества, а в качестве окислителей – воздух, перекись водорода, хлор, бром, азотная кислота и т. д.

Самым простым по своему устройству является топливный элемент с протонообменной мембраной (рис. 4.3). Работает он следующим образом: попадающий в элемент водород разлагается под действием катализатора на электроны и положительно заря-



женные ионы водорода  $H^+$ . Затем в действие вступает специальная мембрана, исполняющая здесь роль электролита в обычной батарее. В силу своего химического состава она пропускает через себя протоны, но задерживает электроны. Таким образом, скопившиеся на аноде электроны создают избыточный отрицательный заряд, а ионы водорода создают положительный заряд на катоде (напряжение на элементе получается порядка 1 В). Для создания большой мощности топливный элемент собирают из множества ячеек. Если включить элемент в нагрузку, то электроны потекут через нее к катоду, создавая ток и завершая процесс окисления водорода кислородом. В качестве катализатора в таких топливных элементах как правило применяются микрочастицы платины, нанесенные на углеродное волокно. Мембрана как правило производится из серосодержащего полимера нафiona. Толщина мембраны равна десятым долям миллиметра. При реакции выделяется также тепло, и рабочая температура поддерживается в области 40–80 °С.

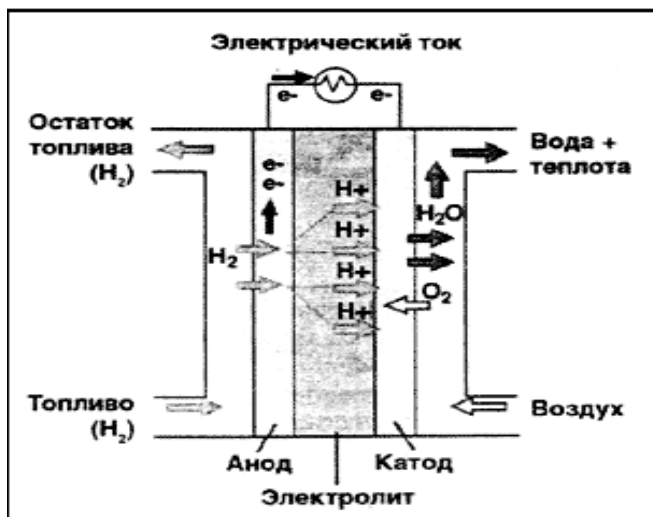


Рис. 4.3. Принцип действия топливного элемента с протоно-обменной мембраной

В зависимости от примененного электролита можно выделить следующие основные типы топливных элементов:

- *фосфорнокислые*. КПД при выработке электроэнергии составляет около 40 %, при совместном производстве тепла и электричества – около 80 %. Рабочие температуры находятся в пределах 180–230 °С. ТЭ на фосфорной кислоте имеют относительно невысокий КПД и требуют некоторого времени для выхода на рабочий режим при холодном старте, но при этом они отличаются довольно простой конструкцией, высокой стабильностью и низкой летучестью электролита. На базе этих элементов созданы энергоустановки мощностью от 200 кВт до 20 МВт;

- *твердополимерные*. Эти топливные элементы отличаются компактностью, высокой степенью надежности и экологической безопасности. КПД составляет около 45 %, рабочая температура – около 80 °С. В качестве топлива используется чистый водород;

- *на расплавленном карбонате*. Данный тип относится к высокотемпературным устройствам. Высокая рабочая температура ТЭ (600–700 °С) позволяет использовать в качестве топлива природный газ, который преобразуется встроенным конвертером в водород и монооксид углерода. КПД достигает 55 %. В связи с большим количеством выделяемого при работе тепла РЭ этого типа успешно применяются для создания стационарных источников электрической и тепловой энергии.

- *твердоокисдные*. В этих топливных элементах вместо жидкого электролита применяется твердый керамический материал, что позволяет достигать высоких рабочих температур – 900–1000 °С. КПД составляет около 50 %. Могут работать на различных видах углеводородного топлива без преобразования его в водород. Топливные элементы с твердым электролитом имеют хорошую перспективу для использования в промышленных установках большой мощности. Поскольку топливные элементы сделаны из разных материалов и имеют разную температуру, у каждого типа ТЭ своя область применения, свои особенности и преимущества, но всех их отличает большой потенциал эффективности и низкого экологического воздействия.

Высокая стоимость является основным препятствием для вывода топливных элементов на широкий рынок. Сегодня значительные средства и силы направлены на снижение затрат на производство

топливных элементов. Цель разработчиков – достичь удельной стоимости ниже \$ 1000/кВт.

Топливные элементы имеют ряд преимуществ. В то время как КПД современных двигателей внутреннего сгорания составляет только 12–15 %, у ТЭ этот коэффициент составляет 50 %. КПД топливных элементов может оставаться на довольно высоком уровне, даже когда они используются не на полную номинальную мощность, что является серьезным преимуществом по сравнению с двигателями на бензине.

Модульный принцип устройства ТЭ означает, что мощность электростанции на топливных элементах можно увеличить, просто добавив еще несколько каскадов. Это обеспечивает минимизацию коэффициента недоиспользования мощности, что позволяет лучше приводить в соответствие спрос и предложение. При использовании топливных элементов практически не бывает вредных выбросов. При работе двигателя на чистом водороде в качестве побочных продуктов образуются только тепло и чистый водяной пар. Использование топливных элементов обеспечивает гибкость энергетической инфраструктуры, создавая дополнительные возможности для децентрализованного производства электроэнергии. Топливные элементы предлагают энергию высокого качества и повышенной надежности. Они долговечны, у них нет подвижных частей, и они производят постоянный объем энергии.

## **5. КОСВЕННЫЕ МЕТОДЫ УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕМ**

Косвенные методы управления электропотреблением ведут к изменению формы графика активной нагрузки и, соответственно, площади под ним.

### **5.1. Регулирование режимов электропотребления промышленных предприятий**

Регулирование режима электропотребления промышленных предприятий – это управление, имеющее целью поддерживать в установленных пределах изменение мощности и энергии. Оно осуществляется с помощью регулировочных мероприятий, т. е. созданием искусственных режимов работы потребителей, и организационно-технических мероприятий [12].

Регулировочные мероприятия можно разделить:

- непрерывно действующие в течение года и не требующие дополнительных капитальных вложений,
- периодически действующие в течение года и требующие дополнительных капитальных вложений,
- а также перспективные, осуществление которых требует дополнительных капитальных вложений.

Все промышленные предприятия допускают в той или иной мере регулирование режима электропотребления, однако возможности по глубине регулирования у них разные и ограничиваются схемой электроснабжения предприятия, характером производственных процессов и наличием технических средств управления потребителями. На каждом из промышленных предприятий имеются такие электроприемники и производственные процессы, которые позволяют иметь временные перерывы электроснабжения без серьезных последствий, и есть ответственные электроприемники, отнесенные к технологической или аварийной броне.

*Аварийной броней* электроснабжения считается наименьшая мощность или расход электроэнергии, обеспечивающие при частичной или полной остановке предприятия сохранность оборудования, безопасность людей, сохранение аварийного и охранного освещения, вентиляции, водоотлива, канализации и т. п.

*Технологической броней* электроснабжения считается значение мощности или расхода электроэнергии, которое обеспечивает предприятию завершение технологического процесса, цикла производства. Суммарное значение аварийной и технологической брони на большинстве предприятий не превышает 50 % общей нагрузки предприятия, а на многих составляет 15–20 %.

Для регулирования режимов работы (графика нагрузки) требуется глубокое знание технологического процесса, а также технические возможности предприятия. Анализ схем электроснабжения показывает, что часто ответственные электроприемники сосредоточены по питающим линиям и трансформаторам, что увеличивает аварийную и технологическую броню.

Потребители разных отраслей промышленности обладают неодинаковыми возможностями по регулированию. По неравномерности режимов электропотребления отрасли промышленности можно классифицировать, разделив на три группы:

- отрасли, графики нагрузок которых достаточно равномерны и не разуплотняют график нагрузки энергосистемы;
- отрасли, графики нагрузок которых неравномерны, но незначительно разуплотняют график нагрузки энергосистемы (поскольку имеют небольшую мощность или время их максимальных нагрузок не совпадает с временем максимальных нагрузок энергосистемы);
- отрасли, графики нагрузок которых неравномерны и разуплотняют график нагрузки энергосистемы.

Потребители первой группы – это такие энергоемкие отрасли промышленности, как черная и цветная металлургия, производство строительных материалов и т. п. Такие предприятия работают, как правило, по непрерывному циклу с постоянным характером нагрузок. Вторая группа отраслей является промежуточной, и в зависимости от возможностей того или иного предприятия может быть привлечена к регулированию графика нагрузки энергосистемы. Третью группу составляют предприятия машиностроительного профиля, металлообработки, производства вычислительной техни-

ки и т.п. В силу того, что режим их работы изменяется, они обладают более значительными возможностями по регулированию.

Регулирование потребляемой мощности в часы максимума нагрузки энергосистемы обычно проводится по следующему плану:

1) определяется глубина регулирования получасовой мощности за очередной квартал из графиков электрических нагрузок прошлого года:

$$\Delta P = P_{\max} - P_{\min},$$

где  $P_{\max}$ ,  $P_{\min}$  – соответственно наибольшая и наименьшая получасовая мощность предприятия за рассматриваемый период;

2) выявляются потребители, работающие в период максимума нагрузки энергосистемы, и характер необходимости их участия в производственном процессе;

3) производится анализ экономической эффективности использования потребителей на предприятии;

4) осуществляется прогнозирование максимальной получасовой мощности;

5) рассчитывается величина максимальной получасовой мощности на очередной квартал;

6) разрабатываются оптимальные планы-графики регулировочных мероприятий, внедрение которых способствует выравниванию графиков и снижению потребления электроэнергии в период максимума нагрузки энергосистемы.

Под выравниванием графика нагрузки понимается перенесение времени работы уже подключенных (а не дополнительных) электроприемников с часов максимума на часы минимума нагрузки энергосистемы. При этом количество выработанной электроэнергии не изменится, средняя за период нагрузка остается неизменной. Но максимум ее снижается, а минимум возрастает. Поэтому плотность увеличивается, а неравномерность уменьшается.

К началу 80-х годов XX в. укрупненная классификация косвенных методов управления перестала удовлетворять как теорию, так и практику электропотребления. Поэтому К.У. Геллингсом [13] была предложена более детализированная классификация, согласно которой способы управления электропотреблением сводятся к следующим:

1. Срезание пика активной нагрузки, т. е. ее ограничение в часы максимума нагрузки энергосистемы:

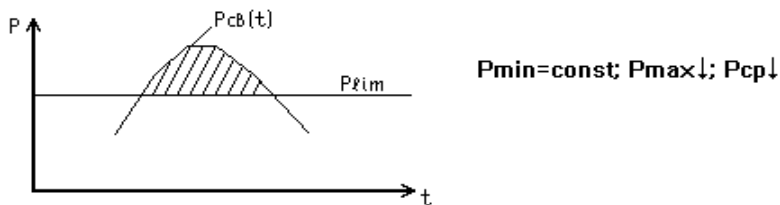


Рис. 5.1. Срезание пика активной нагрузки:

$P_{св}(t)$  – потребление мощности в свободном режиме (без ограничений);  $P_{min}$ ,  $P_{max}$ ,  $P_{cp}$  – соответственно минимальное, максимальное и среднее значение мощности

2. Заполнение провала активной нагрузки за счет подключения дополнительных электроприемников (рис. 5.2):

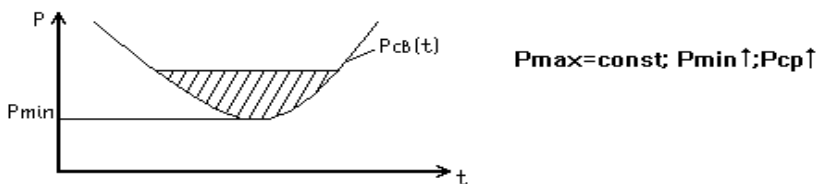


Рис. 5.2. Заполнение провала нагрузки

3. Сдвиг нагрузки во времени, в том числе и перенос наиболее энергоемких технологических процессов с часов максимума нагрузки энергосистемы на часы минимума ее нагрузки (рис. 5.3):

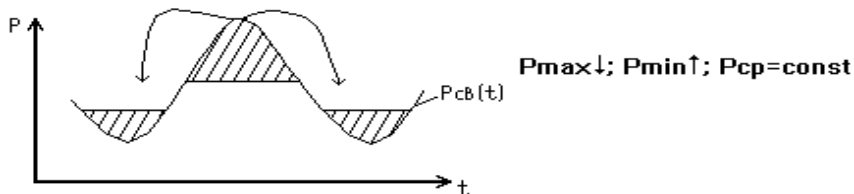


Рис. 5.3. Сдвиг нагрузки во времени

#### 4. Электросбережение (рис. 5.4):

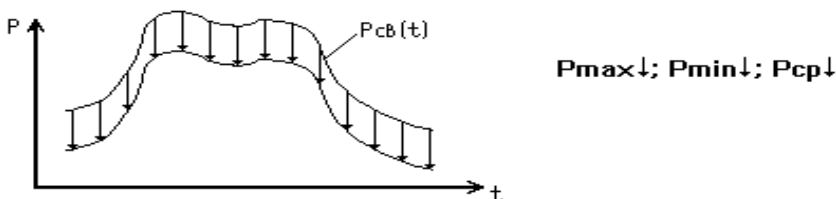


Рис. 5.4. Изменение графика нагрузки при осуществлении энергосберегающих мероприятий

5. Гибкий график нагрузки – это сочетание всех перечисленных способов тогда, когда это выгодно. Именно гибкий график нагрузки становится основным методом управления в современных условиях.

### **5.2. Договорные отношения между потребителями и производителями электроэнергии. Тарифы на электроэнергию**

Условия и правила отпуска электроэнергии потребителям (абонентам), порядок заключения, исполнения, изменения и прекращения договоров на снабжение электроэнергией между энергоснабжающей организацией и потребителями, основные понятия и определения участников договорных отношений определяются следующим образом [14].

Энергоснабжающая организация – организация, осуществляющая снабжение электрической энергией потребителя (абонента) через присоединенную сеть.

Потребитель электрической энергии – физическое или юридическое лицо, электрические сети и электроустановки которого присоединены к сетям электроснабжающей организации.

Граница балансовой принадлежности электрической сети – точка раздела электрической сети между энергоснабжающей



организацией и потребителем, определяемая по балансовой принадлежности электрической сети.

Присоединенная мощность потребителя – суммарная мощность присоединенных к электрической сети трансформаторов потребителя, преобразующих энергию на рабочее (непосредственно питающих токоприемники) напряжение, и электродвигателей напряжением более 1000 В. Когда питание электроустановок потребителей производится от трансформаторов или низковольтных сетей электроснабжающей организации, за присоединенную мощность потребителя принимается разрешенная к использованию мощность, указанная в договоре.

Промышленное предприятие вместе со всей своей инфраструктурой получает энергоресурсы от поставщиков: электроэнергию – от энергосистемы; газ – от газопровода облгаза; теплофикационную воду для отопления и горячую воду для бытовых нужд – от теплосетей; холодную воду для бытовых нужд – от водоканала.

В той или иной мере приборный учет энергоресурсов организуется как со стороны поставщиков, так и промышленных потребителей. Экономические и технические требования к организации энергоучета связаны с развитием экономических отношений между поставщиками и потребителями энергоресурсов, а также с прогрессом в области приборного учета и его автоматизации.

Основным правовым документом, регулирующим взаимоотношение сторон при снабжении электрической энергией, является договор между потребителем и энергоснабжающей организацией. Существенными условиями договора являются:

- количество, сроки и качество подлежащей отпуску электроэнергии;
- категоричность потребителя;
- способ и условия контроля потребления электроэнергии с указанием приборов, по которым он будет производиться;
- порядок определения цены отпускаемой электроэнергии;
- обязательство потребителя принять и оплатить в установленные сроки обусловленное договором количество потребленной электроэнергии;
- форма расчета;
- обязательство потребителя обеспечить установленный договором режим потребления электроэнергии;
- количество и продолжительность отключений потребителей для проведения плановых работ по ремонту оборудования и под-

ключению новых потребителей, если у этих потребителей отсутствует резервное питание;

- обязательства потребителя допускать представителей энергоснабжающей организации и органов госэнергонадзора для проверки технических средств коммерческого учета электрической энергии, состояния электрооборудования электроустановок потребителя.

Категорийность объектов потребителя определяется в зависимости от фактической схемы его электроснабжения.

Договорная мощность, участвующая в максимуме нагрузки энергосистемы, периодически контролируется энергоснабжающей организацией по фактическому средневзвешенному получасовому максимуму нагрузки потребителя, определяемому по показаниям приборов учета; если при этом фактическая нагрузка потребителя в часы максимума энергосистемы будет меньше установленной договором, оплата производится по значению нагрузки, предусмотренной договором.

При превышении договорных величин мощности (энергии) потребитель уплачивает энергоснабжающей организации 10-кратную стоимость электрической мощности (энергии), израсходованной сверх количества, предусмотренного на соответствующий расчетный период договором.

Потребитель вправе по согласованию с энергоснабжающей организацией корректировать договорные величины электроэнергии в течение месяца, но не позднее, чем за 10 дней до его окончания.

Потребители обязаны выполнять требования энергосистемы.

Организации оповещаются о снижении (отключении) нагрузки или ограничении электропотребления в соответствии с разработанными и утвержденными графиками ограничений и отключений.

При невыполнении этого требования энергоснабжающая организация может произвести частичное или полное отключение потребителя от сети.

Энергоснабжающая организация в случае перерыва электроснабжения возмещает потребителю убытки в размере 10-кратной стоимости недоотпущенной электроэнергии. Порядок составления и применения графиков ограничения и отключения потребителей электрической энергии и мощности, установление и распределение объемов ограничения отключения электрической энергии и мощности между потребителями и энергосистемами определяются согласно «Положению о графиках ограничения и отключения потребителей электрической энергии и мощности в энергосистемах

Республики Беларусь» [14]. В энергосистемах разрабатываются и применяются следующие графики:

1) график ограничения суточного потребления электрической энергии - вводится при недостатке топлива в энергосистеме и предусматривает сокращение потребления электроэнергии на 25 % от общего потребления энергосистемы на день замера в декабре предыдущего года с разбивкой на 5 равных очередей;

2) график ограничения потребления электрической мощности вводится при недостатке мощности в энергосистеме и составляет на величину 30 % от общего потребления энергосистемы на день замера в декабре предыдущего года с разбивкой ограничиваемой мощности на 10 равных очередей;

3) график отключения потребления электрической мощности применяется при аварийной ситуации, вызванной внезапным возникновением дефицита электрической мощности, когда нет времени для введения графика ограничения потребляемой электрической мощности.

Графики 1–3 разрабатываются ежегодно энергосистемам.

В целях совершенствования расчетов с потребителями за электрическую энергию и стимулирования экономической заинтересованности потребителей в выравнивании графиков нагрузки Постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь № 17 от 16.10.2002 утверждена Инструкция по применению двухставочного и двухставочно-дифференцированного по зонам суток тарифов на активную электрическую мощность и энергию с основной платой за фактическую величину наибольшей потребляемой активной мощности в часы максимальных нагрузок энергосистемы.

Настоящая инструкция распространяется на промышленных и приравненных к ним потребителей электроэнергии с присоединенной мощностью 750 кВА и выше, имеющих расчетную автоматизированную систему контроля и учета электроэнергии.

Согласно зонным тарифам плата устанавливается только за потребленную электроэнергию, но в зависимости от времени потребления в течение суток с учетом поправочных коэффициентов для каждой из зон (рис. 5.5). Значения этих коэффициентов определяются расчетным путем.

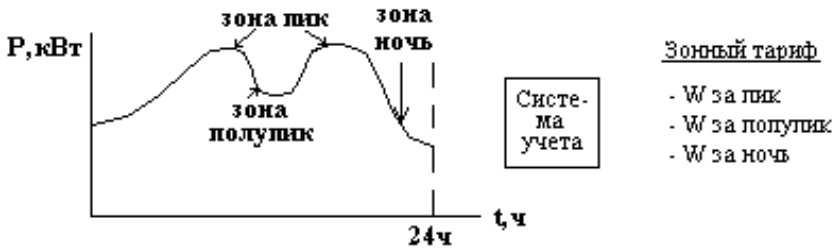


Рис. 5.5. Распределение времени потребления активной мощности по зонам суток

Потребители при этом могут способствовать уплотнению и выравниванию суточных графиков нагрузок энергосистемы за счет снижения потребления в часы максимальных нагрузок и повышения электропотребления в часы минимальных нагрузок энергосистемы.

### 5.3. Определение лимитов мощности и электроэнергии

Лимиты потребления электрической мощности в часы максимальных нагрузок энергосистем устанавливаются потребителям энергосистемами по согласованию с потребителями. В остальное время суток потребители могут использовать электрическую мощность в пределах суточного лимита потребления электроэнергии.

Лимиты мощности устанавливаются промышленным и приравненным к ним потребителям с присоединенной мощностью 750 кВА (кВт) и выше. За превышение установленного лимита взимается дополнительная плата (штраф).

Методика определения расчетной лимитируемой максимальной электрической мощности использует ретроспективный анализ суточного графика электрической нагрузки за характерный день последнего квартала и лимита электропотребления:

$$P_{\text{lim}} = \frac{P_{\text{пл.с}}}{\gamma} = \frac{W_{\text{пл.с}}}{24\gamma}, \quad (5.1)$$

где  $P_{\text{пл.с}}$  – среднечасовая плановая нагрузка предприятия по плану-лимиту предприятия;

$\gamma$  – коэффициент заполнения суточного графика нагрузки предприятия за декабрьские сутки года, предшествовавшего расчетному;

$W_{\text{пл.с}}$  – суточный план-лимит электропотребления предприятия для рабочих суток расчетного месяца;

Для учета небаланса между генерируемой мощностью и нагрузкой потребителей на соответствующий расчетный период мощность корректируется соответствующим коэффициентом небаланса:

$$k = \frac{P_{\text{н}} - P_{\text{э}}}{P_{\text{п.п}}}, \quad (5.2)$$

где  $P_{\text{н}}$  – мощность всех потребителей энергосистемы;

$P_{\text{э}}$  – генерируемая мощность энергосистемы;

$P_{\text{п.п}}$  – мощность промышленных предприятий.

С учетом коэффициента небаланса уточняется  $P_{\text{lim}}$ :

$$P_{\text{lim}} = P_{\text{lim}} (1 - k). \quad (5.3)$$

При этом должен соблюдаться баланс нагрузок в энергосистеме:

$$\Delta P = P_{\text{max}}^{\text{рн}} - \left[ \sum_{i=1}^n P_{\text{max } i}^{\text{пр}} + P_{\text{н.л}} + \Delta P_{\text{эл.с}} + P_{\text{с.н}} \right], \quad (5.4)$$

где  $P_{\text{max}}^{\text{рн}} = \bar{P} + \beta \cdot \sigma(P)$  – максимальная мощность энергосистемы;

$\bar{P}$  – средняя мощность энергосистемы;

$\beta$  – показатель напряженности режима электропотребления;

$\sigma(P)$  – среднеквадратическое отклонение максимальной мощности энергосистемы;

$\sum_{i=1}^n P_{\text{max } i}^{\text{пр}}$  – сумма наибольших расчетных нагрузок, определяемая по графикам нагрузки;

мая по графикам нагрузки;

$P_{\text{н.л}}$  – мощность потребителей, которые не лимитируются;

$\Delta P_{\text{эл.с}}$  – потери мощности в сетях;

$P_{\text{с.н}}$  – мощность потребителей собственных нужд.

При отрицательном небалансе нагрузок определяется новое значение  $\beta$ :

$$\beta = \frac{P_{\max}^{\text{ЭН}} + \Delta P - \bar{P}}{\sigma(P)}. \quad (5.5)$$

#### 5.4. Потребители-регуляторы промышленных предприятий

Регулирование электропотребления по договоренности между энергосистемой и потребителем может осуществляться с привлечением потребителей-регуляторов (ПР), т. е. таких потребителей электроэнергии, которые допускают изменение электропотребления с учетом ограничений, накладываемых энергосистемой.

В зависимости от типа графика нагрузки энергосистемы, ПР можно разделить на три группы:

- суточные, обеспечивающие регулирование суточного графика нагрузки;
- сезонные, обеспечивающие регулирование в часы максимума нагрузки энергосистем в годовом графике нагрузки;
- комбинированные, которые работают часть года как сезонные потребители, а другую часть – в качестве суточных ПР.

По экономической эффективности использования потребителей-регуляторов разделяют на 4 рода. К потребителям-регуляторам I рода (свободным) относят таких потребителей электроэнергии, режим работы которых позволяет полностью (по мощности и времени) отключать их на период максимальных нагрузок энергосистемы без дополнительных затрат предприятия на создание такого режима. Потребителями-регуляторами II рода (частично свободными) считаются такие, режим работы которых позволяет частично (по мощности и времени) участвовать во внепиковом потреблении электроэнергии без дополнительных затрат предприятия на создание такого режима. Режимы работы потребителей-регуляторов III (условно свободные) и IV (условно частично свободные) рода аналогичны участию в регулировании графика нагрузки потребителей-регуляторов I и II рода, но для создания таких режимов требуются дополнительные затраты с последующей их окупаемостью.

Диапазон регулирования нагрузок промышленных потребителей зависит от режима работы, особенностей технологии производства, мощности агрегатов, технологических фаз производства, степени автоматизации, уровня организации производства и т. п.

Для выявления ПР на каждом предприятии необходимо проводить обследование наиболее энергоемких установок основных технологических процессов. Следует также произвести анализ работы оборудования, не относящегося к основному производству, позволяющему иметь перерывы в электроснабжении, не приводящие к дополнительным издержкам. Такие установки могут быть использованы в качестве потребителей-регуляторов I и II рода.

Такое обследование проводится комиссией, состоящей из опытных специалистов, ответственных за эксплуатацию технологического и энергетического оборудования, представляющих отдел главного энергетика, отдел главного технолога, а также руководителей цехов и участков с привлечением инспектора энергонадзора.

В ходе обследования изучаются отдельные производственные процессы, режимы работы предприятия, цехов, отдельных установок, состав электроприемников как по предприятию в целом, так и по каждому питающему трансформатору.

На основе проведенного обследования окончательно определяют электроприемники и технологические процессы, допускающие перерывы в работе в часы максимума нагрузок энергосистемы, которые могут быть использованы в качестве ПР.

Информация об электропотреблении, необходимая для регуляторных мероприятий и выявления потребителей-регуляторов, должна содержать данные о режиме работы предприятия и фактической схеме учета и контроля электропотребления. Необходимо также знать заявленные и фактические значения получасовых максимумов мощностей в часы максимума нагрузок энергосистемы, характерные суточные графики нагрузки за осенний и весенне-летний периоды и графики активной нагрузки, снятые в часы максимума нагрузки энергосистемы в режимные дни через 10 минут.

При переводе потребителей электроэнергии в режим потребителей-регуляторов необходимо также учитывать экономическую эффективность использования каждого электроприемника в качестве такого потребителя.

## 5.5. Алгоритмы оперативного ограничения электропотребления

Под оперативным управлением (регулированием) электропотребления промышленного предприятия понимается в первую очередь непродолжительное (в основном на время прохождения максимумов суточного графика нагрузки энергосистемы) ограничение активной мощности потребителей-регуляторов из-за недостатка генерируемой мощности, а также ограничение потребления электроэнергии при недостатке топлива в энергосистеме.

Оперативные ограничения могут достигать нескольких десятков процентов мощности предприятия. При этом получасовая средняя мощность предприятия  $\bar{P}(\tau)$ , где  $\tau = 30$  мин, не превысит лимитное (предельное) значение мощности  $P_{\text{lim}}$  и в то же время не приведет к излишнему снижению мощности предприятия.

Одним из результатов решения задачи управления электропотреблением (по любому критерию и алгоритму) является численное значение ограничения по активной мощности для каждого из выделенных потребителей  $\Delta P_{\text{огр}}$ . После этого рассчитываются численные значения предельно допустимых величин максимальной нагрузки этих потребителей в часы максимальной нагрузки энергосистемы:

$$P_{\text{lim}} = P(\tau) - \Delta P_{\text{огр}} = \text{const}. \quad (5.6)$$

С точки зрения теории автоматического управления величина  $P_{\text{lim}}$  является задающим воздействием, на основании которого должно вырабатываться управляющее воздействие. В основе современных алгоритмов управления электропотреблением управляющим воздействием считается разность

$$\Delta P(t) = P_{\text{lim}} - P(t), \quad (5.7)$$

где  $P(t)$  – потребление активной мощности в режиме без ограничений.

Отличие этих алгоритмов друг от друга состоит только в способе расчета величины  $P(t)$  и (иногда) корректировке  $P_{\text{lim}}$ . Величина  $\Delta P(t)$  является лишь рассогласованием и служит основой принятия



решения на коммутирование электроприемников для энергодиспетчера предприятия. Управляющее воздействие выражается командами диспетчера на коммутирование электроприемников и на изменение их режимных параметров в зависимости от того, какое значение принимает рассогласование  $\Delta P(\Delta t)$ :

$$\Delta P(t) = \begin{cases} < 0, \text{ необходимо отключать электроприемники;} \\ = 0, \text{ быть готовым отключить;} \\ > 0, \text{ можно включать электроприемники.} \end{cases} \quad (5.8)$$

Таким образом, современные алгоритмы управления электропотреблением формируют информационную основу для принятия решения энергодиспетчером. При управлении информация предоставляется энергодиспетчеру с интервалом дискретизации  $\Delta t = 1-3$  мин (т. е. рассогласование определяется как  $\Delta P(\Delta t)$ ) на интервалах усреднения  $\tau = 30$  мин.

Для использования в оперативном управлении электропотреблением специализированных систем наиболее разработанными являются методы [7, 8]:

- мгновенной нормы (дифференциальный алгоритм);
- идеальной нормы (интегральный алгоритм);
- идеальной нормы с прогнозом нагрузки;
- «движущегося окна» (алгоритм «скользящего среднего»);
- по прогнозной величине электропотребления.

*Дифференциальный алгоритм* управления электропотреблением (рис. 5.6) формирует решающее правило по методу мгновенной нормы:

$$\Delta P(\Delta t) = P_{\text{lim}} - \bar{P}(\Delta t) = P_{\text{lim}} - \frac{1}{\Delta t} \int_{t-\Delta t}^t P(t) dt, \quad (5.9)$$

где  $\bar{P}(\Delta t)$  – усредненное за интервал дискретизации  $\Delta t$  текущее значение активной мощности.

Недостатком этого алгоритма является недоиспользование потребителями лимитной мощности на получасовом интервале.

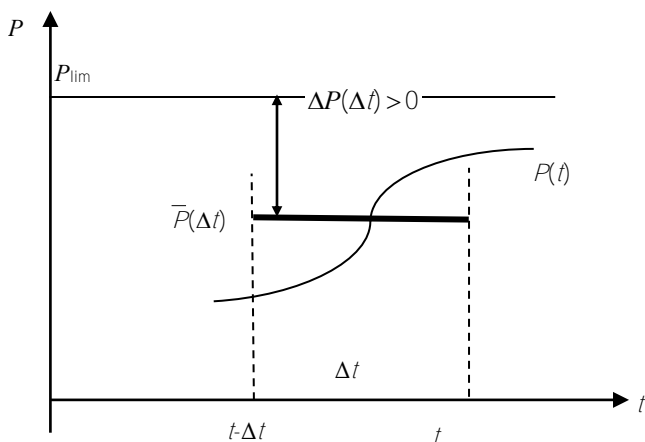


Рис. 5.6. Дифференциальный алгоритм управления электропотреблением

*Интегральный алгоритм* управления электропотреблением формирует решающее правило по методу идеальной нормы:

$$\Delta P(\Delta t) = P_{\text{доп}} - \frac{1}{\Delta t} \int_{t-\Delta t}^t P(t) dt, \quad (5.10)$$

где  $P_{\text{доп}}$  – скорректированная величина  $P_{\text{lim}}$ , учитывающая недобор (перебор) разрешенной к использованию активной мощности на предыдущем интервале дискретизации  $\Delta t$  (рис. 5.7). Достоинством данного алгоритма является почти полное использование энергии. Однако, применяя его, следует иметь ввиду отсутствие ограничения по мощности в начале получасового интервала и необходимость отключения больших нагрузок в конце получасового интервала.

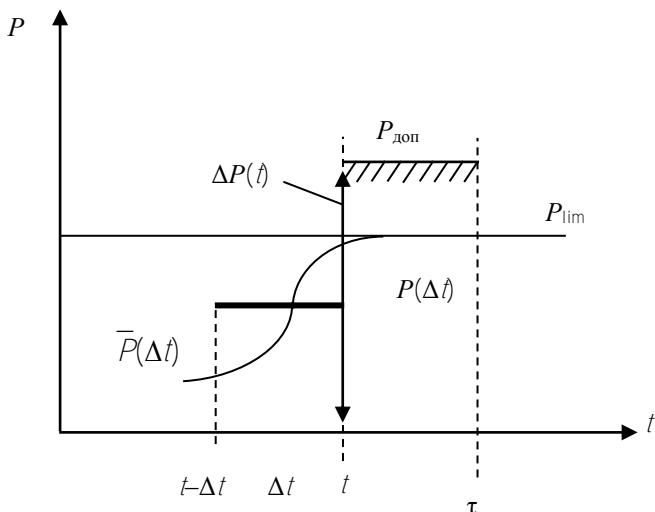


Рис. 5.7. Интегральный алгоритм управления электропотреблением

Алгоритм управления электропотреблением по методу идеальной нормы с прогнозом нагрузки (рис. 5.8):

$$\begin{aligned}
 \Delta P &= \Delta P' + \Delta P'' = \left( P_{\text{lim}} - \bar{P}(\Delta t) \right) + \left( P_{\text{lim}} - \bar{P}_{\text{пр}}(\Delta t) \right) = \\
 &= \left( P_{\text{lim}} - \frac{1}{\Delta t} \int_0^{\Delta t} P(t) dt \right) + \left( P_{\text{lim}} - \frac{1}{\Delta t} \int_{\tau}^{\tau+\Delta t} P_{\text{пр}}(t) dt \right) = \\
 &= 2P_{\text{lim}} - \frac{1}{\Delta t} \left( \int_0^{\Delta t} P(t) dt - \int_{\tau}^{\tau+\Delta t} P_{\text{пр}}(t) dt \right), \quad (5.11)
 \end{aligned}$$

где  $P_{\text{пр}}(t)$  – прогнозируемое значение активной мощности на следующем получасовом интервале  $\tau$ .

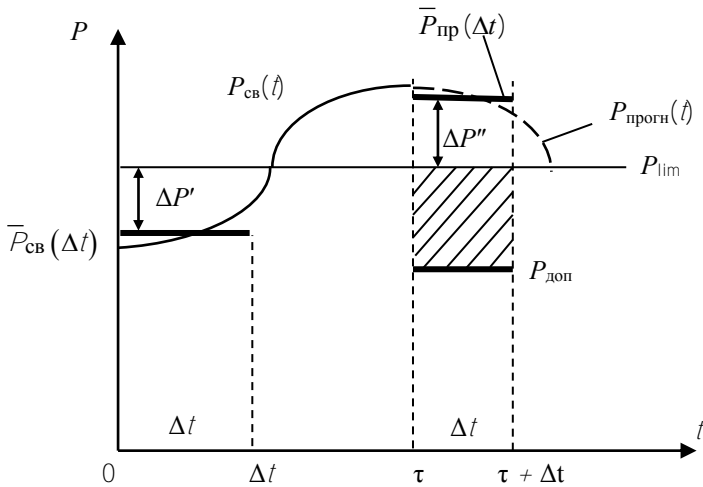


Рис. 5.8. Алгоритм управления электропотреблением по методу идеальной нормы с прогнозом нагрузки

При использовании этого алгоритма обеспечивается более равномерное электропотребление. Кроме того, он позволяет учесть прогнозируемое превышение  $P_{lim}$  на следующем получасовом интервале.

Алгоритм «скользящего среднего» использует алгоритм управления электропотреблением по методу «движущегося окна».

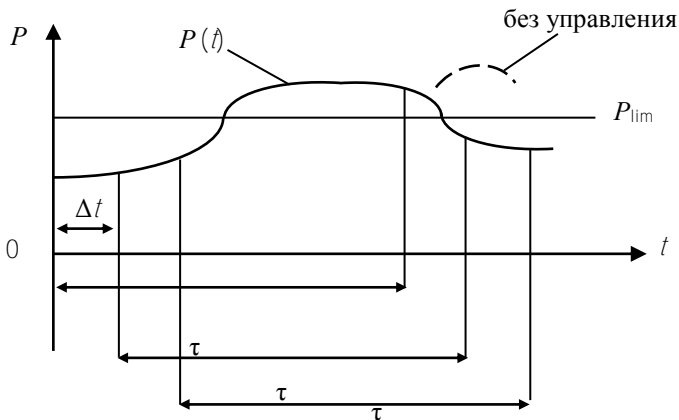


Рис. 5.9. Алгоритм «скользящего среднего»

Этот метод практически не отличается от метода управления по мгновенной норме, однако с заданной величиной сравнивается нагрузка, осредненная не за интервал дискретизации  $\Delta t$ , а за получасовой интервал  $\tau$ . Причем интервал  $\tau$  разбивается на ряд контролируемых полуинтервалов, в результате чего происходит сдвиг контролируемой нагрузки.

Алгоритм управления электропотреблением по прогнозной величине электропотребления. Управление ведется по производимому в текущий момент времени  $t$  с интервалом упреждения  $\tau - t$  рассогласованию между прогнозным значением электропотребления  $\tilde{W}_{\text{пр}}(\tau)$  на момент окончания получасового осредненного интервала  $\tau$  и лимитным  $W_{\text{lim}}$  (рис. 5.10):

$$\Delta \tilde{W}(\tau) = \tilde{W}_{\text{пр}}(\tau) - W_{\text{lim}}. \quad (5.12)$$

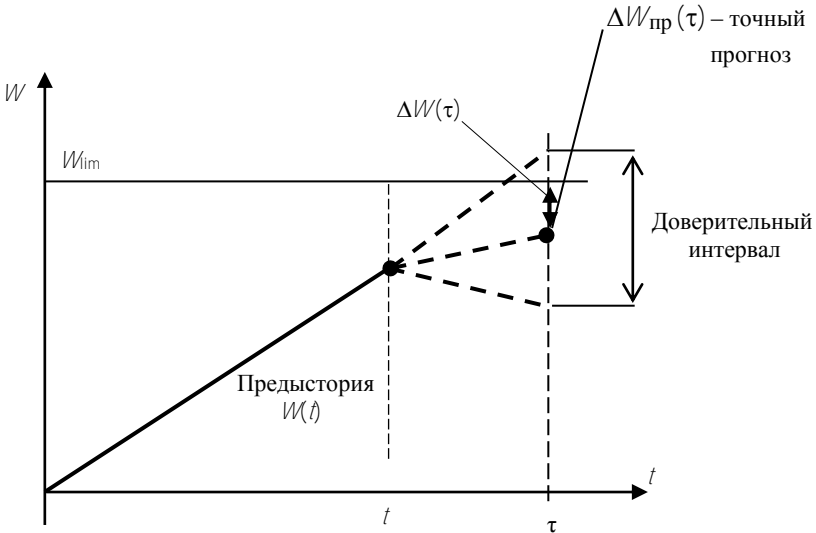


Рис. 5.10. Алгоритм управления электропотреблением по прогнозной величине электропотребления

Целью управления является минимизация фактической величины рассогласования  $W_{\text{пр}}(\tau)$  к концу получасового интервала  $\tau$ .

Учитывая, что на точность прогноза влияет форма графика нагрузки, вводят доверительный интервал для повышения качества управления.

Основным достоинством алгоритма является почти полное использование лимита электроэнергии.

К недостаткам же следует отнести:

1) повышенную стоимость системы, т. к. обязательным условием функционирования является наличие вычислительных устройств;

2) вероятность (незначительную) превышения электропотребления (для систем, реализующих метод идеальной нормы, это невозможно).

## **6. АВТОМАТИЗАЦИЯ КОНТРОЛЯ, УЧЕТА И УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕМ**

### **6.1. Приборный контроль и учет электроэнергии**

В современных условиях локальный учет электроэнергии с использованием территориально распределенных индукционных электросчетчиков с визуальным съемом и ручной регистрацией их показаний не отвечает требованиям времени. Такой учет не позволяет эффективно контролировать потребление электроэнергии на всех этапах технологической цепочки, оперативно решать задачи составления балансов электроэнергии и мощности для выявления расхода на технологические нужды и безучетного потребления электроэнергии по всем объектам энергосистемы и у потребителей, обеспечивать оперативные расчеты и платежи за потребленную энергию и мощность, оптимизировать, прогнозировать и эффективно управлять режимами энергопотребления. Эти задачи могут быть успешно реализованы на базе систем и средств учета, основанных на достижениях современной электронной техники и глобальном использовании принципов автоматизации учета электроэнергии.

При организации учета и управления потреблением электроэнергии пользуются следующими терминами и определениями [15]:

- учет расчетный (коммерческий) электроэнергии – учет вырабатываемой, передаваемой, распределяемой, отпускаемой или потребляемой электроэнергии для оплаты субъектами рынка электроэнергии;
- учет технический (контрольный) электроэнергии – учет вырабатываемой, передаваемой, распределяемой, отпускаемой или потребляемой электроэнергии субъектами энергосистемы и потребителями для контроля и технических целей;
- точка измерения электроэнергии – физическая точка линии электропередачи, в которой производится прямое измерение величины и направления тока, напряжения и которая совпадает с точкой подключения трансформатора тока и/или электросчетчика;
- точка учета электроэнергии – точка линии электропередачи, выбранная для технического или расчетного учета (точка учета может как совпадать, так и не совпадать с точкой измерения, а значения энергии в точке измерения и точке учета могут отличаться на величину расхода электроэнергии на технологические нужды в линии между этими двумя точками);

- точка коммерческого учета электроэнергии – точка линии электропередачи, либо выбранная на пересечении этой линии с границей балансовой принадлежности электросети или электроустановки, либо совпадающая с точкой поставки электроэнергии;

- АСКУЭ – автоматизированная система контроля и учета электроэнергии;

- средства учета электроэнергии – технические средства, к которым относятся первичные средства: измерительные трансформаторы тока и напряжения, электросчетчики и вторичные средства: специализированные системы учета и компьютеры со специализированным прикладным программным обеспечением (программным обеспечением АСКУЭ);

- индукционный счетчик – счетчик с электромеханическим принципом измерения и отображения значений данных измерения;

- электронный счетчик – счетчик для измерения количества электроэнергии и мощности с электронными схемами измерения и отображения данных измерения.

Многообразие предлагаемых на рынке республики средств учета электроэнергии требует выработки единой государственной политики по отбору и применению тех или иных средств в целях эффективного и полного решения задач учета в сбалансированных интересах всех субъектов электроэнергетики и потребителей.

Для решения поставленной задачи Министерством энергетики Республики Беларусь была разработана и утверждена 30.05.2005 Концепция приборного учета электрической энергии. Данная концепция нового приборного учета основывается на принципах автоматизированного энергоучета и на понятии АСКУЭ, элементами которой становятся электронные электросчетчики. Такая система позволяет обеспечить как косвенное, через тарифы, управление энергопотреблением, так и прямое управление электрическими нагрузками в случаях их ограничения и при режимном взаимодействии с потребителями. При одновременном использовании учетных данных АСКУЭ как энергоснабжающей организацией, так и потребителями последние самостоятельно выступают в указанных случаях в качестве регуляторов нагрузки и в целом способны обеспечить существенное выравнивание графиков совмещенной нагрузки на суточных, недельных и сезонных временных интервалах. Создание АСКУЭ промышленных и других групп потребителей (в том числе коммунально-бытовых) позволит привлечь их к управлению нагрузками.



Построение автоматизированного учета электропотреблением базируется на соблюдении следующих принципов:

- измерению подлежит все, что необходимо и экономически целесообразно, поскольку невозможно управлять тем, что не меряется; с помощью современных интеллектуальных средств учета появляется возможность не только эффективно учитывать мощность и количество электроэнергии, но и измерять показатели ее качества в реальном масштабе времени, используя весь комплекс прямых измерений, в том числе и для более достоверного расчета потерь;

- метрологически аттестованная база данных энергоучета должна храниться длительное время в точке измерения электроэнергии, что позволит обеспечить высокую достоверность данных энергоучета;

- территориально распределенные базы данных учета электронных счетчиков должны быть синхронизированы с текущим временем часового пояса (величина рассинхронизации единого времени в масштабной АСКУЭ не должна превышать плюс-минус 3 с); только в этом случае можно говорить о единстве измерений во времени реальных процессов энергопотребления и получении достоверных, совмещенных во времени значений мощности и тарифных значений энергии по большому количеству территориально рассредоточенных точек измерения;

- тарифные характеристики счетчика должны позволять реализовывать как существующие, так и перспективные тарифы, отличающиеся от действующих количеством тарифных зон в сторону их увеличения. Срок службы электронного счетчика в среднем составляет 30 лет. С высокой вероятностью можно прогнозировать неоднократное изменение действующих тарифных систем за этот срок службы.

Мировая тенденция изменения тарифных систем в условиях развитого рынка электроэнергии заключается в переходе от тарифа по одной зоне к тарифам по нескольким зонам, а от последних к многозонным тарифам (например, по суточному периоду – до 48 получасовых зон, а по годовому периоду – до 12 сезонов с отдельными тарифами в праздничные и выходные дни).

В Республике Беларусь единицей тарифной зоны является полчаса (в разных странах такой единицей служат 5-, 10-, 15-, 30- или 60-минутный интервалы), поэтому основой хранимой базы данных электронных многотарифных счетчиков должны стать графики на

основе средней получасовой мощности нагрузки, из которых можно сформировать те или иные тарифные зоны (как внутри счетчика, так и на верхнем уровне АСКУЭ).

Кроме того, к АСКУЭ предъявляется ряд требований в отношении интерфейсов и протоколов доступа к хранимым базам данных электронных электросчетчиков, взаимосвязи нижнего (основного) уровня с верхним уровнем АСКУЭ субъекта энергосистемы или субъекта рынка электроэнергии, к каналам связи между основным и верхним уровнями АСКУЭ, в отношении между базами данных счетчиков и базой данных корпоративной компьютерной сети, а также к программному обеспечению технических средств АСКУЭ.

При этом следует иметь в виду, что АСКУЭ не решает задачи автоматизированных систем управления технологическими процессами и телемеханических систем диспетчерского управления. АСКУЭ и другие системы хотя и являются в целом системами реального времени, но существенно различаются не только целями и решаемыми задачами, но и дискретностью этого времени, интервалами контроля (в АСКУЭ интервал контроля, как правило, не менее 3 мин). Вместе с тем АСКУЭ могут давать дополнительную информацию по некоторым телеизмерениям, связанным с контролем качества электроэнергии, интегральным телеизмерениям, связанным с измерением количества энергии, в автоматизированные системы управления технологическими процессами и телемеханические системы диспетчерского управления.

## **6.2. Принципы построения автоматизированных систем контроля, учета и управления электропотреблением**

Объектами автоматизации энергоучета являются генерирующие источники энергосистем, электрические сети и их филиалы, а также потребители различных групп.

Важным результатом совместной деятельности производителей и потребителей электроэнергии является режимное взаимодействие, заключающееся в снижении пиковых нагрузок на контрольных временных интервалах графика совмещенной нагрузки энергосистемы при суточном, недельном и сезонном регулировании электропотребления и мощности; в совместной оптимизации режимов в узлах электрических нагрузок по напряжению, активной и реактивной мощности. При этом у производителя электроэнергии появ-

ляется возможность отсрочки ввода генерирующих мощностей, снижения удельного расхода топлива на выработку электроэнергии и т. д. Потребитель в результате режимного взаимодействия с поставщиком энергии может рассчитывать на снижение дифференцированного по зонам времени тарифа на отпускаемую энергию.

Системой регулирования называется комплекс способов (законов) управления, персонала и технических средств, с помощью которых осуществляется сбор, обработка информации и выдача управляющих команд. По наличию перечисленных составляющих системы регулирования подразделяются на диспетчерские, автоматизированные и автоматические.

*Диспетчерские системы регулирования* (рис. 6.1) характеризуются наличием технических средств сбора, первичной обработки и представления информации энергодиспетчеру в виде, удобном для использования при регулировании мощности предприятия.

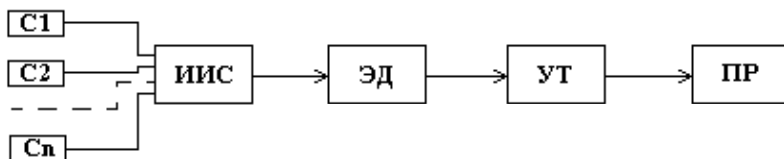


Рис. 6.1. Структурная схема диспетчерской системы регулирования:  
C1, C2, Cn – счетчики энергии; ИИС – информационно-измерительная система;  
ЭД – энергодиспетчер; УТ – устройство телемеханики;  
ПР – потребитель-регулятор

Выбор способа управления, определения величины момента регулирования воздействия осуществляется энергодиспетчером на основе своего знания технологического процесса предприятия и по согласованию предполагаемого решения с технологическим диспетчером.

Энергодиспетчер по каналам телемеханики также дает команду на изменение режима работы ПР. Получаемые данные об электропотреблении за время, прошедшее от начала фиксированного получасового интервала, используются энергодиспетчером для принятия решения по регулированию мощности предприятия с целью поддержания ее среднего значения в пределах установленного лимита в часы максимальной нагрузки энергосистемы.

*Автоматизированные системы регулирования* (рис. 6.2). системы в отличие от диспетчерских содержат устройства, рассчитывающие на основе получаемой информации об электропотреблении величину регулирующего воздействия и выдающие энергодиспетчеру один или несколько возможных вариантов воздействия на ПР. Эти устройства называются советчиками энергодиспетчера. Энергодиспетчер на основе анализа ситуации, собственного опыта и интуиции выбирает наиболее приемлемый в сложившихся условиях вариант регулирования и по каналам телемеханики дает команду на изменение режима работы потребителя-регулятора.

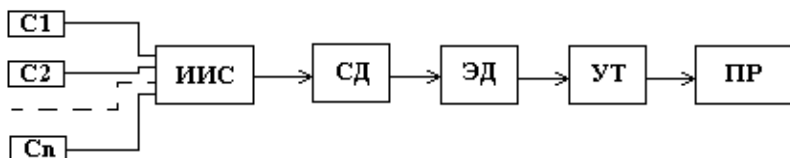


Рис. 6.2. Структурная схема автоматизированной системы регулирования:  
СД – советчик диспетчера

*Автоматические системы* (рис. 6.3) производят сбор и обработку информации об электропотреблении, расчет управляющего воздействия, выработку и передачу сигналов управления ПР. Автоматические системы не исключают возможности участия диспетчерского персонала в регулировании электропотреблением.

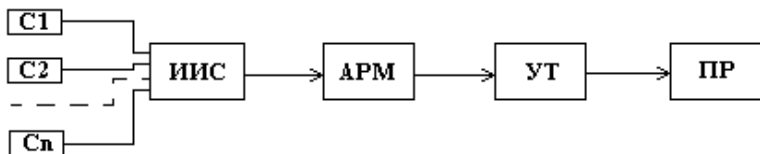


Рис. 6.3. Структурная схема автоматической системы регулирования

Полноценный глубокий учет и контроль потребляемой электроэнергии возможен на предприятии только при автоматизации энергоучета и могут быть в полном объеме реализованы с использованием АСКУЭ. Кроме того, применение АСКУЭ позволяет контро-

лизовать безучетный расход электроэнергии и удельные расходы электропотребления в технологических процессах и в энергоемких агрегатах с помощью анализа расходов в различных режимах работы. Современная АСКУЭ строится как трехуровневая система [15]:

1) нижний уровень – первичные измерительные преобразователи, производящие непрерывные измерения параметров энергоучета потребителей – расход, мощность, количество энергоносителя и т. д. – по точкам учета;

2) средний уровень – контроллеры, в качестве которых используются специальные измерительные системы или многофункциональные программируемые преобразователи, осуществляющие сбор, накопление и передачу результатов измерений на верхний уровень;

3) верхний уровень представляет собой ПЭВМ со специальным программным обеспечением, осуществляющий итоговую обработку информации, отображение, хранение и предоставление этой информации пользователю в виде, удобном для анализа и принятия решений.

Следует отметить, что для получения расчетного эффекта от применения АСКУЭ необходимо должным образом использовать всю информацию, предлагаемую системой, что, в свою очередь, предъявляет к управляющему персоналу и пользователям АСКУЭ определенные требования по квалификации и умению принимать решения на основе точной, достоверной и оперативной информации. Величина эффекта от внедрения АСКУЭ, с одной стороны, определяется качеством управления, а с другой – полнотой и завершенностью АСКУЭ (от фрагментарной АСКУЭ следует ожидать и меньшего эффекта).

Однако, на создание АСКУЭ требуются определенные затраты, поэтому необходимо оценить результаты вложения этих затрат, с тем чтобы они окупились в приемлемые сроки.

## 7. ОСРЕДНЕНИЕ И ДИСКРЕТИЗАЦИЯ ИЗМЕРЯЕМЫХ ПЕРЕМЕННЫХ

### 7.1. Алгоритмы осреднения измеряемых переменных

В соответствии с особенностями производства и потребления электрической и тепловой энергии в условиях нормальной эксплуатации электрооборудования целесообразно контролировать осредненные, т. е. сглаженные значения измеряемых переменных. В число этих переменных, характеризующих нормальные режимы работы систем электроснабжения, входят, в частности, перетоки активной и реактивной мощности, электрические нагрузки потребителей, частота и напряжения в узлах энергосистемы и на шинах потребителей, расходы энергоносителей, температуры, давления.

Продолжительность интервала, на котором производится осреднение (фильтрация), зависит от характера и цели решаемой технологической задачи. При анализе графиков и режимов электропотребления широко используется понятие получасового максимума нагрузки. Выбор интервала осреднения  $T = 30$  мин обусловлен средней тепловой инерционностью линии электропередачи. Поскольку изменения температуры линии электропередачи существенно отстают от изменений передаваемой мощности, то нагрев линии удобно контролировать по величине ее осредненной электрической нагрузки.

Необходимо также учитывать инерционность исполнительных механизмов системы регулирования. В случае высокочастотных, быстро преходящих колебаний контролируемой переменной относительно заданного значения, эти колебания могут достаточно быстро самоликвидироваться до начала реализации исполнительными механизмами управляющих воздействий, поступающих от регуляторов. Таким образом, управление работой объекта зачастую выгоднее производить по рассогласованию заданного и осредненного на определенном промежутке времени фактического значения контролируемой переменной. Это стабилизирует работу исполнительных механизмов, что повышает надежность системы регулирования в целом.

Кроме того, в ряде случаев, например, при управлении режимами работы электрических станций, осреднения входных воздей-

ствий на входе системы регулирования позволяет избежать излишних колебаний генерируемой мощности и благодаря этому снизить технологические потери переходных режимов (см. п. 3.3).

Значительные распространения в технических приложениях, а также в финансовой сфере, *получило экспоненциальное сглаживание*. Формула для экспоненциального сглаживания переменной имеет вид

$$x_{\text{сгл}}(t) = \alpha \bar{x}(t) + (1 - \alpha) x_{\text{сгл}}(t - h), \quad (7.1)$$

где осредненное (сглаженное) значение переменной  $x_{\text{сгл}}(t)$  в текущий момент времени  $t$  равно результату измерения в этот момент  $\bar{x}(t)$ , умноженному на коэффициент  $\alpha$  (где  $\alpha < 1$ ), плюс предыдущее осредненное значение  $x_{\text{сгл}}(t - h)$ , где  $h$  – интервал временной дискретизации, умноженный на  $(1 - \alpha)$ .

Коэффициент (параметр сглаживания)  $\alpha$  лежит в диапазоне от 0 до 1. При  $\alpha = 0$  имеем полностью консервативную систему, в которой «свежая» информация о процессе в виде результата измерения  $\bar{x}(t)$  не влияет на сглаженное значение.

При  $\alpha = 1$  получаем полностью чувствительную систему, в которой предыстория процесса полностью игнорируется, а сглаженные значения переменной совпадают с текущим результатом измерения.

Менее чувствительные системы с относительно небольшими значениями коэффициента  $\alpha$  применяются для сглаживания преимущественно теплоэнергетических переменных, (расходов теплоносителей, давлений, температур), которые по своей физической природе более инерционны по сравнению с электрическими переменными (напряжениями, токами, мощностями). Осреднение последних переменных производится с помощью более чувствительных систем с относительно большими значениями коэффициента  $\alpha$ .

Коэффициент  $\alpha$  при интервале осреднения  $T \gg h$  определяется из выражения

$$\alpha \approx 1 - \exp(-h/T). \quad (7.2)$$

Практически такие же результаты дает сглаживание по методу скользящей средней (скользящему «окну»). Формула для сглаженной переменной в этом случае имеет вид

$$x_{\text{сгл}}(t) = \frac{1}{N} \sum_{k=1-N}^0 \bar{x}(t+kh), \quad (7.3)$$

где интервал сглаживания  $T$  (ширина «окна») связан с интервалом временной дискретизации  $h$  и числом измерений  $N$  в интервале сглаживания соотношением

$$T = (N-1)h. \quad (7.4)$$

Для осреднения более инерционных переменных выбирается большее число измерений и соответственно более широкое сглаживающее «окно» при одном и том же интервале временной дискретизации. Осреднение менее инерционных переменных производится для меньшего числа измерений и соответственно более узкого движущегося «окна».

## **7.2. Определение интервалов временной дискретизации при осреднении измерений аналоговых переменных**

В автоматизированных системах диспетчерского управления в энергосистемах и в автоматизированных системах управления технологическими процессами на электростанциях и подстанциях широко используется сглаживание (осреднение) измеряемых переменных состояния энергосистемы.

Осредняемые переменные состояния измеряются обычно с помощью средств дискретной вычислительной техники. При этом возникают дополнительные методические погрешности измерения, обусловленные представлением непрерывно измеряемых величин в виде последовательности дискретных отсчетов. Известно, что минимальное значение интервала временной дискретизации, при котором практически не теряется передаваемая информация при переходе от непрерывной к дискретной форме, определяется в соответствии с теоремой Котельникова.



Однако требования к нормировке многих переменных состояния энергосистемы, по существу, предполагают, что часть содержащейся в переменных информации с технологической точки зрения не представляет ценности при решении задач контроля, учета и управления в нормальных режимах работы и поэтому может не учитываться.

Например, электрическая нагрузка промышленного предприятия характеризуется ее получасовым осредненным значением. При ее вычислении допускается 10-процентная погрешность, поскольку кратковременный перегрев электрооборудования выше нормированного значения внутри получасового интервала не опасен. Известно также, что управление электропотреблением может осуществляться в функции рассогласования между осредненной за промежутки времени, не превышающий 3 мин, нагрузкой и заданной уставкой. Следовательно, при измерении получасовой осредненной нагрузки высокочастотная составляющая ее изменений, обусловленная интервалом временной дискретизации  $\Delta \leq 3$  мин, не несет полезной информации и может рассматриваться как шум.

Показатели осредненных процессов можно применять также при оценке качества напряжения. Аналогичный подход возможен и применительно к другим перечисленным выше переменным состояниям.

Из изложенного следует, что минимальное значение интервала временной дискретизации с учетом технологических требований, предъявляемых к осредненным переменным состояниям, может оказаться больше вытекающего из теоремы Котельникова. Однако, как будет показано дальше, это еще не означает, что указанное минимальное значение интервала временной дискретизации будет оптимальным.

Процесс изменения переменной состояния  $\rho(t)$  рассматриваем как случайный процесс, достаточно близкий к стационарному на интервале осреднения и состоящий из низкочастотной  $a(t)$  и высокочастотной  $\eta(t)$  составляющих, не коррелирующих между собой:

$$\rho(t) = \alpha(t) + \eta(t). \quad (7.5)$$

Осреднение переменной состояния целесообразно производить методом скользящего среднего, который обеспечивает более

надежный контроль за переменными состояниями по сравнению с осреднением на фиксированных интервалах времени. За осредненную переменную состояния принимается ее низкочастотная составляющая, и ее определение сводится к решению известной задачи фильтрации случайного стационарного процесса.

На рис. 7.1 представлена блок-схема постановки задачи поиска оптимального интервала временной дискретизации при осреднении переменной состояния. За критерий оптимизации принят минимум дисперсии рассогласования идеальной  $\alpha_{ид}(\dot{t})$  и реальной  $\alpha(\dot{t})$  низкочастотных составляющих

$$D\varepsilon = M[\alpha_{ид}(\dot{t}) - \alpha(\dot{t})]^2 = \min. \quad (7.6)$$

Величина  $\alpha_{ид}(\dot{t})$  представляет собой предполагаемый результат фильтрации при помощи идеального, но физически не реализуемого низкочастотного фильтра с частотной функцией  $H_{ид}(f)$ . Величина  $\alpha(\dot{t})$  формируется на выходе реального, физически реализуемого фильтра  $H(f)$ .

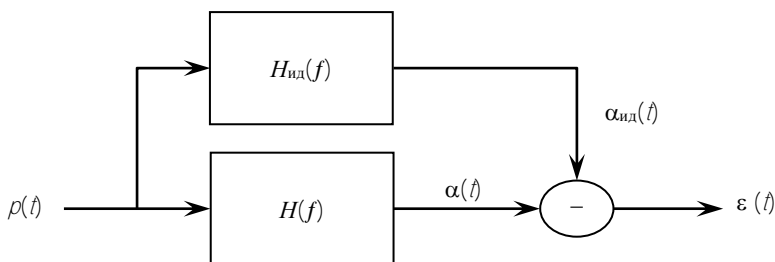


Рис. 7.1. Блок-схема постановки задачи оптимизации интервала временной дискретизации

Фильтрация при помощи оптимального физически реализуемого фильтра представляет собой весьма трудоемкую операцию. Для каждой точки на интервале задания реализации случайного процесса необходимо заново вычислить оптимальную частотную функцию фильтра и определять соответствующий ей выходной сигнал. Поэтому на практике часто используют легко реализуемый фильтр скользящего среднего, на выходе которого формируется интегральная осредненная величина согласно формуле (7.3)

$$\alpha(t) = \frac{1}{N} \sum_{k=1-N}^0 \rho(t+k\Delta),$$

где число точек измерения  $N$  на интервале осреднения  $T$  согласно (7.4) связано с интервалом временной дискретизации  $\Delta$  соотношением

$$N = 1 + \frac{T}{\Delta}.$$

Полагая известным интервал осреднения  $T$  (для нагрузок промышленных предприятий обычно  $T = 30$  мин), находим оптимальные величины  $N$  и  $\Delta$ , удовлетворяющие критерию (7.6).

При достаточно длительном интервале осреднения минимальная ошибка фильтрации  $\varepsilon(t)$  соответствует максимальной частоте дискретизации, т. е.  $N \rightarrow \infty$  и  $\Delta \rightarrow 0$ . Однако при коротких интервалах осреднения и определенных соотношениях между корреляционными функциями низкочастотной  $R_\alpha(\tau)$  и высокочастотной  $R_\eta(\tau)$  составляющих на интервале осреднения  $T = 2T_1$  дополнительная информация о рассматриваемом случайном процессе увеличивает ошибку фильтрации.

Известно, что если выполняется условие

$$\begin{aligned} & \frac{1}{2T_1^2} \int_{-2T_1}^{2T_1} R_p(\tau) (T_1 - |\tau|) d\tau > \\ & > \frac{1}{T_1} \int_{T_1 - T_1}^{T_1} R_\alpha(\tau) d\tau - 2R_\alpha(T_1), \end{aligned} \quad (7.7)$$

где  $R_p(\tau)$  – корреляционная функция исходного процесса  $\rho(t)$ , то существует конечное число точек отсчета  $N < \infty$ , при котором дисперсия ошибки оценки низкочастотной составляющей по скользящему дискретному осреднению меньше дисперсии ошибки оценки по скользящему интегральному осреднению [16].

Дисперсия ошибки интегральной оценки

$$D_{\varepsilon(i)} = D_{\alpha} - \frac{1}{T_1 - \bar{T}_1} \int_{\bar{T}_1}^{T_1} R_{\alpha}(\tau) d\tau + \\ + \frac{1}{4T_1^2} \int_{-2\bar{T}_1}^{2\bar{T}_1} (2T_1 - |\tau|) R_p(\tau) d\tau, \quad (7.8)$$

где  $D_{\alpha}$  – дисперсия низкочастотной составляющей.

Дисперсия ошибки дискретной оценки

$$D_{\varepsilon(i)} = D_{\alpha} - \frac{2}{2N_1 + 1} \sum_{k_1=-N_1}^{N_1} R_{\alpha}\left(k_1 \frac{T_1}{N_1}\right) + \\ + \frac{1}{(2N_1 + 1)^2} \sum_{k_2=-2N_1}^{2N_1} (2N_1 + 1 - |k_2|) R_p\left(k_2 \frac{T_1}{N_1}\right), \quad (7.9)$$

где

$$N_1 = \frac{1}{2}(N-1).$$

Особенность решаемой задачи в том, что корреляционные функции  $R_p(\tau)$ ,  $R_{\alpha}(\tau)$ ,  $R_{\eta}(\tau)$ , которые необходимо знать для оптимизации интервала дискретизации, в свою очередь зависят от него. Поэтому при предварительном определении корреляционных функций необходимо задаваться по возможности минимальным исходным значением интервала дискретизации  $\Delta^*$ .

Изложенная методика оптимизации интервалов дискретизации переменных состояния была опробована применительно к активным нагрузкам (более 100 МВт в часы максимумов) двух крупных предприятий: моторного и автомобильного заводов [17]. Корреляционная функция нагрузки моторного завода аппроксимировалась экспоненциальной функцией

$$R_1(\tau) = D_1 \exp(-\alpha_1 |\tau|) \quad (7.10)$$

со следующими значениями параметров низкочастотной и высокочастотной составляющих:

$$D_{1\alpha} = 162,8 \text{ МВт}^2; \quad \alpha_{1\alpha} = 0,006 \text{ мин}^{-1};$$

$$D_{1\eta} = 62,6 \text{ МВт}^2; \quad \alpha_{1\eta} = 0,21 \text{ мин}^{-1}.$$

Корреляционная функция нагрузки автомобильного завода аппроксимировалась экспоненциально-косинусной функцией

$$R_2(\tau) = D_2 \exp(-\alpha_2 |\tau|) \cos \beta \tau \quad (7.11)$$

со следующими значениями параметров низкочастотной и высокочастотной составляющих:

$$D_{2\alpha} = 46,1 \text{ МВт}^2; \quad \alpha_{2\alpha} = 0,0056 \text{ мин}^{-1}; \quad \beta_{\alpha} = 0,046 \text{ мин}^{-1};$$

$$D_{2\eta} = 42,5 \text{ МВт}^2; \quad \alpha_{2\eta} = 0,074 \text{ мин}^{-1}; \quad \beta_{\eta} = 0,157 \text{ мин}^{-1}.$$

Анализ показал, что при приведенных значениях корреляционных функций и интервале осреднения  $T = 30$  мин условие (7.7) выполняется. На рис. 7.2 приведены зависимости дисперсий ошибок фильтрации низкочастотной составляющей от интервала временной дискретизации. Из их рассмотрения следует, что оптимальный интервал дискретизации, соответствующий минимальной ошибке фильтрации низкочастотной составляющей, равен  $\Delta_{1\text{опт}} = 5$  мин ( $N = 7$ ) для моторного завода и  $\Delta_{2\text{опт}} = 3$  мин ( $N = 11$ ) для автомобильного.

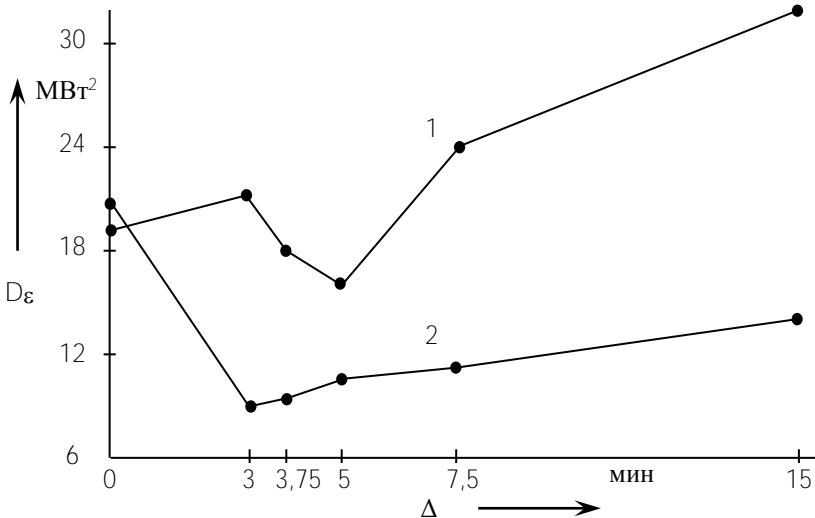


Рис. 7.2. Зависимости дисперсий ошибок фильтрации получасовой осредненной нагрузки моторного завода (кривая 1) и автомобильного завода (кривая 2) от интервалов временной дискретизации

Оптимизация интервалов временной дискретизации при изменении агрегированных переменных состояния в нормальных режимах работы энергосистемы позволяет избежать чрезмерной загрузки вычислительной техники.

## 8. ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ ИНФОРМАЦИИ

### 8.1. Основные понятия и показатели надежности измерительной информации

В настоящее время действует ГОСТ 27 410-87 «Надежность в технике. Термины и определения», в соответствии с которым установлена единая терминология при рассмотрении надежности, в том числе систем электроснабжения промышленных предприятий, городов и сельского хозяйства.

*Надежность* – это свойство объекта или технического устройства выполнять заданные функции, сохраняя во времени значения установленных эксплуатационных показателей в заданных пределах, соответствующих заданным режимам и условиям использования, технического обслуживания и ремонтов.

Задачи обеспечения требуемой надежности решаются как при проектировании систем электроснабжения, так и в процессе их эксплуатации. При этом можно выделить надежность силового электрооборудования (линий электропередач, сборных шин распределительных устройств, трансформаторов, электродвигателей, коммутационной аппаратуры) и надежность измерительной информации, характеризующей состояние и параметры работы отдельных элементов электрооборудования и схем электроснабжения в целом.

При рассмотрении эксплуатационной надежности измерительной информации используются следующие основные понятия и показатели:

1. Отказ – событие, состоящее в полной или частичной утрате работоспособности измерительного устройства.

2. Сбой – самоустраняющийся отказ, приводящий к кратковременному нарушению работоспособности измерительного устройства.

3. Вероятность безотказной работы  $\rho(t)$  – вероятность того, что в заданном интервале времени  $t$  в измерительном устройстве не возникнет отказ.

4. Вероятность появления отказа измерительного устройства в заданном интервале времени  $q(t) = 1 - \rho(t)$ .

5. Достоверность измерения – соответствие результата измерения классу точности измерительного прибора (с учетом ошибок передачи и преобразования сигнала в информационно-измерительном канале).

6. Недостоверность измерения – несоответствие результата измерения классу точности измерительного прибора.

7. Точность измерения – характеристика измерения, отражающая степень близости его результата к истинному значению измеряемой величины.

8. Достоверность сигнализации – соответствие результата сигнализации истинному положению коммутационного электрического аппарата.

9. Недостоверная сигнализация – несоответствие результата сигнализации истинному положению коммутационного электрического аппарата («включено» или «отключено»).

## 8.2. Контролируемые технологические переменные и ошибки их измерений

Технологические переменные, характеризующие состояние систем электроснабжения, разделяются на две принципиально отличающиеся группы [18]:

1) *аналоговые переменные*, практически непрерывно изменяющиеся во времени (линейные и фазные напряжения, электрические токи, активные и реактивные мощности, расходы активной и реактивной электрической энергии);

2) *дискретные переменные*, характеризующие положения коммутационных электрических аппаратов (автоматических выключателей, разъединителей, заземляющих ножей), принимающие в отличие от аналоговых переменных бинарные значения (логический ноль или логическую единицу).

Частным случаем аналоговых переменных являются интегральные переменные – расходы электроэнергии за определенные интервалы времени.

Дискретные переменные, сигнализация о значениях которых наряду с результатами измерений аналоговых переменных поступает в управляющий вычислительный комплекс, подразделяются на:

1) *пассивные*, когда изменения положений коммутационных аппаратов выявляются в очередном цикле опроса информации;



2) *инициативные*, когда сигнализация об изменившихся положениях аппаратов поступает немедленно, не дожидаясь начала цикла опроса.

Источниками возникновения ошибок автоматически измеряемых переменных могут быть:

1) ошибки датчиков измерений аналоговых переменных (потеря чувствительности, дрейф нуля, механические повреждения);

2) ошибки измерительных трансформаторов тока и напряжения;

3) ошибки аналогово-цифровых и цифро-аналоговых преобразователей при передаче результатов измерений по информационно-измерительным каналам и их вводе в ЭВМ;

4) неправильная работа вспомогательных блок-контактов коммутационных аппаратов, включенных в цепи сигнализации;

5) помехи, создаваемые в информационно-измерительных каналах различными внешними факторами.

Для обеспечения контроля достоверности ошибки измерений аналоговых переменных подразделяются на три группы:

1) негрубые;

2) грубые (промахи);

3) систематические .

К негрубым относятся ошибки, не выходящие за пределы, соответствующие нормированной точности измерительных приборов и каналов передачи информации.

К *грубым* относятся аномально большие ошибки, превышающие допустимые пределы и длящиеся относительно непродолжительное время (порядка нескольких циклов опроса информации).

К *систематическим* относятся грубые ошибки, существующие длительное по сравнению с периодичностью опроса информации время.

Измеренное в момент времени  $t$  значение аналоговой переменной  $x(t)$  представляем как сумму истинного значения  $x(t)$ , нормированной негрубой ошибки измерения  $\xi(t)$  и грубой или систематической ошибки  $\eta(t)$ , выходящей за допустимые пределы:

$$\bar{x}(t) = x(t) + \xi(t) + \eta(t). \quad (8.1)$$

Истинное значение переменной рассматриваем как результат измерения, произведенного идеально точным прибором.

Негрубые ошибки носят случайный характер и включают наряду со случайными и часть систематических составляющих, ограниченных по амплитуде пределами точности измерительных приборов и каналов передачи информации. Эти ошибки имеют близкие к нулю средние значения, а разброс результатов измерений относительно неизвестного истинного значения характеризуется дисперсией ошибок:

$$\sigma^2 = \left( \frac{1}{\rho} \alpha A_{\max} \right)^2, \quad (8.2)$$

где  $\rho$  – квантиль, характеризующая уровень значимости случайных ошибок;

$\alpha$  – показатель, характеризующий в относительных единицах нормированную точность измерения;

$A_{\max}$  – диапазон измерений (максимальное значение измеряемой величины, на которую рассчитан датчик).

Диапазон измерений связан с полной ошибкой измерения  $\xi$  соотношением

$$A_{\max} = \xi_U(\alpha). \quad (8.3)$$

Величина  $\alpha$  соответствует классу точности датчика с учетом регламентированных дополнительных ошибок преобразований и передачи сигнала по информационно-измерительному каналу (например,  $\alpha = 0,02$  при классе точности 2 %), включая ошибки в согласующих устройствах и преобразователях.

Для интегральных измеряемых переменных  $A_{\max}$  – величина переменная, принимаемая равной результату измерения.

На практике часто применяют различные эвристические методы, обеспечивающие отбраковку аномальных ошибок измерений. Варьируя величину квантили  $\rho$ , можно изменять гарантированную вероятность попадания ошибки измерения в диапазон  $\pm\rho\sigma$ , где  $\sigma$  – среднеквадратичная ошибка измерения. Чаще всего берется значение  $\rho = 3$  (так называемое правило «трех сигм»), при котором вероятность такого попадания для нормального (гауссовского) закона

распределения равна 0,997. Опыт эксплуатации средств измерений показывает, что фактическое распределение ошибок, находящихся в классе точности приборов, достаточно хорошо подчиняется нормальному закону.

Грубые ошибки характеризуют достоверность или надежность измерений. Можно сказать, что вероятность появления грубых ошибок определяет степень доверительности измерений. Большое разнообразие и различный характер причин, вызывающих эти ошибки, не позволяют отдать предпочтение большим или меньшим амплитудам ошибок. Поэтому чаще всего для грубых ошибок измерений принимается равномерный закон распределения.

### **8.3. Математическая модель измерений взаимосвязанных переменных**

Между многими измеряемыми аналоговыми переменными в системах электроснабжения имеют место взаимные связи, обусловленные конфигурацией схем электрических соединений и физической связью между переменными. Уравнения связи, накладываемые на переменные, являются источником дополнительной информации о величинах измеряемых переменных, которую можно использовать для более эффективного контроля достоверности и повышения точности измерений.

В тех случаях, когда расстояния между установленными измерительными приборами небольшие и, следовательно, можно пренебречь потерями мощности и энергии в токоведущих элементах, однотипные аналоговые переменные (например, потоки мощности) практически линейно зависят одна от другой, и их фактические взаимосвязи могут с достаточной точностью аппроксимироваться линейными функциями.

При существенных нелинейностях взаимных связей предварительно осуществляется линеаризация нелинейных функций путем их разложения в ряд Тейлора и отбрасывания членов второго и более высоких порядков.

Взаимные отношения между аналоговыми переменными могут быть описаны системами линейных уравнений связи двух видов:



#### 8.4. Общая характеристика методов обеспечения эксплуатационной надежности измерительной информации

Необходимым условием контроля достоверности и повышения точности измерений является избыточность информации о значениях измеряемых переменных. Основу информационной базы составляют результаты прямых (непосредственных) измерений и сигнализация о положении коммутационных аппаратов.

Дополнительная информация, обеспечивающая избыточность, может быть априорная и апостериорная.

*Априорная информация* представляет собой статистические ретроспективные данные, накопленные в процессе прошлой работы контролируемого объекта, а также других аналогичных объектов, работающих примерно в тех же условиях, что и рассматриваемый. К таким данным относятся верхняя и нижняя границы, в пределах которых могут находиться в нормальных режимах работы значения контролируемых переменных и их первые приращения, а также вероятностные характеристики, описывающие случайный характер измерений контролируемых переменных.

*Апостериорную* информацию можно разделить:

- 1) на структурную (аппаратную);
- 2) временную;
- 3) функциональную (топологическую).

Под *структурной информационной избыточностью* понимают включение в измерительную систему дополнительных технических средств, обеспечивающих дублирование, а для особо ответственных и важных переменных – троирование результатов измерений.

*Временная избыточность* предполагает допустимой возможностью запаздывания информации и обеспечивается повторным измерением контролируемой переменной с небольшим интервалом времени. Этот способ получения избыточности применим для относительно медленно изменяющихся переменных, т. е. в первую очередь для теплоэнергетических и во вторую – для электрических физических величин.

Под *функциональной избыточностью* понимают наличие тех или иных связей между измеряемыми величинами, обусловленных свойствами объекта измерений. Эти связи могут быть использованы как для исключения аномальных ошибок (промахов, или гру-

бых ошибок) при измерении отдельных величин, так и для повышения точности измерений всей совокупности измеряемых величин. В отличие от структурной избыточности функциональная позволяет повысить точность измерений без дополнительных материальных затрат, связанных с приобретением и метрологическим обслуживанием средств измерений.

Функциональная, или топологическая избыточность может обеспечиваться за счет использования «жестких» (8.4) или «мягких» (8.5) уравнений связи между контролируруемыми технологическими переменными.

Количественно информационная избыточность измерений взаимосвязанных аналоговых переменных может характеризоваться величиной показателя

$$q = m - (k - r) + p, \quad (8.6)$$

где  $m$  – число практически одновременных измерений контролируемых переменных;

$p$  – численный показатель, соответствующий имеющейся априорной информации о контролируемых переменных.

Величина  $q = 0$  соответствует отсутствию информационной избыточности. Увеличение этого показателя до определенной величины дает потенциальную возможность повысить эффективность контроля достоверности и точность получаемых оценок переменных.

При статистическом оценивании, когда нет грубых и систематических ошибок измерений и если число измерений равно числу оцениваемых переменных ( $m = k$ ) при отсутствии дублированных и троированных измерений, показатель избыточности равен числу уравнений связи, т. е.  $q = r$ .

При неравномерном размещении датчиков часть переменных может измеряться двумя или тремя датчиками, а часть может вообще не измеряться. Возникает проблема топологической наблюдаемости. Показатель  $q$  в этом случае характеризует информационную избыточность отдельных наблюдаемых подсистем, отделенных друг от друга «темными пятнами». Повышение эффективности контроля достоверности и повышение точности измерений в одной наблюдаемой подсистеме не скажется на достоверности и точности

оценок другой наблюдаемой подсистемы. Оптимальное размещение датчиков представляет собой проектную задачу. Ниже рассматривается контроль достоверности в условиях эксплуатации объектов при известном размещении измерительной аппаратуры.

Контроль достоверности измерений дискретных переменных, характеризующих состояние коммутационной и запорной аппаратуры, необходимо осуществлять вместе с контролем достоверности измерений аналоговых переменных, функционально связанных с дискретными. При этом могут быть выявлены наряду с ошибками сигнализации о положении коммутационных аппаратов те грубые ошибки, которые бинарно характеризуют недостоверность результатов измерений аналоговых переменных (логический ноль соответствует отсутствию измеряемой переменной, логическая единица – ее присутствию).

Применительно к контролю сигнализации одного коммутационного аппарата информационная избыточность характеризуется величиной показателя

$$q = \begin{cases} n-1 + m + f & \text{при } m > 0; \\ n-1 & \text{при } m = 0, \end{cases} \quad (8.7)$$

где  $n$  – число каналов сигнализации о положении данного коммутационного аппарата (при  $n = 2$  имеет место аппаратурная избыточность);

$f$  – число каналов сигнализации о положении других коммутационных аппаратов, функционально связанных с рассматриваемыми аналоговыми переменными (при  $f > 1$  имеет место топологическая избыточность).

При контроле достоверности измерений имеют место следующие стадии:

- 1) обнаружение грубой ошибки;
- 2) локализация грубой ошибки;
- 3) исправление грубой ошибки, т. е. выбор и назначение достоверного замещающего значения.

Степени избыточности информации для выполнения различных стадий существенно различаются. При этом для обнаружения ошибки нужна избыточность меньшая, чем для ее локализации, а для локализации – меньшая, чем для исправления.

Наиболее распространенной апостериорной информацией в системах электроснабжения промышленных предприятий, городов и сельского хозяйства является функциональная избыточная информация, обусловленная взаимными связями между переменными. Уравнения связи между аналоговыми переменными позволяют наряду с контролем достоверности повысить расчетным путем точность измерений при одной и той же установленной аппаратуре. Последняя задача решается методами статистического оценивания, в результате которого определяются оптимальные оценки переменных с дисперсиями, меньшими дисперсий ошибок измерений. На рис. 8.1 представлена схема информационных потоков в системе электроснабжения.

На рис. 8.2 представлена общая структура организации контроля достоверности и повышения точности измерений взаимосвязанных аналоговых переменных.

Исходной информацией для контроля достоверности служат априорно известные дисперсии ошибок измерений технологических переменных и дисперсии изменений этих переменных относительно их средних значений (блок 1). Априорно известные дисперсии обусловлены точностью информационно-измерительных каналов. Дисперсии изменений переменных в нормальных (т. е. неаварийных) режимах работы определяются путем предварительного статистического анализа работы стационарного оборудования и уточняются в процессе эксплуатации (блок 4).

Точность определения оценок зависит от правильного задания весовых коэффициентов в критерии оценивания. Весовые коэффициенты характеризуют степень доверия к результатам измерений и принимаются в большинстве алгоритмов оценивания обратно пропорциональными дисперсиям ошибок измерений. Априорные дисперсии ошибок измерений могут значительно отличаться от истинных значений из-за неточного знания характеристик информационно-измерительных каналов и их практически неизбежных изменений в процессе эксплуатации. Поэтому предусматривается возможность автоматической коррекции весовых коэффициентов, основанная на статистической теории проверки гипотез о равенстве дисперсий (блок 2).



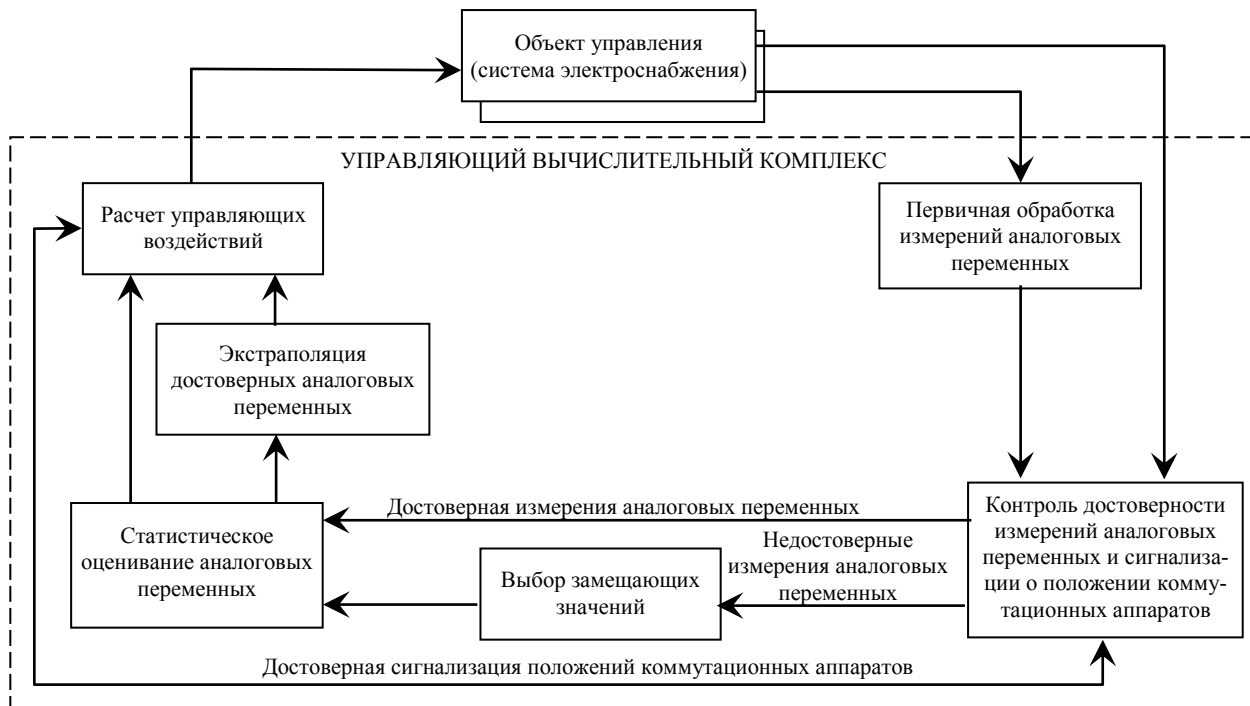


Рис. 8.1. Схема информационных потоков в системе электроснабжения

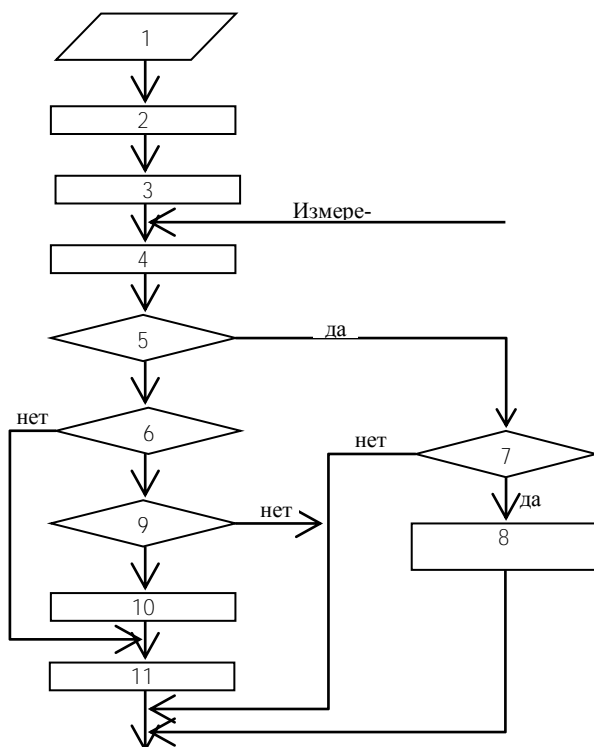


Рис. 8.2. Общая структура контроля достоверности и повышения точности измерений взаимосвязанных переменных

Математическая модель статистического оценивания основывается на следующих основных предположениях:

а) ошибки измерений носят случайный характер, подчиняются нормальному закону распределения и не выходят за допустимые границы, т. е. отсутствуют грубые ошибки измерений;

б) жесткие уравнения связи между оцениваемыми переменными удовлетворяются с точностью до нуля при подстановке истинных значений переменных, т. е. отсутствуют систематические ошибки измерений переменных и методические ошибки описания взаимных связей.

Практически всегда имеют место отклонения от принятой математической модели оценивания. Поэтому в блоке 3 определяются границы, в рамках которых оценивание, несмотря на грубые и систематические ошибки, дает положительный эффект.

Грубые ошибки измерений выявляются в блоке 5, а систематические в блоке 6.

Статистическое оценивание позволяет получить эффективные оценки, т. е. скорректированные (уточненные) значения технологических переменных, которые в среднем располагаются ближе к истинным значениям, нежели результаты измерений. Поскольку эффективность получаемых оценок гарантируется при условии отсутствия грубых и систематических ошибок измерений, локализация последних важна не только для выявления недостоверно измеренных переменных, но и для создания возможности последующего успешного статистического оценивания.

Если при данной степени связности системы уравнений, объединяющих контролируемые переменные, возможна однозначная локализация грубых и систематических ошибок измерений (соответственно блоки 5, 7 и 6, 9), то осуществляются выбор значения переменной, заменяющего недостоверный результат измерения (блок 8), и коррекция систематической ошибки (блок 10).

В блоке 11 осуществляется проверка эффективности оценивания при динамических (инерционных) связях между контролируемыми переменными, не учтенных в алгоритме оценивания, т. е. при использовании «жестких» уравнений связи в то время, когда фактически они «мягкие».

При соблюдении указанных ограничений в блоке 11 производится оценивание измеряемых переменных.

## 9. ОДНОПРИЗНАКОВЫЙ КОНТРОЛЬ ДОСТОВЕРНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ АНАЛОГОВЫХ ПЕРЕМЕННЫХ

### 9.1. Контроль достоверности измерений по методу предельных значений

Наиболее простым и распространенным методом контроля достоверности измерений аналоговых переменных является метод предельных значений (уставок), или контроль с двухсторонним допуском. Здесь используется априорная информационная избыточность. В соответствии с данным методом результат измерения переменной ( $\hat{t}$ ) сравнивается с нижней  $\alpha_n(\hat{t})$  и верхней  $\alpha_v(\hat{t})$  границами допустимых значений этой переменной. Грубая ошибка измерения отсутствует, если выполняется условие

$$\alpha_n(t) \leq \bar{x}(t) \leq \alpha_v(t). \quad (9.1)$$

При этом границы допустимых значений могут изменяться во времени и в зависимости от режимов оборудования.

В соответствии с (8.1) результат измерения ( $\hat{t}$ ) при отсутствии грубой (и систематической) ошибки можно рассматривать как полезный сигнал  $\mathcal{V}(\hat{t})$

$$\mathcal{V}(t) = \bar{x}(t) = x(t) + \xi(t), \quad (9.2)$$

где  $x(t)$  – истинное значение переменной;

$\xi(t)$  – нормированная негрубая случайная ошибка.

Величина  $\mathcal{V}(\hat{t})$  подвержена статистическому разбросу относительно среднего значения  $\mathcal{V}_0$  (в общем случае зависящего от времени) вследствие изменения состава оборудования, условий и различных режимов работы потребителей электроэнергии. Для большинства переменных этот разброс описывается нормальным законом распределения:

$$f(v) = \frac{1}{\sigma_v \sqrt{2\pi}} \exp \left[ -\frac{(v - v_0)^2}{2\sigma_v^2} \right], \quad (9.3)$$

где  $\sigma_v$  – среднее квадратичное отклонение переменной  $v$  от среднего значения  $v_0$ .

Значения  $v_0$  и  $\sigma_v$  определяются методами математической статистики на основе ретроспективной информации, автоматически накапливаемой в процессе работы системы электроснабжения.

Значения  $v$  располагаются в интервале  $v_0 \pm k\sigma_v$  с вероятностью, определяемой квантилью  $k$ . Подобно квантили  $p$  при анализе случайных негрубых ошибок (см. раздел 8.2) квантиль  $k$  определяет уровень значимости контролируемой переменной  $v$  относительно среднего значения  $v_0$ ; например, при уровне значимости 0,01 величина  $k = 2,58$ .

С учетом (9.3) условие отсутствия грубой ошибки (8.1) принимает вид

$$v_0 - k\sigma_v \leq \bar{x}(t) \leq v_0 + k\sigma_v. \quad (9.4)$$

Обозначив через  $\gamma$  верхнюю границу принятия решения о достоверности результата измерения, получаем симметричную нижнюю границу  $2v_0 - \gamma$ . Условие (9.4) можно представить в виде (рис. 9.1)

$$2v_0 - \gamma \leq \bar{x}(t) \leq \gamma. \quad (9.5)$$

Эффективность контроля достоверности зависит от величины квантили  $k$ . Узкий интервал допустимых значений переменной  $\bar{x}(t)$  увеличивает возможность принятия неверного решения о недостоверности результата измерения (ошибки 1-го рода), а широкий интервал приводит к росту вероятности пропуска грубой ошибки (ошибки 2-го рода). Возникающая неопределенность с выбором значения квантили  $k$  приводит к произвольному толкованию понятия достоверного и недостоверного результата измерения и тем самым может понизить эксплуатационную надежность системы электроснабжения.

Максимум эксплуатационной надежности достигается оптимизацией границы принятия решения о достоверности измерения на основе теории статистических решений по критерию минимума средней цены многократного распознавания грубых ошибок измерений

$$c_{\text{cp}} = (1 - q)c_1 F_1 + qc_2 F_2 = \min, \quad (9.6)$$

где  $q$  – априорная вероятность появления грубой ошибки измерения;

$c_1$  – цена ошибки 1-го рода (необоснованного решения о наличии грубой ошибки измерения, т. е. ложной тревоги);

$c_2$  – цена ошибки 2-го рода (пропуска грубой ошибки измерения);

$F_1$  – вероятность ошибки 1-го рода;

$F_2$  – вероятность ошибки 2-го рода.

В критерии (9.6) не штрафуются вероятность правильного распознавания грубых ошибок измерений, поскольку цена правильного распознавания равна нулю.

Вероятностям  $F_1$ ,  $F_2$  соответствуют заштрихованные области на рис. 9.1.

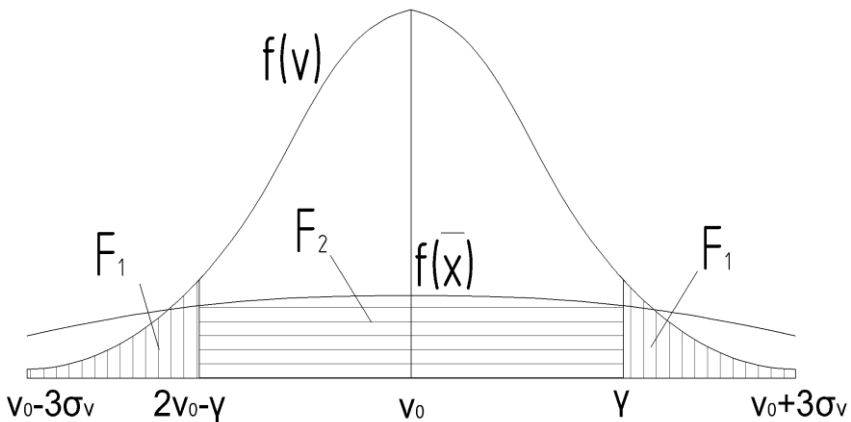


Рис. 9.1. Зависимости вероятностей ошибок 1-го и 2-го рода от границы принятия решения о достоверности измерений

Вероятность  $F_1$  определяется по формуле

$$F_1 = 2 \int_{\gamma}^{\nu_0 + k\sigma_v} f(\nu) d\nu, \quad (9.7)$$

где  $f(\nu)$  – плотность вероятности распределения измеряемого значения переменной, определяемая по формуле (9.3).

Закон распределения грубых ошибок измерений с учетом их предварительного обнаружения по условию (9.4) при  $k = 3$  во многих случаях можно принимать равномерным

$$f(\eta) = \frac{1}{6\sigma_v}. \quad (9.8)$$

Тогда закон распределения измеренной с грубой ошибкой переменной будет описываться следующим образом:

$$f(\bar{x}) = \frac{1}{12\sigma_v} \left[ \Phi\left(\frac{\nu_0 + 3\sigma_v - \gamma}{\sigma_v}\right) - \Phi\left(\frac{\nu_0 - 3\sigma_v - \gamma}{\sigma_v}\right) \right], \quad (9.9)$$

где  $\Phi(Z)$  – нормированная функция Лапласа.

Вероятность  $F_2$  определяется по формуле

$$F_2 = 2 \int_{\nu_0}^{\gamma} f(\bar{x}) d\bar{x}. \quad (9.10)$$

Оптимальная граница принятия решения  $\gamma_{\text{опт}}$  должна обеспечить минимум средней цены распознавания грубых ошибок  $C_{\text{ср}}$ . Для ее нахождения необходимо знать величины  $q$ ,  $c_1$ ,  $c_2$ . Значение априорной вероятности грубой ошибки  $q$  в начальный период эксплуатации данной системы электроснабжения можно задавать по аналогии с работающими системами, а в дальнейшем корректировать на основе накапливаемой в процессе эксплуатации данной системы статистики грубых ошибок. Имеющийся опыт свидетельствует о

том, что вероятность грубых ошибок при выполнении функций сбора и предварительной обработки измерительной информации достигает величины  $q = 0,05$ .

Более сложным является вопрос о задании коэффициентов  $c_1, c_2$ . Сразу трудно сказать, что приводит к большему ущербу: ложная тревога о появлении грубой ошибки измерения или ее пропуск. Очевидно, выбор цен ошибок должен производиться с учетом объективной оценки их влияния на последствия принимаемого решения. Определение технологического ущерба от ошибок 1-го и 2-го родов требует учета специфики технологических задач, в которых используется данная измерительная информация, а также связано со значительными практическими трудностями. Ситуация облегчается когда характер принимаемых решений по управлению технологическими процессами одинаков по своей сущности при ошибках обоих родов, например, при расчетах технико-экономических показателей работы систем электроснабжения потребителей. Существенным оказывается то обстоятельство, что при этом не нужно задавать цены  $c_1, c_2$  в абсолютных цифрах, а достаточно представить каждый из этих коэффициентов в функции от снижения точности измерения в относительных единицах.

Определим цену ошибки 1-го рода. При фиксации грубой ошибки измерения вместо недостоверного результата измерения используется замещающее достоверное значение переменной. В качестве последнего часто используют априорное среднее значение переменной. Следовательно, если условие (9.5) не выполнено, а грубая ошибка на самом деле отсутствует, замена достоверного результата измерения приводит к ошибке, представляющей разность между находящимся в диапазоне  $(v_0 - k\sigma_v, 2v_0 - \gamma)$  или  $(\gamma, v_0 + k\sigma_v)$  значением переменной  $v$  и заменяющим значением  $v_0$ . Цену ошибки 1-го рода измеряем величиной дисперсии этой ошибки

$$c_1 = \int_0^{v_0 + k\sigma_v} (v - v_0)^2 f^*(v) dv, \quad (9.11)$$

где  $f^*(v)$  – закон распределения  $f(v)$ , определенный согласно (9.2) и нормированный из условия равенства единице интеграла от плотности вероятности в интервале  $(\gamma, v_0 + 3\sigma)$ :



$$f^*(v) = 2 f(v) \frac{\int_{v_0+k\sigma_v}^{v_0+k\sigma_v} f(v) dx}{\int_{\gamma}^{v_0+k\sigma_v} f(v) dx}. \quad (9.12)$$

Таким образом, цена ошибки принятия решения 1-го рода не зависит от вида закона распределения грубой ошибки измерения и полностью определяется законом распределения переменной  $v$  и границей принятия решения  $\gamma$ .

При определении цены ошибки 2-го рода учитывается, что переменная  $v$  находится в интервале  $(2v_0 - \gamma, \gamma)$ . Следовательно, абсолютное значение пропущенной (нераспознанной) грубой ошибки ограничивается величиной  $2(\gamma - v_0)$ . Разброс равномерно распределенных значений ошибки относительно переменной  $v$  характеризуется дисперсией

$$\sigma_n^2 = \sigma_{m1}^2 + (v_0 - v)^2, \quad (9.13)$$

где  $\sigma_{m1}^2$  – дисперсия грубой ошибки, определенная при условии  $v = v_0$ ,

$$\sigma_{m1}^2 = \frac{1}{3}(\gamma - v_0)^2. \quad (9.14)$$

Дисперсия зависит от распределения  $v$  внутри интервала допустимых значений. Поэтому цену ошибки 2-го рода измеряем величиной средневзвешенной дисперсии ошибки

$$c_2 = \frac{\int_{\gamma-v_0}^{\gamma-v_0} \sigma_n^2 f(v) dx}{\int_{\gamma-v_0}^{\gamma-v_0} f(v) dx}. \quad (9.15)$$

Результаты расчета значений коэффициентов  $c_1$  и  $c_2$  с учетом (9.9) и (9.13) представлены на рис. 9.2.

Граница принятия решения о достоверности измерения в зависимости от априорной вероятности появления грубой ошибки представлена на рис. 9.3.

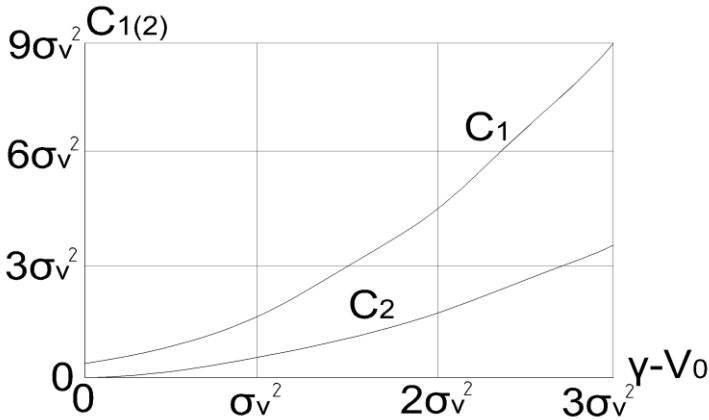


Рис. 9.2. Зависимость цены ошибок 1-го и 2-го родов от границы принятия решения о достоверности измерения аналоговой переменной

В качестве иллюстративного примера рассмотрим оптимизацию достоверности измерения активной нагрузки электрической подстанции. Пусть в нормальном режиме работы имеем априорные значения:

$$v_0 - 3\sigma_v = 2,3 \text{ МВт};$$

$$v_0 + 3\sigma_v = 5,3 \text{ МВт};$$

$$v_0 = 3,8 \text{ МВт};$$

$$q = 0,05.$$

Из кривой на рис. 9.3 находим

$$\gamma - v_0 = 2,0\sigma_v;$$

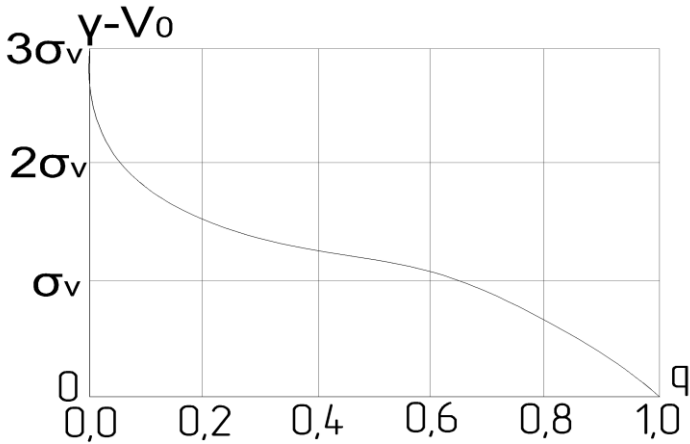


Рис. 9.3. Зависимость границы принятия решения о достоверности измерения аналоговой переменной от априорной вероятности грубой ошибки

Из априорной информации следует, что

$$\sigma_v = \frac{1}{3}(5,3 - v_0) = 0,5 \text{ МВт.}$$

Тогда верхняя граница принятия решения о достоверности измерения нагрузки будет

$$\gamma = v_0 + 2,0 \cdot 0,5 = 4,8 \text{ МВт,}$$

нижняя

$$v_0 - \gamma = 2,8 \text{ МВт.}$$

Таким образом, для обеспечения минимальной средней цены многократного распознавания грубых ошибок измерений исходный диапазон допустимых значений нагрузки (2,3...5,3) МВт необходимо сузить до величины (2,8...4,8) МВт.

Рассмотренный алгоритм применим также для выявления систематических ошибок измерений, т. е. грубых ошибок, длящихся весь интервал осреднения  $T$ . Последний определяется выражением

$$T = sh, \quad (9.16)$$

где  $s$  – число циклов измерения на осредненном интервале;

$h$  – интервал временной дискретизации измеряемого технологического процесса.

Условие отсутствия систематической ошибки измерения имеет вид

$$2V_0 - \gamma \leq M(\bar{x}) \leq \gamma,$$

где математическое ожидание измеряемой осредненной переменной определяется по формуле

$$M(\bar{x}) = \frac{1}{s} \sum_{i=1}^s \bar{x}_i. \quad (9.18)$$

## 9.2. Контроль достоверности измерений по методу первых приращений

Самостоятельной разновидностью контроля достоверности по методу предельных значений является контроль по первым приращениям, в соответствии с которым разность (первое приращение) измерений в текущий и последний предыдущий момент времени  $\bar{x}(t-h)$  сравнивается с априори известным диапазоном изменений контролируемой переменной. Грубая ошибка измерения имеет место при несоблюдении условия

$$|\bar{x}(t)| = |\bar{x}(t) - \bar{x}(t-h)| \leq \gamma(t). \quad (9.19)$$

где  $\bar{x}(t)$  – первое приращение переменной, при отсутствии грубой ошибки измерения  $\bar{x}(t) = \Delta v(t)$ ;

$\gamma(t)$  – граница принятия решения о наличии грубой ошибки измерения, которая в общем случае может зависеть от времени.

Величины  $\Delta V(t)$  обусловлены изменениями состава, условий и характера работы в нормальных режимах работы потребителей электрической энергии и в большинстве случаев достаточно точно подчиняются нормальному закону распределения относительно нулевого среднего значения:

$$f(\Delta V) = \frac{1}{\sigma_{\Delta V} \sqrt{2\pi}} \exp \left[ -\frac{(\Delta V)^2}{2\sigma_{\Delta V}^2} \right], \quad (9.20)$$

где  $\sigma_{\Delta V}$  – среднеквадратичное отклонение первого приращения  $\Delta V$

Значение  $\sigma_{\Delta V}$  определяется в результате обработки ретроспективной информации, характеризующей быстроту изменений контролируемой переменной.

С учетом (9.20) граница принятия решения о достоверности измерения записывается в виде

$$\gamma = k\sigma_{\Delta V}. \quad (9.21)$$

В первом приближении можно принять значение квантили  $k = 3$ , что обеспечивает с вероятностью 0,997 пребывание негрубой ошибки измерения в диапазоне  $\pm 3\sigma_{\Delta V}$ .

Эффективность контроля достоверности по первым приращениям падает с увеличением диапазона естественного разброса первых приращений. Обоснованное сужение диапазона допустимых первых приращений путем выбора соответствующего оптимального значения квантили  $k$  возможно по аналогии с контролем по предельным значениям в результате решения двухальтернативной задачи статистической проверки гипотез о наличии или отсутствии грубой ошибки измерения.

Целесообразен одновременный контроль достоверности по предельным значениям непосредственно самой измеряемой величины и по ее первым приращениям. Оба метода дополняют друг друга. Например, при большой разности допустимых значений  $\alpha_B(t) - \alpha_H(t)$  разрешающая способность первого метода невелика, и здесь может стать более вероятным обнаружение грубой ошибки изме-

рения по первому приращению. При узком диапазоне изменений переменной большинство грубых ошибок будет выявляться по методу предельных значений.

Дальнейшее повышение разрешающей способности контроля достоверности по методу первых приращений может быть достигнуто за счет применения экстраполирующих фильтров. В этом случае условие отсутствия грубой ошибки измерения (9.19) принимает вид

$$|\varepsilon(t)| \leq \gamma, \quad (9.22)$$

где  $\varepsilon(t)$  – ошибка экстраполяции контролируемой переменной, определяемая как разность экстраполированного в предыдущий момент времени  $t-h$  на интервал экстраполяции  $h$  значения переменной  $y_3(t)$  и результата ее измерения  $\bar{x}(t)$ :

$$\varepsilon(t) = y_3(t) - \bar{x}(t). \quad (9.23)$$

В общем случае экстраполированное значение переменной можно представить в виде

$$y_3(t) = L[\bar{x}(t-h), \bar{x}(t-2h), \dots],$$

где  $L$  – оператор экстраполяции.

На практике часто используется экстраполирующий фильтр вида

$$y_3(t) = \bar{x}(t-h) + k[\bar{x}(t-h) - \bar{x}(t-2h)], \quad (9.25)$$

где коэффициент при первом приращении  $k$  определяется по критерию минимума дисперсии ошибки экстраполяции:

$$D[\varepsilon(t)] = \min. \quad (9.26)$$

Плотность вероятности распределения ошибки экстраполяции  $\varepsilon_1(t)$  при нормальном законе распределения результатов измерений и отсутствии грубых ошибок, т. е. при  $\bar{x}(t) = v(t)$ , в соответствии с формулой (9.2) также соответствует нормальному закону:

$$f[\varepsilon_1(t)] = \frac{1}{\sigma_\Sigma \sqrt{2\pi}} \left[ -\frac{\varepsilon_1(t)^2}{2\sigma_\Sigma^2} \right], \quad (9.27)$$

где среднеквадратичная ошибка экстраполяции

$$\sigma = \sqrt{D[\varepsilon(t)]}.$$

При равномерном законе распределения грубых ошибок измерений с учетом их предварительного распознавания по условию (9.19) при  $k = 3$  имеем плотность вероятности распределения ошибки экстраполяции  $\varepsilon_2(t)$  при  $\bar{x}(t) = \nu(t) + \eta(t)$

$$f[\varepsilon_2(t)] = \frac{1}{6\sigma_\Sigma} \Phi \left[ \frac{3\sigma_\Sigma - \gamma}{\sigma_\Sigma} \right], \quad (9.28)$$

где  $\Phi \left[ \frac{3\sigma_\Sigma - \gamma}{\sigma_\Sigma} \right]$  – нормированная функция Лапласа [19].

Закон распределения (9.28) учитывает оставшуюся часть грубых ошибок, не выявленных при предварительном обнаружении по условию (9.19).

Оптимизация границы принятия решения о грубой ошибке измерения  $\gamma$  производится по минимуму средней цены многократного распознавания грубых ошибок:

$$C_{cp} = (1 - q) c_1 F_1 + q c_2 F_2 = \min, \quad (9.29)$$

где  $q$  – априорная вероятность грубой ошибки измерения;

$c_1$  – цена ложной тревоги;

$c_2$  – цена пропуска грубой ошибки;

$F_1$  – вероятность ложной тревоги;

$F_2$  – вероятность пропуска грубой ошибки.

Вероятность  $F_1$  вычисляется по формуле

$$F_1 = 2 \int_{\gamma}^{3\sigma_{\Sigma}} f[\varepsilon_1(t)] d\varepsilon, \quad (9.30)$$

а вероятность  $F_2$  по формуле

$$F_2 = 2 \int_0^{\gamma} f[\varepsilon_2(t)] d\varepsilon. \quad (9.31)$$

Из условия (9.29) следует, что оптимальное значение границы принятия решения  $\gamma_{\text{опт}}$  и соответствующее ей оптимальное значение квантили  $k_{\text{опт}}$  зависит от величины среднеквадратичной ошибки экстраполяции  $\sigma_{\Sigma}$ . На рис. 9.4 представлены зависимости плотности распределения ошибок экстраполяции при отсутствии грубой ошибки измерения (кривые 1) и при ее наличии (кривые 2). Сплошные кривые соответствуют «наивной» экстраполяции по правилу «без изменений», когда  $y_s(t) = \bar{x}(t-h)$ , а пунктирные – оптимальному экстраполирующему фильтру.

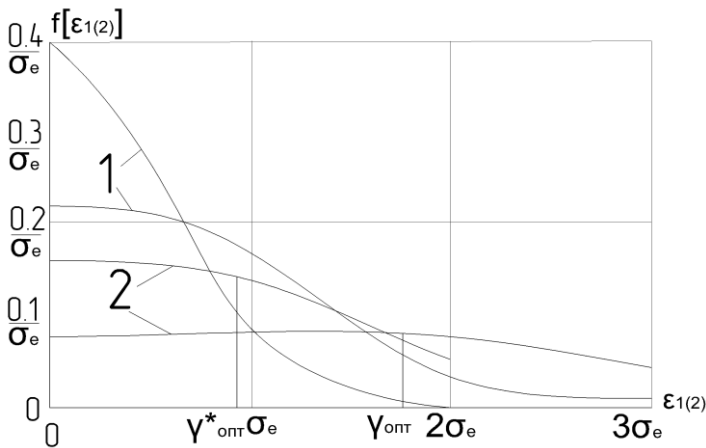


Рис. 9.4. Плотности распределения ошибок экстраполяции



Механизм экстраполяции при контроле достоверности измерений принципиально иной по сравнению с ее применением в задачах автоматического управления. Отличие состоит в том, что в задачах управления в момент формирования управляющего сигнала неизвестно, насколько точно экстраполировано ожидаемое значение переменной. При контроле достоверности можно точно установить рассогласование экстраполированного и фактического измеренного значений, поскольку рассматривается уже свершившееся событие. Поэтому в последнем случае появляется возможность повысить в среднем точность экстраполяции за счет исключения больших ошибок, возникающих при перемене знака первого приращения измеряемой переменной. С учетом этого в качестве оптимального выбирается нелинейный экстраполирующий фильтр (9.25), где коэффициент  $k$  при первом приращении принимает одно из двух следующих значений:

$$k = \begin{cases} k_{\text{опт}}, & \text{если } \frac{\bar{x}(t) - \bar{x}(t-h)}{\bar{x}(t-h) - \bar{x}(t-2h)} > 0; \\ 0, & \text{если } \frac{\bar{x}(t) - \bar{x}(t-h)}{\bar{x}(t-h) - \bar{x}(t-2h)} \leq 0. \end{cases} \quad (9.32)$$

Оптимальное значение коэффициента  $k_{\text{опт}}$  определяется в соответствии с критерием (9.29). При этом из рассмотрения исключаются первые приращения, соответствующие нижнему условию в уравнении (9.32).

Таким образом, нелинейность фильтра (9.25) обусловлена бинарностью коэффициента  $k$ . В соответствии с (9.32) получаем оптимальную экстраполяцию по первому приращению или «наивную» экстраполяцию. Из представленных на рис. 9.4 зависимостей видна качественная картина уменьшения оптимальной границы принятия решения о наличии грубой ошибки ( $\gamma_{\text{опт}}^* < \gamma_{\text{опт}}$ ) при переходе от «наивной» экстраполяции со среднеквадратичной ошибкой  $\sigma_\varepsilon$  к оптимальной со среднеквадратичной ошибкой  $\sigma_\Sigma^* < \sigma_\Sigma$ .

На рис. 9.5 приведено рассчитанное по формулам (9.27–9.31) снижение в процентах оптимальной границы принятия решения о грубой ошибке измерения, характеризующее повышение разрешающей способности контроля достоверности в зависимости от точности экстраполяции. Кривой 1 соответствует значение  $(1 - q)c_1/qc_2 = 0,5$ , кривой 2 –  $(1 - q)c_1/qc_2 = 1$ , кривой 3 –  $(1 - q)c_1/qc_2 = 3$ .

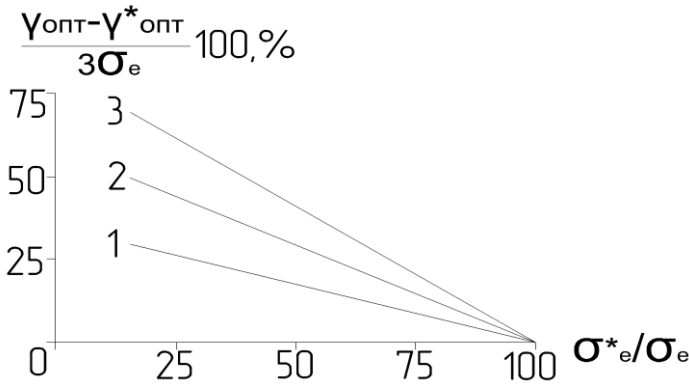


Рис. 9.5. Относительное изменение разрешающей способности контроля достоверности в зависимости от точности экстраполяции

Как отмечалось в разделе 8.1, априорная вероятность грубой ошибки  $q$  определяется на основе ретроспективного анализа работы данного объекта электроснабжения, а коэффициенты  $c_1$  и  $c_2$  выбираются с учетом ущерба соответственно от ложной тревоги и пропуска грубой ошибки измерения.

Проиллюстрируем эффективность изложенного метода при контроле достоверности измерений полчасовой нагрузки моторного завода. Интервалы дискретизации и экстраполяции были равны  $h = 1$  мин. Среднеквадратичная ошибка экстраполяции по правилу «без изменения» составляла  $\gamma_\Sigma = 0,25$  МВт, а при экстраполяции с помощью оптимального нелинейного фильтра (9.31), (9.32) –  $\sigma_\Sigma^* = 0,21$  МВт (при  $k_{\text{опт}} = 0,8$ ). В первом случае оптимальная граница принятия решения о грубой ошибке равна  $\gamma_{\text{опт}} = 1,75\sigma_\Sigma = 0,44$  МВт, во втором –  $\gamma_{\text{опт}}^* = 1,47\sigma_\Sigma = 0,37$  МВт (при  $(1 - q)c_1/qc_2 = 1$ ). Относительное сужение границы принятия решения составило 9,3 %.





Границы принятия решения о грубых ошибках измерений зависят от величин квантилей. Как и при контроле достоверности по методам предельных значений и первых приращений, наибольшая эффективность топологического контроля достоверности по невязкам уравнений связи достигается путем оптимизации этих квантилей. Оптимальные значения  $\rho_1, \rho_2, \dots, \rho_r$  находятся в результате решения двухальтернативной задачи проверки статистических гипотез о наличии (отсутствии) грубых ошибок по критерию минимума средней цены их многократного распознавания:

$$c_{jcp} = (1 - \rho_i) c_{j1} F_{j1} + q_j c_{j2} F_{j2} = \min, \quad 1 \leq j \leq r, \quad (9.36)$$

где  $q_j$  – априорная вероятность одной грубой ошибки измерения в  $j$ -м уравнении связи;

$c_{j1}$  и  $c_{j2}$  – цены ошибок 1-го рода (ложной тревоги) и 2-го рода (пропуска грубой ошибки) соответственно;

$F_{j1}$  и  $F_{j2}$  – вероятности ошибок 1-го и 2-го рода соответственно;

$j$  – порядковый номер уравнения связи.

Решение этой задачи основывается на предположении о малой вероятности одновременного появления двух и более источников недостоверной информации. Корректность этого допущения усиливается тем обстоятельством, что в процессе нормальной работы автоматизированных систем контроля и управления выявленные неисправности датчиков и других элементов систем сбора информации исправляются в минимально возможные сроки.

#### 9.4. Локализация недостоверных результатов измерений взаимосвязанных переменных

Обнаружение факта наличия грубых ошибок измерений аналоговых взаимосвязанных переменных в результате несоблюдения хотя бы одного из условий (9.36) следует рассматривать как задачу-минимум, поскольку подозреваемых в недостоверности измерений в данном случае несколько. Чем меньше связность системы уравнений и чем больше неизвестных, тем больше неопределенность с выявлением конкретных виновников недопустимо больших невязок уравнений. Задача-максимум состоит в локализации ошибочных результатов измерений, то есть в ограничении круга подозре-

ваемых в недостоверности данных, что позволяет произвести правильную замену неверного измерения достоверным замещающим значением и быстрее ликвидировать возникшую неисправность.

В принципе возможна постановка многоальтернативной задачи проверки статистических гипотез. При таком подходе число гипотез для каждого уравнения связи равно числу переменных, входящих в уравнение, плюс единица. Каждой из группы первых гипотез соответствует грубая ошибка измерения соответствующей переменной, а последней гипотезе – отсутствие грубой ошибки. В системах электроснабжения разрешающая способность такого контроля во многих случаях слишком низка, особенно при большом числе переменных в уравнении связи и близких по величине цен ошибок для разных переменных  $c_{11}, c_{12}, \dots, c_{1r}$  и  $c_{21}, c_{22}, \dots, c_{2r}$ , т. е. достоверность локализации невысокая.

Локализация недостоверных измерений при двухальтернативном подходе к выявлению грубых ошибок измерений рассматривается ниже. Предполагается маловероятным одновременное появление нескольких ошибок ввиду их независимости. Эффективность контроля достоверности возрастает при больших амплитудах грубых ошибок измерений. При небольших грубых ошибках и соответствующих превышениях фактическими невязками допустимых значений увеличиваются вероятности ложной тревоги и пропуска грубых ошибок. Это объясняется тем, что небольшая грубая ошибка измерения одной переменной может компенсироваться негрубыми ошибками измерений противоположных знаков связанных с нею других переменных.

Локализация измеренных с грубыми или систематическими ошибками взаимосвязанных аналоговых переменных осуществляется на основе их ранжирования на четыре потенциально возможных подмножества ( $D_1, D_2, D_3, D_4$ ), располагаемых по мере убывания вероятностей ошибок измерений.

Подмножество  $D_1$  включает переменные: входящие во все уравнения связи (одно или несколько), с фактическими невязками, превышающими допустимые; одновременно не входящие ни в одно из уравнений связи с фактическими невязками, не превышающими допустимых; и образующие однознаковые (положительные или отрицательные) произведения соответствующих им коэффициентов  $b_{ji}$  и фактических невязок  $\delta_j$ . Знаки этих произведений для различных переменных могут быть разными.

$$D_1 \subset E^* \setminus B, \quad (9.37)$$

где  $E^*$  – подмножество переменных, входящих во все уравнения с фактическими невязками, превышающими допустимые, и удовлетворяющих условию однозначности произведений коэффициентов и фактических невязок;

$B$  – подмножество переменных, входящих в уравнения связи с фактическими невязками, не превышающими допустимые.

Подмножество  $E^*$  представляет собой пересечение подмножеств переменных  $E_1^+, E_2^+$ , входящих в уравнение связи с фактическими невязками, превышающими допустимые, и образующих положительные произведения коэффициентов и фактических невязок, или пересечение подмножеств  $E_1^-, E_2^-$  отличающихся от  $E_1^+, E_2^+$  отрицательными произведениями  $b_{ji} \cdot \delta_j$ .

$$E^* \subset \left[ \left( E_1^+ \cap E_2^+ \right) \cup \left( E_1^- \cap E_2^- \right) \right], \quad (9.38)$$

где  $\cup$  – символ логического сложения;

$\cap$  – символ логического умножения.

Подмножество  $B$  представляет собой объединение подмножеств переменных  $B_1, B_2, \dots, B_n$ , входящих соответственно в 1-е, 2-е, ...,  $n$ -е уравнение связи, с фактическими невязками, не превышающими допустимые.

$$B \subset (B_1 \cup B_2 \dots \cup B_n). \quad (9.39)$$

Подмножество  $D_2$  объединяет переменные: входящие в единственное уравнение связи с фактической невязкой, превосходящей допустимую; и одновременно – по меньшей мере, в одно из уравнений связи с фактическими невязками, не превышающими допустимые:

$$D_2 \subset E^* \cap B. \quad (9.40)$$

Подмножество  $D_3$  включает переменные: входящие не во все уравнения связи с фактическими невязками, большими допустимых; одновременно не входящие ни в одно из уравнений связи с фактическими невязками, меньшими допустимых; и образующие однознаковые произведения коэффициентов и фактических невязок:

$$D_3 \subset E^{**} \setminus B. \quad (9.41)$$

где  $E^{**}$  – подмножество переменных, входящих не во все уравнения связи с фактическими невязками, превышающими допустимые, и образующих однознаковые произведения коэффициентов и фактических невязок.

$$E^{**} \subset \left[ \left( E_1^+ \cup E_2^+ \dots E_m^+ \right) \cup \left( E_1^- \cup E_2^- \dots E_m^- \right) \right]. \quad (9.42)$$

Подмножество  $D_4$  включает переменные: входящие не во все уравнения связи с фактическими невязками, превышающими допустимые; образующие при этом однознаковые произведения коэффициентов и фактических невязок; одновременно входящие, как минимум, в одно из уравнений связи с фактическими невязками, не превышающими допустимые.

$$D_4 \subset E^{**} \cap B. \quad (9.43)$$

Геометрическая интерпретация логических условий (9.37), (9.40), (9.41), (9.43) отражена диаграммой Эйлера-Венна (рис. 9.6). Рассмотрим характерные примеры локализации грубых и систематических ошибок измерений.



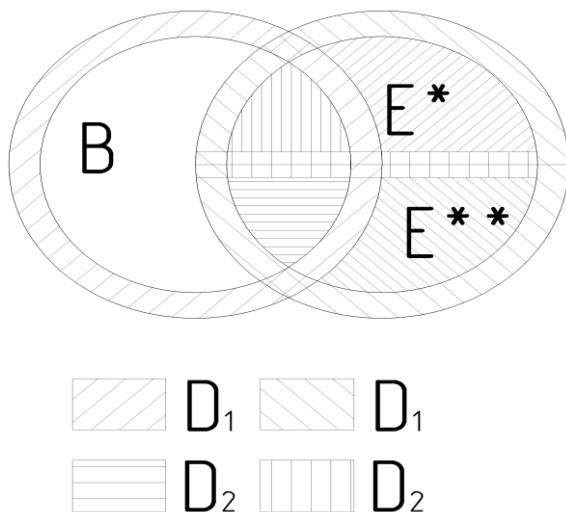


Рис. 9.6. Геометрическая интерпретация логических условий локализации грубых и систематических ошибок измерений

Если в одном или нескольких уравнениях связи фактические невязки превышают допустимые, то подозреваемые в недостоверности измерения могут принадлежать подмножеству  $D_1$ . Если подмножество  $D_1$  – пустое, то при одном уравнении с недопустимо большой фактической невязкой недостоверные измерения принадлежат подмножеству  $D_2$ , а при нескольких уравнениях с такими невязками – подмножеству  $D_3$ .

Когда нет переменных, входящих более чем в два уравнения связи, то при трех и более уравнениях связи с недопустимо большими фактическими невязками недостоверные измерения принадлежат подмножеству  $D_3$ , а если оно пустое, – подмножеству  $D_4$ .

### 9.5. Выбор замещающих значений при обнаружении недостоверных измерений аналоговых переменных

Для автоматического бесперебойного обеспечения достоверной информацией о состоянии электро- и теплоэнергетических объектов необходимо в темпе контроля и управления технологическими процессами программно выбирать замещающие значения аналого-

вых переменных (электрических токов, напряжений, мощностей, температур, давлений, расходов пара, газа, воды), измеренных с большими, выходящими за допустимые пределы, погрешностями.

Показателем качества замещения недостоверного результата измерения является рассогласование замещающего значения  $x_{\text{зам}}(t)$  и неизвестного истинного значения контролируемой переменной  $x(t)$ :

$$\Delta x_{\text{зам}}(t) = x_{\text{зам}}(t) - x(t). \quad (9.44)$$

С учетом случайного характера колебаний аналоговых переменных за критерий качества замещения принимаем минимум дисперсии рассогласования:

$$D(\Delta x_{\text{зам}}) = \min. \quad (9.45)$$

При выборе замещающих значений можно использовать следующие источники информации о контролируемых переменных:

- априорно известные границы диапазонов возможных значений переменных в нормальных режимах работы;
- результаты экстраполяции значений переменных на рассматриваемый момент времени на основе их известных вероятностных характеристик;
- уравнения взаимных связей между переменными.

В общем случае при наличии сразу нескольких источников информации возникает задача синтеза оптимальных замещающих значений [20].

**Выбор замещающих значений на основе известных границ изменений переменных.** В данном случае замещающее значение определяется как среднее в диапазоне возможных значений в нормальных условиях работы и является величиной постоянной:

$$x_{1\text{зам}}(t) = \frac{1}{2}(x_{\text{в}} + x_{\text{н}}), \quad (9.46)$$

где  $x_{\text{в}}$  – верхняя граница диапазона;

$x_{\text{н}}$  – нижняя граница диапазона.

Дисперсия ошибки такого способа замещения недостоверного измерения зависит от характера распределения вероятности переменной.

Плотность равномерного (прямоугольного) распределения

$$\varphi(x) = \begin{cases} (x_B - x_H)^{-1} & \text{при } x_H < x < x_B; \\ 0 & \text{при } x \leq x_H, x \geq x_B. \end{cases} \quad (9.47)$$

Дисперсия ошибки замещения равна дисперсии отклонений переменной от среднего значения  $D(x)$

$$D(\Delta x_{1 \text{ зам}}) = D(x) = 0,0833(x_B - x_H)^2. \quad (9.48)$$

Плотность нормального стандартизованного распределения определяется по формуле

$$\varphi(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \exp \left[ -\frac{1}{2} \left( \frac{x - \frac{1}{2}(x_B + x_H)}{\sqrt{D(x)}} \right)^2 \right]. \quad (9.49)$$

Дисперсия ошибки замещения, соответствующая вероятности пребывания переменной внутри диапазона  $(x_B - x_H)$

$$p(x_H < x < x_B) = 0,9973 (\text{правило } \pm \text{ три сигма}), \quad (9.50)$$

находится как

$$D(\Delta x_{1 \text{ зам}}) = 0,0278(x_B - x_H)^2. \quad (9.51)$$

Плотность экспоненциального лапласовского распределения

$$\varphi(x) = \frac{1}{2\beta} \exp \left[ -\frac{1}{2} \left( \frac{\left| x - \frac{1}{2}(x_B + x_H) \right|}{\beta} \right)^2 \right]. \quad (9.52)$$

Дисперсия ошибки замещения, соответствующая вероятности (9.50), при этом будет

$$D(\Delta x_{\text{зам}}) = 2\beta^2 = 0,0143(x_B - x_H)^2. \quad (9.53)$$

В чистом виде рассмотренные распределения вероятностей контролируемых переменных встречаются нечасто. В большинстве случаев имеют место какие-то комбинации различных законов распределения. Следует также учитывать влияние ограниченности объемов выборок, на основе которых определяются вероятностные характеристики переменных, и нестационарность последних. Кроме того, большое влияние на значение дисперсии ошибки замещения оказывает характерная для подобного типа вероятностных задач неопределенность выбора степени усеченности нормального и лапласовского законов распределения, т. е. задаваемые значения вероятности  $p(x_H < x < x_B)$ . Уменьшение этой вероятности приближает нормальное и лапласовское распределения к равномерному и увеличивает дисперсии ошибок замещения (9.51) и (9.52).

С учетом обозначенных неопределенности и неполноты исходной информации можно в первом приближении ориентироваться на верхнюю оценку дисперсии ошибки замещения, рассчитываемую по (9.48).

**Выбор замещающих значений с помощью экстраполирующих фильтров.** В качестве замещающего может использоваться экстраполированное значение контролируемой переменной  $x_3(t)$

$$x_{2\text{зам}}(t) = x_3(t). \quad (9.54)$$

Постановка задачи экстраполяции представлена на рис. 9.7.

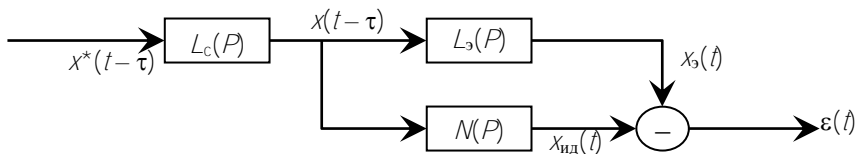


Рис. 9.7. Схема постановки задачи экстраполяции

Спектральная плотность случайных колебаний исходной контролируемой переменной может быть аппроксимирована выражением, соответствующим недифференцируемому случайному процессу:

$$S_{x^*}(P) = \frac{\alpha D(x^*)}{\pi(\alpha^2 - P^2)}, \quad (9.55)$$

где  $D(x^*)$  – дисперсия случайных колебаний переменной  $x^*$  относительно ее среднего значения на входе сглаживающего фильтра  $L_c(P)$ ;

$\alpha$  – коэффициент, характеризующий быстроту затухания автокорреляционной функции случайных колебаний переменной;

$P = \frac{d}{dt}$  – оператор дифференцирования.

Сглаживающий фильтр представляет собой апериодическое звено первого порядка

$$L_c(P) = \frac{1}{TP + 1}$$

с постоянной времени  $T$ , учитывающей инерционность измерительной аппаратуры и желаемое технологическое осреднение контролируемого процесса.

Оптимальный экстраполирующий фильтр  $L_3(P)$ , минимизирующий дисперсию рассогласования  $\varepsilon(t)$  экстраполированного значения переменной на выходе физически нереализуемого идеального фильтра  $N(P) = \exp(P\tau)$  и физически получаемой оценкой  $x_3(t)$ , содержит усилительное и дифференцирующее звенья:

$$L_3(P) = k_1 + k_2 P, \quad (9.57)$$

$$\text{где } k_1 = \frac{\exp(-\alpha\tau) - \alpha T \exp\left(-\frac{\tau}{T}\right)}{1 - \alpha T};$$

$$k_2 = \frac{T \left[ \exp(-\alpha\tau) - \exp\left(-\frac{\tau}{T}\right) \right]}{1 - \alpha T}; \quad (9.58)$$

$\tau$  – интервал экстраполяции, равный интервалу временной дискретизации.

На выходе фильтра (9.56) формируется экстраполированное значение переменной

$$x_3(t) = k_1 x(t - \tau) + k_2 \frac{dx(t - \tau)}{dt}. \quad (9.59)$$

Дисперсия ошибки экстраполяции определяется формулой

$$D(\varepsilon) = \left( 1 - k_1^2 - k_2^2 \frac{\alpha}{T} \right) D(x). \quad (9.60)$$

С увеличением интервала экстраполяции  $\tau$  и коэффициента затухания автокорреляционной функции  $\alpha$  дисперсия ошибки экстраполяции возрастает и стремится к дисперсии отклонений переменной относительно среднего значения. Следовательно, верхняя оценка ошибки замещения по условию (9.54) совпадает при оптимальной экстраполяции с дисперсией ошибки замещения (9.48) по условию (9.46):

$$D(\Delta x_{2\text{зам}}) = \lim_{\tau(\alpha) \rightarrow \infty} D(\varepsilon) = D(x). \quad (9.61)$$

При неполной информации о вероятностных характеристиках переменных экстраполяция осуществляется по правилу «без изменений» и в качестве замещающего значения берется последний достоверный результат измерения, т. е.

$$X_{2\text{зам}}(t) = X_3(t) = X(t - \tau), \quad (9.62)$$

то верхняя оценка дисперсии ошибки замещения в два раза превышает дисперсию при оптимальной экстраполяции:

$$D(\Delta X_{2\text{зам}}) = \lim_{\tau(\alpha) \rightarrow \infty} D(\varepsilon) = 2D(X). \quad (9.63)$$

**Выбор замещающих значений на основе взаимных связей.**  
 Линеаризованная система уравнений связи после подстановки результатов измерений переменных в общем случае имеет вид

$$\sum_{i=1}^k \alpha_{ji} X_i + C_j - \delta_j, \quad j=1, 2, \dots, r, \quad (9.64)$$

где  $k$  – число измеряемых переменных;

$\alpha_{ji}$  – коэффициенты, принимающие значения  $\alpha_{ji} = \pm 1$ ;

$C_j$  – постоянный член  $j$ -го уравнения связи;

$\delta_j$  – невязка  $j$ -го уравнения связи;

$r$  – общее число независимых и зависимых уравнений связи.

В случае одного локализованного недостоверного измерения  $X_s$  замещающее его значение определяется выражением

$$X_{3\text{зам}(s)} = \frac{1}{q} \sum_{j=1}^q (X_s - \alpha_{js} \delta_j) \quad (9.65)$$

при условии, если соблюдаются ограничения

$$\delta_j^* \leq \delta_{j\text{доп}}, \quad j=1, 2, \dots, r, \quad (9.66)$$

где  $q$  – число независимых и зависимых уравнений связи ( $q \leq r$ ) с невязками, превышающими допустимые значения  $\delta_j$ ; последние рассчитываются в зависимости от погрешностей измерительной аппаратуры;

$\delta_j^*$  – невязка  $j$ -го уравнения после подстановки в него замещающего значения.

Дисперсия ошибки замещения по условию (9.65) с учетом (9.64) определяется по формуле

$$D(\Delta X_{3\text{зам}}) = \frac{1}{q^2} \left[ \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq s}}^k D(\Delta X_j) + \sum_{j=1}^q D(\Delta C_j) \right], \quad (9.67)$$

где  $D(\Delta X_j)$  – дисперсия нормированной погрешности измерения  $i$ -й переменной;

$D(\Delta C_j)$  – то же, погрешности задания постоянного члена  $j$ -го уравнения связи.

В случае несовместности скорректированного решения, когда отсутствует замещающее значение, удовлетворяющее ограничению (9.66), можно найти наилучшее приближение несовместного режима по критерию минимума максимального модуля уклонения невязок уравнений связи от допустимых значений.

*Синтез оптимальных замещающих значений.* Если при обнаружении недостоверного результата измерения имеется возможность найти замещающее значение сразу несколькими способами, то целесообразно синтезировать средневзвешенное замещающее значение, в среднем более близкое к неизвестному истинному, чем отдельно определяемые замещающие значения:

$$X_{\text{зам}} = \frac{\omega_1 X_{1\text{зам}} + \omega_2 X_{2\text{зам}} + \omega_3 X_{3\text{зам}}}{\omega_1 + \omega_2 + \omega_3}, \quad (9.68)$$

где  $\omega_1, \omega_2, \omega_3$  – весовые коэффициенты, обратно пропорциональные дисперсиям замещения различными способами;

$$\omega_1 = \frac{1}{D(\Delta X_{1\text{зам}})}; \quad \omega_2 = \frac{1}{D(\Delta X_{2\text{зам}})}; \quad \omega_3 = \frac{1}{D(\Delta X_{3\text{зам}})}; \quad (9.69)$$

Дисперсия ошибки определения средневзвешенного замещающего значения рассчитывается по формуле

$$D(\Delta X_{\text{зам}}) = \frac{1}{(\omega_1 + \omega_2 + \omega_3)^2} \left[ \omega_1^2 D(\Delta X_{1\text{зам}}) + \omega_2^2 D(\Delta X_{2\text{зам}}) + \omega_3^2 D(\Delta X_{3\text{зам}}) \right]. \quad (9.70)$$



## 10. МНОГОПРИЗНАКОВЫЙ КОНТРОЛЬ ДОСТОВЕРНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ АНАЛОГОВЫХ ПЕРЕМЕННЫХ

### 10.1. Цели и задачи многопризнакового контроля достоверности измерений

Результаты контроля достоверности измерений аналоговых переменных носят вероятностный характер. При этом необходимо учитывать неизбежность ошибок первого рода (необоснованных решений о наличии грубых ошибок) и ошибок второго рода (пропусков ошибок). Поскольку ни один из этих методов не может гарантировать стопроцентное выявление недостоверных данных, возникает идея организации многопризнакового контроля достоверности.

Целью многопризнакового контроля является достижение заданной или максимальной достоверности распознавания ошибок путем одновременного применения нескольких методов контроля, т. е. на основании нескольких диагностических признаков. При таком подходе недостоверные данные обнаруживаются совместной обработкой результатов контроля всеми возможными методами.

Повышение результирующей вероятности правильного распознавания ошибок может быть достигнуто, во-первых, путем выбора наиболее оптимальной структуры совместной обработки результатов распознавания одних и тех же ошибок различными методами на основе упорядоченного выбора (логические схемы «и», «или», мажоритарные и близкие к ним схемы).

Во-вторых, поскольку в двухальтернативных методах контроля достоверности границы принятия решения о наличии (отсутствии) ошибок оптимизировались отдельно для каждого метода, т. е. ставилась задача оптимизации границ принятия решения в более широком смысле. Совместно определяются границы принятия решения во всех методах контроля с учетом различных возможных логических структур обработки результатов контроля этими методами.

В качестве контроля эффективности многопризнакового контроля достоверности принимается минимум средней цены многократно принимаемого решения о наличии или отсутствии ошибок измерений. Средняя цена является функцией всех границ принятия решения и структуры обработки результатов контроля.

Принципиальная возможность многопризнакового контроля достоверности обосновывается наличием информационной избыточности в различных ее формах: априорной и апостериорной. Последняя может быть структурной (за счет дублирования и троирование датчиков) и функциональной (за счет взаимных связей между переменными).

Одним из эффективных методов использования информационной избыточности является мажоритарное резервирование.

Исходной по теории мажоритарных преобразований является идея Дж. фон Неймана, состоящая в применении принципа выбора по большинству «голосов», в соответствии с которым из нескольких возможных значений сигналов выбирается то, которое принято по большинству информационно-измерительных каналов, в роли которых выступают различные однопризнаковые методы контроля. Последние могут дифференцироваться приданием каждому из них веса, отражающего эффективность распознавания ошибок данным методом контроля. Возможен учет этих весов в неявной форме при получении зависимости средней цены многократного распознавания ошибок от границ принятия решения и структуры совместной обработки результатов распознавания ошибок различными методами [18].

## 10.2. Методика многопризнакового контроля достоверности измерений

Полная группа состояний, характеризующих все возможные сочетания результатов работы нескольких методов контроля, синтезированных в данном многопризнаковом контроле, описывается биномиальным разложением вида

$$\prod_{i=1}^m (D_i + F_{i1} + F_{i2}) = 1. \quad (10.1)$$

где  $D_i$  – вероятность правильного распознавания грубой ошибки измерения контролируемой переменной по  $i$ -му признаку, соответствующему  $i$ -му методу контроля;

$F_{i1}$  – вероятность ошибки первого рода, т. е. необоснованного решения о наличии грубой ошибки измерения по  $i$ -му признаку (ложной тревоги);

$F_{12}$  – вероятность ошибки второго рода, то есть необоснованного решения об отсутствии грубой ошибки измерения по  $i$ -му признаку (пропуска ошибки);

$m$  – число диагностических признаков (методов контроля).

Оптимальные границы принятия решения о наличии или отсутствии грубых ошибок измерений при многопризнаковом контроле определяются по критерию минимума средней цены многократного распознавания ошибок:

$$\min C_{\text{cp}} = \min_{1 \leq i \leq s} [(1 - q) c_1 F_{i1} + q c_2 F_{i2}], \quad (10.2)$$

где  $s$  – число потенциально возможных логических структур обработки результатов контроля достоверности;

$q$  – априорная вероятность грубой ошибки измерения;

$c_1$  – цена ошибки измерения 1-го рода;

$F_{11}$  – результирующая вероятность ошибки измерения 1-го рода (с учетом результатов контроля по всем диагностическим признакам);

$c_2$  – цена ошибки измерения 2-го рода;

$F_{12}$  – результирующая вероятность ошибки измерения второго рода (с учетом результатов контроля по всем диагностическим признакам).

Поскольку цена правильного распознавания грубой ошибки равна нулю, в критерии (10.2) отсутствует вероятность правильного распознавания ошибки.

Результирующие вероятности ошибок  $F_{11}$ ,  $F_{12}$  являются функциями вероятностей ошибок  $F_{i1}$ ,  $F_{i2}$  и зависят также от логической структуры совместной обработки результатов многопризнакового контроля достоверности. Рассмотрим методику определения  $F_{11}$ ,  $F_{12}$  на примере трехпризнакового контроля, когда  $m = 3$  (при  $m = 1$  получаем один из рассмотренных ранее однопризнаковых методов контроля).

Общее количество комбинаций состояний многопризнакового контроля достоверности, отражающих всю совокупность результатов работы отдельных методов контроля, определяется зависимостью

$$N = 3^m. \quad (10.3)$$

При трехпризнаковом контроле  $N = 3^m = 27$ .

Запишем эти комбинации, воспользовавшись формулой биномиального разложения (10.1):

$$\begin{aligned}
 & D_1 D_2 D_3 + D_1 D_2 F_{31} + D_1 D_2 F_{32} + D_1 D_3 F_{21} + D_1 F_{21} F_{31} + D_1 F_{21} F_{32} + \\
 & + D_1 D_3 F_{22} + D_1 F_{22} F_{31} + D_1 F_{22} F_{32} + D_1 D_3 F_{11} + D_1 F_{11} F_{31} + F_{11} F_{21} F_{32} + \\
 & + D_3 F_{11} F_{22} + F_{11} F_{22} F_{31} + F_{11} F_{22} F_{32} + D_3 F_{12} F_{21} + F_{11} F_{21} F_{31} + \quad (10.4) \\
 & + F_{12} F_{21} F_{22} + D_3 F_{12} F_{22} + F_{12} F_{22} F_{31} + F_{12} F_{22} F_{32} + D_2 F_{11} F_{32} + \\
 & + D_2 D_3 F_{12} + D_2 F_{12} F_{31} + D_2 F_{12} F_{32} + D_3 F_{11} F_{21} + F_{11} F_{21} F_{31} = 1.
 \end{aligned}$$

При трехпризнаковом контроле достоверности возможны следующие логические структуры обработки результатов контроля:

1) логическая схема совпадений «и», когда результирующее решение о наличии грубой ошибки измерения принимается, если все три признака (метода) свидетельствуют о ее наличии;

2) собирательная логическая схема «исключающее или», когда результирующее решение о наличии грубой ошибки измерения принимается, если о ее наличии свидетельствует только один из трех признаков (методов);

3) мажоритарная схема «два из трех», когда результирующее решение о наличии грубой ошибки измерения принимается, если о ее наличии свидетельствуют два из трех признаков (методов).

Для определения результирующих вероятностей ошибок  $F_{11}$ ,  $F_{12}$  воспользуемся методикой, аналогичной применяемой для анализа надежности систем, состоящих из элементов с тремя состояниями. Ошибка первого рода (ложная тревога) эквивалентна в данном случае понятию отказа цепи типа «короткое замыкание», а ошибка второго рода (пропуск) эквивалентна понятию отказа типа «обрыв цепи».

Выражение для вероятности ошибки 2-го рода при логической схеме совпадений «и» содержит следующие члены:

$$\begin{aligned}
 F_{(И)2} = & D_1 D_2 F_{32} + D_1 F_{21} F_{32} + D_1 D_3 F_{22} + D_1 F_{31} F_{22} + D_1 F_{22} F_{32} + \\
 & + D_2 F_{11} F_{32} + D_2 D_3 F_{12} + D_2 F_{12} F_{32} + F_{11} F_{21} F_{32} + D_3 F_{11} F_{22} + \\
 & + F_{11} F_{22} F_{31} + F_{11} F_{22} F_{32} + D_3 F_{12} F_{21} + F_{12} F_{21} F_{32} + D_3 F_{12} F_{22} + \quad (10.5) \\
 & + F_{12} F_{22} F_{31} + F_{12} F_{22} F_{32} + F_{11} F_{22} F_{32} + F_{12} F_{21} F_{31}.
 \end{aligned}$$

Поскольку  $D_i = 1 - F_{i1} - F_{i2}$ , из (10.5) получаем окончательное выражение для результирующей вероятности ошибки 2-го рода при логической схеме совпадений «и»:

$$F_{(и)2} = 1 - (1 - F_{12})(1 - F_{22})(1 - F_{32}). \quad (10.6)$$

При равнонадежных методах контроля, когда  $F_{12} = F_{22} = F_{32} = F_2$ , получаем

$$F_{(и)2} = 1 - (1 - F_2)^3. \quad (10.7)$$

Можно показать, что при  $m$ -признаковом контроле достоверности

$$F_{(и)2} = 1 - (1 - F_2)^m. \quad (10.8)$$

Поступая таким же образом при выводе выражения для результирующей вероятности ошибки 1-го рода, имеем

$$F_{(и)1} = F_{11} F_{21} F_{31}. \quad (10.9)$$

При равнонадежных методах контроля, когда  $F_{11} = F_{21} = F_{31} = F_1$ , получаем

$$F_{(и)1} = F_1^3. \quad (10.10)$$

При  $m$ -признаковом контроле достоверности имеем

$$F_{(и)1} = F_1^m. \quad (10.11)$$

Выражение для вероятности ошибки первого рода при собирательной логической схеме «исключающее или» содержит следующие члены:

$$\begin{aligned} F_{(или)1} = & D_1 D_2 F_{31} + D_1 D_3 F_{21} + D_1 F_{32} F_{21} + D_1 F_{22} F_{32} + \\ & + D_2 D_3 F_{11} + D_2 F_{11} F_{32} + D_3 F_{11} F_{22} + F_{11} F_{22} F_{32} + \\ & + D_2 F_{12} F_{31} + D_3 F_{12} F_{21} + F_{12} F_{21} F_{32} + F_{12} F_{22} F_{31} \end{aligned} \quad (10.12)$$

С учетом того, что  $D_i = 1 - F_{i1} - F_{i2}$ , из (10.12) получаем окончательное выражение для результирующей вероятности ошибки первого рода при схеме «исключающее или»

$$F_{(\text{или})1} = 3F_{11}F_{21}F_{31} - 2(F_{11}F_{21} + F_{11}F_{31} + F_{21}F_{31}) + F_{11} + F_{21} + F_{31}. \quad (10.13)$$

При равнонадежных методах контроля получаем

$$F_{(\text{или})1} = 3F_1(1 - F_1)^2. \quad (10.14)$$

Результирующая вероятность ошибки второго рода при схеме обработки «исключающее или»

$$F_{(\text{или})2} = F_{12}F_{22}F_{32}. \quad (10.15)$$

При равнонадежных методах контроля формула (10.15) принимает вид

$$F_{(\text{или})2} = F_2^3. \quad (10.16)$$

При  $m$ -признаковом контроле имеем

$$F_{(\text{или})2} = F_2^m. \quad (10.17)$$

Рассмотрим мажоритарную схему «два из трех». Выражение для вероятности ошибки первого рода содержит следующие члены:

$$F_{(M)1} = D_1F_{21}F_{31} + D_2F_{11}F_{31} + D_3F_{11}F_{21} + F_{11}F_{21}F_{31} + F_{11}F_{21}F_{32} + F_{11}F_{22}F_{31} + F_{12}F_{21}F_{31}. \quad (10.18)$$

В окончательном виде получаем

$$F_{(M)1} = F_{21}(F_{11} + F_{31}) + F_{11}F_{31} - 2F_{11}F_{21}F_{31}. \quad (10.19)$$

При равнонадежных методах контроля имеем

$$F_{(M)1} = F_1^2(3 - 2F_1). \quad (10.20)$$

Аналогичную (10.18) структуру имеет выражение для вероятности ошибки второго рода

$$F_{(M)2} = D_1F_{22}F_{32} + D_2F_{12}F_{32} + F_{11}F_{22}F_{32} + F_{12}F_{21}F_{32} + \\ + D_3F_{12}F_{22} + F_{13}F_{22}F_{31} + F_{12}F_{22}F_{32}. \quad (10.21)$$

В окончательном виде получаем

$$F_{(M)2} = F_{22}(F_{12} + F_{32}) + F_{12}F_{32} - 2F_{12}F_{22}F_{32}. \quad (10.22)$$

При равнонадежных методах контроля имеем

$$F_{(M)2} = F_2^2(3 - 2F_2). \quad (10.23)$$

Вероятности ошибок принятия решения о наличии одной и той же грубой ошибки измерения  $F_{1i}$ ,  $F_{2i}$  при контроле достоверности по каждому  $i$ -му диагностическому признаку ( $i = 1, \dots, \tau$ ) являются функциями соответствующих границ принятия решения. Варьируя эти границы, можно найти их оптимальные значения, соответствующие критерию (10.2) для каждой из возможных логических структур совместной обработки результатов контроля по различным признакам. Затем, сопоставляя полученные минимальные величины средней цены многократного распознавания ошибок  $C_{cp}$  ( $l = 1, \dots, S$ ) по всем диагностическим признакам, синтезируем оптимальную структуру многопризнакового контроля достоверности.

## **11. ПОВЫШЕНИЕ ТОЧНОСТИ ДОСТОВЕРНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ АНАЛОГОВЫХ ПЕРЕМЕННЫХ**

### **11.1. Постановка задачи уточнения измерений взаимосвязанных аналоговых переменных**

Понятие надежности измерительной аналоговой информации включает в себя понятия достоверности и точности. Достоверными считаются результаты измерений переменных, соответствующие нормированной точности информационно-измерительных каналов, включая датчики информации, преобразующие устройства, линии связи.

Надежность собираемой информации можно характеризовать также точностью результатов измерений. В данной главе рассматриваются возможности повышения точности измерений аналоговых переменных, функционально связанных между собой.

Сложность и стоимость измерительной аппаратуры резко возрастают с повышением точности получаемых результатов измерений. Поэтому наряду с совершенствованием материальной базы средств измерений большой интерес вызывают расчетные методы уточнения показаний приборов. Основой для такой постановки вопроса является информационная избыточность, обеспечиваемая как результатами прямых измерений переменных, так и учетом взаимных функциональных связей между измеряемыми аналоговыми переменными. Расчетные методы повышения точности тем более привлекательны, что для их реализации достаточно иметь уже известную апостериорную информацию, т. е. результаты измерений, и априорную информацию (систему уравнений связи, регламентированную точность измерительных каналов), используемые для выявления грубых и систематических ошибок измерений.

Оптимальная коррекция показаний приборов путем вычислений по существу эквивалентна замене установленной измерительной аппаратуры на более точную. Эта задача решается методами статистического оценивания, применяемыми в различных областях техники. Применение методов статистического оценивания в электроэнергетике наиболее полно обобщено в монографии А. З. Гамма [21].

В результате проведения статистического оценивания получают эффективные и оптимальные оценки измеряемых перемен-



ных, т. е. такие их скорректированные (уточненные) значения, дисперсии ошибок которых меньше известных априорных дисперсий ошибок информационно-измерительных каналов. Эффективность и оптимальность оценок гарантируется, если принята математическая модель оценивания соответствует фактически имеющим место условиям, при которых производятся измерения переменных. Основные постулаты, на которых основывается исходная математическая модель статистического оценивания, следующие:

1. Случайные ошибки измерений подчиняются нормальному (гауссовскому) или лапласовскому закону распределения.

2. Отсутствуют грубые ошибки измерений, т. е. ошибки, выходящие за пределы гарантированной точности.

3. Отсутствуют систематические ошибки измерений переменных и методические ошибки описания взаимных связей между переменными.

4. Веса целевой функции учитывают неодинаковую точность измерений различных переменных.

5. Отсутствуют инерционные (динамические) связи между переменными, образующими уравнения связи.

6. Оценивание осуществляется в нормальных (неварийных) режимах работы оборудования.

Неучет ряда факторов (например, инерционных, или динамических связей) и практически неизбежно возникающие и накапливающиеся с течением времени отклонения от принятой математической модели приводят к снижению эффективности статистического оценивания. При достаточно большом несоответствии модели реальным условиям работы алгоритма дисперсии получаемых оценок могут превзойти дисперсии ошибок измерений.

Практическая ценность статистического оценивания зависит от указанных обстоятельств. Поэтому должны рассматриваться дополнительно следующие задачи:

1) определение предельно допустимых границ отклонений исходной математической модели, при выходе за которые статистическое оценивание неэффективно;

2) разработка адаптивных методов статистического оценивания, в которых осуществляется оперативная коррекция параметров математической модели на основе накапливаемой ретроспективной информации о результатах измерений и статистического оценивания.

## 11.2. Статистическое оценивание измерений аналоговых переменных

Взаимные функциональные связи между измеряемыми аналоговыми электрическими переменными (токами, напряжениями, мощностями и энергиями) на электрических станциях и подстанциях в отличие от электрических сетей с достаточно большой точностью аппроксимируются линейными функциями ввиду пренебрежимо малых потерь мощности и энергии в токоведущих элементах. Аналогичная ситуация имеет место и для теплотехнических измерений давлений, температур, расходов и количеств различных теплоносителей и материальных потоков.

Уравнения связи называем точными («жесткими»), когда они описывают функциональные связи между переменными практически без ошибок и невязки (небалансы) уравнений связи равны нулю при подстановке в последние истинных значений переменных  $X_1, X_2, \dots, X_k$ :

$$\begin{cases} b_{11}X_1 + b_{12}X_2 + b_{13}X_3 + \dots + b_{1k}X_k + C_1 = 0; \\ b_{21}X_1 + b_{22}X_2 + b_{23}X_3 + \dots + b_{2k}X_k + C_2 = 0; \\ \dots \\ b_{r1}X_1 + b_{r2}X_2 + b_{r3}X_3 + \dots + b_{rk}X_k + C_r = 0, \end{cases} \quad (11.1)$$

где  $b_{11}, b_{12}, \dots, b_{rk}$  – коэффициенты при оцениваемых переменных;  
 $C_1, C_2, \dots, C_r$  – свободные члены, объединяющие переменные, не оцениваемые по каким-либо причинам и принимаемые константами, равными результатам измерений или расчетов (например, потери мощности или энергии в силовых трансформаторах);

$k$  – число оцениваемых переменных;

$r$  – число независимых уравнений связи.

Система уравнений связи (11.1) состоит из независимых уравнений и совместна. Измерив  $m = k - r$  переменных, можно однозначно определить недостающие значения остальных переменных из этой системы.

В отличие от задачи выявления грубых и систематических ошибок измерений взаимосвязанных аналоговых переменных при статистическом оценивании необходимо учитывать только независимые уравнения связи.

В случае нелинейных уравнений связи предварительно осуществляется их линеаризация известными в математике способами.

Необходимым условием возможности проведения статистического оценивания является наличие информационной избыточности. Последняя имеет место при числе одновременно производимых измерений  $m > (k - r)$  и может характеризоваться величиной показателя

$$q = m - (k - r). \quad (11.2)$$

Если число одновременных измерений равно числу оцениваемых переменных, информационная избыточность однозначно определяется числом независимых уравнений связи, то есть  $q = r$ .

В рассматриваемом случае, когда  $q > 0$ , имеет место информационная избыточность. Разрешив путем последовательного исключения переменных систему уравнений (11.1) относительно результатов измерений переменных  $\bar{x}_1, \bar{x}_2$  (в общем случае может быть  $m > k$ ) и введя в рассмотрение невязки, обусловленные ошибками отдельных измерений  $\sigma_{1и}, \sigma_{2и}, \dots, \sigma_{ми}$ , получаем систему уравнений вида

$$\begin{cases} \bar{x}_1 = a_{12}x_2 + a_{13}x_3 + \dots + b_{1k} + c_1^* + \delta_{1и}; \\ \bar{x}_2 = a_{21}x_1 + a_{23}x_3 + \dots + b_{2k} + c_2^* + \delta_{2и}; \\ \dots \\ \bar{x}_m = a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + \dots + b_{mk} + c_m^* + \delta_{ми}; \end{cases} \quad (11.3)$$

где константы  $c_1^*, \dots, c_m^*, c_1^*, c_1^*$  в общем случае – комбинации констант  $c_1, c_2, \dots, c_r$ .

Объединение систем уравнений (11.1) и (11.3) дает фундаментальную систему  $(r + m)$  уравнений с  $k$  неизвестными:

$$\left\{ \begin{array}{l} b_{11}x_1 + b_{12}x_2 + b_{13}x_3 + \dots + b_{1k}x_k + c_1 = 0; \\ b_{21}x_1 + b_{22}x_2 + b_{23}x_3 + \dots + b_{2k}x_k + c_2 = 0; \\ \dots \\ b_{r1}x_1 + b_{r2}x_2 + b_{r3}x_3 + \dots + b_{rk}x_k + c_r = 0; \\ \overline{x_1} = a_{12}x_2 + a_{13}x_3 + \dots + b_{1k} + c_1^* = \delta_{1и}; \\ \overline{x_2} = a_{21}x_1 + a_{23}x_3 + \dots + b_{2k} + c_2^* = \delta_{2и}; \\ \dots \\ \overline{x_m} = a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + \dots + b_{mk} + c_m^* = \delta_{ми}. \end{array} \right. \quad (11.4)$$

Если пренебречь ошибками измерений и положить все невязки  $\delta_{и} = 0$ , получим избыточную (переопределенную) и в общем случае противоречивую (несовместную) систему уравнений. Противоречие это носит искусственный характер, поскольку обусловлено ложным предположением о равенстве нулю ошибок всех измерений.

Поскольку число уравнений в избыточной фундаментальной системе (11.4) превышает число неизвестных, выбирая в последней разные наборы  $k$  уравнений, можно получить разные значения неизвестных. Определяемые в процессе решения оптимальные оценки (наиболее вероятные значения) переменных в общем случае будут отличны от результатов их измерений.

Фундаментальная система уравнений (11.4) может иметь множество решений. Если выбранные критерии и метод статистического оценивания соответствуют истинной плотности вероятности распределения ошибок измерений, то в результате применения этого метода получаются однозначные максимально правдоподобные оценки, асимптотическая эффективность которых равна единице. Например, нормальному (гауссовскому) закону распределения соответствует метод наименьших взвешенных квадратов или эквивалентный ему при таком распределении метод максимального правдоподобия. Закону распределения Лапласа соответствует метод взвешенных модулей.

В большинстве технических приложений ошибки измерений, соответствующие паспортным данным приборов, подчиняются нормальному закону распределения. Это относится и к измерениям элек-

трических и теплотехнических переменных. Когда точностные характеристики измерений недостаточно хорошо известны или не стабильны во времени, целесообразно принять более осторожное предположение о распределении случайных ошибок по закону Лапласа.

Перед проведением статистического оценивания необходимо убедиться в отсутствии грубых и систематических ошибок измерений. Если такие ошибочные данные присутствуют, их следует локализовать и заменить наиболее вероятными значениями, а уже затем осуществлять оценивание.

Оптимальные оценки, получаемые методом наименьших взвешенных квадратов, должны при условии обязательного выполнения жесткой системы ограничений (11.1) удовлетворять критерию

$$\begin{aligned} \Phi &= \rho_1 \delta_{1и}^2 + \rho_2 \delta_{2и}^2 + \dots + \rho_m \delta_{mи}^2 = \rho_1 (\bar{x}_1 - a_{12}x_2 - a_{13}x_3 - \dots \\ &\dots - a_{1k}x_k - c_1^*)^2 + \rho_2 (\bar{x}_2 - a_{21}x_1 - a_{23}x_3 - \dots - a_{2k}x_k - c_2^*)^2 + \dots \\ &\dots + \rho_m (\bar{x}_m - a_{m1}x_1 - a_{m2}x_2 - \dots - a_{mk}x_k - c_m^*)^2 = \\ &= \rho_1 (\bar{x}_1 - x_1)^2 + \rho_2 (\bar{x}_2 - x_2)^2 + \dots + \rho_m (\bar{x}_m - x_m)^2 = \min, \end{aligned} \quad (11.5)$$

где  $\rho_1, \rho_2, \dots, \rho_m$  – весовые коэффициенты.

После введения неопределенных множителей Лагранжа  $\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_r$  перепишем критерий (11.5) с учетом ограничений (11.1) в следующем виде:

$$\Phi^* = \Phi + \lambda_1 \psi_1 + \lambda_2 \psi_2 + \dots + \lambda_r \psi_r = \min, \quad (11.6)$$

где  $\psi_1, \psi_2, \dots, \psi_r$  – уравнения связи, т. е. левые части жесткой системы уравнений (11.1).

Таким образом, определение оптимальных оценок сводится к минимизации функции  $(m + r)$  переменных  $\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_r$ :

$$\begin{aligned} \Phi &= \rho_1 (\bar{x}_1 - x_1)^2 + \rho_2 (\bar{x}_2 - x_2)^2 + \dots + \rho_m (\bar{x}_m - x_m)^2 + \\ &\quad + \lambda_1 (b_{11}x_1 + b_{12}x_2 + b_{13}x_3 + \dots + b_{1k}x_k + c_1) + \\ &\quad + \lambda_2 (b_{21}x_1 + b_{22}x_2 + b_{23}x_3 + \dots + b_{2k}x_k + c_2) + \dots \\ &\quad \dots + \lambda_r (b_{r1}x_1 + b_{r2}x_2 + b_{r3}x_3 + \dots + b_{rk}x_k + c_r) = \min. \end{aligned} \quad (11.7)$$

Необходимые условия экстремума функции (11.7) дают  $m$  уравнений вида

$$\frac{d\Phi^*}{d\hat{x}_1} = \frac{d\Phi^*}{d\hat{x}_2} = \dots = \frac{d\Phi^*}{d\hat{x}_m} = 0 \quad (11.8)$$

и  $l$  уравнений связи (11.1).

В матричной форме записи решение системы уравнений (11.8), (11.1) выглядит следующим образом:

$$X = \bar{X} + V, \quad (11.9)$$

где  $X$  – вектор оптимальных оценок переменных;

$\bar{X}$  – вектор результатов измерений;

$V = [V_i]$  – вектор оптимальных поправок, определяемый по формуле

$$V = -P^{-1} B^T G^{-1} \Delta, \quad (11.10)$$

где  $P^{-1}$  – матрица, обратная диагональной матрице весовых коэффициентов  $P = [\rho_i]$ ;

$B^T = [b^i]^T$  – транспонированная матрица  $B$  коэффициентов системы уравнений связи (11.1);

$G^{-1}$  – матрица, обратная матрице

$$G = BPB; \quad (11.11)$$

$\Delta = [\delta_j]$  – вектор невязок уравнений связи, определяемых подстановкой в (11.1) результатов измерений всех переменных.

Входящие в (11.10) и (11.11) векторы и матрицы раскрываются следующим образом:

$$\hat{X} = \begin{pmatrix} \hat{x}_1 \\ \hat{x}_2 \\ \dots \\ \hat{x}_m \end{pmatrix}; \quad \bar{X} = \begin{pmatrix} \bar{x}_1 \\ \bar{x}_2 \\ \dots \\ \bar{x}_m \end{pmatrix}; \quad \Delta = \begin{pmatrix} \delta_1 \\ \delta_2 \\ \dots \\ \delta_m \end{pmatrix}; \quad (11.12)$$

$$P = \begin{pmatrix} \rho_1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \rho_2 & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & \dots & \rho_m \end{pmatrix}; \quad B = \begin{pmatrix} b_{11} & b_{12} & \dots & b_{1m} \\ b_{21} & b_{22} & \dots & b_{2m} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ b_{r1} & b_{r2} & \dots & b_{rm} \end{pmatrix}.$$

Недиагональные элементы матрицы весовых коэффициентов  $P$  приняты в данном случае равными нулю, что соответствует некоррелированным ошибкам измерений. Коррелированность ошибок измерений может быть учтена заданием значений соответствующих недиагональных элементов, отличных от нуля.

Рассчитанные по формуле (11.9) оценки будут оценками максимального правдоподобия и, следовательно, будут иметь максимально возможную точность при условии, что весовые коэффициенты назначены в виде величин, обратных дисперсиям ошибок отдельных измерений  $\delta_1^2, \delta_2^2, \dots$

$$\rho_1 = \frac{1}{\sigma_1^2}; \quad \rho_2 = \frac{1}{\sigma_2^2}; \quad \dots; \quad \rho_m = \frac{1}{\sigma_m^2}. \quad (11.13)$$

Дисперсии негрубых ошибок измерений  $\delta_1^2, \delta_2^2$  рассчитываются по формуле (8.2).

Дисперсии  $\hat{\sigma}_1^2, \hat{\sigma}_2^2, \dots$  характеризующие точность оценок, представляют собой диагональные элементы ковариационной матрицы:

$$\hat{D} = P^{-1} - P^{-1} B^T G^{-1} B P^{-1}, \quad (11.14)$$

где

$$\hat{D} = \begin{vmatrix} \hat{\sigma}_1^2 & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \hat{\sigma}_2^2 & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \hat{\sigma}_m^2 \end{vmatrix}, \quad (11.15)$$

При соблюдении указанных выше ограничений дисперсии оценок при использовании весовых коэффициентов (11.13) меньше дисперсий ошибок измерений, и эта разница возрастает с увеличением информационной избыточности.



## 12. КОНТРОЛЬ ДОСТОВЕРНОСТИ СИГНАЛИЗАЦИИ ПОЛОЖЕНИЙ КОММУТАЦИОННЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

### 12.1. Математическая модель контроля достоверности положений коммутационных электрических аппаратов

Сигнализация положений коммутационной аппаратуры (автоматических выключателей, разъединителей, заземляющих ножей) обеспечивается на основе первичной информации о состоянии двухпозиционных датчиков, контролирующих положения соответствующих аппаратов.

Недовключение или недовыключение («зависание») вспомогательных блок-контактов коммутационных аппаратов приводит к ошибкам системы сигнализации о положении аппаратов и обусловленным этими ошибками неверным действиям оперативного диспетчерского персонала станций (подстанций).

Несоответствие результатов сигнализации фактическому положению коммутационных аппаратов может быть вызвано также влиянием электромагнитных помех, возникающих при работе различных потребителей электрической энергии.

Обнаружение ошибок сигнализации возможно при наличии информационной избыточности. При контроле достоверности дискретных переменных, рассматриваемых без учета результатов измерений связанных с ними аналоговых переменных, избыточность может быть обеспечена благодаря тому, что сигнализация о положении одного коммутационного аппарата осуществляется по двум каналам. В одном из этих каналов задействован вспомогательный замыкающий блок-контакт электропривода аппарата, в другом – размыкающий блок-контакт. Тогда характеристика положения аппарата в терминах булевой алгебры описывается следующим образом:

$$\begin{cases} k_{\text{откл}} = 1; \\ k_{\text{вкл}} = 0, \end{cases} \text{ если аппарат отключен;} \quad (12.1)$$

$$\begin{cases} k_{\text{откл}} = 0; \\ k_{\text{вкл}} = 1, \end{cases} \text{ если аппарат включен.} \quad (12.2)$$

Потенциальные возможности обнаружения ошибок сигнализации положений коммутационных аппаратов резко возрастают при совместном рассмотрении результатов сигнализации о дискретных переменных и измерениях аналоговых переменных. Возможны два подхода к контролю достоверности. При первом вначале производится контроль достоверности измерений аналоговых переменных рассмотренными ранее методами. Затем результаты сопоставляются с прошедшими контроль аналоговыми переменными, и при наличии технологических противоречий определяется недостоверная информация о положении коммутационной аппаратуры.

Альтернативой является комбинированный контроль, когда одновременно выявляются как ошибки сигнализации, так и грубые ошибки измерений аналоговых переменных.

При совместном анализе результатов сигнализации и измерений становится возможным произвести контроль достоверности и в том случае, когда сигнализация о положении аппарата осуществляется по одному каналу:

$$k = 0, \text{ если аппарат отключен;} \quad (12.3)$$

$$k = 1, \text{ если аппарат включен.}$$

Аналоговая информация о значениях соответствующих переменных переводится в цифровой код таким образом, что отсутствию аналоговой переменной соответствует логический нуль, а присутствию – логическая единица; например, для измерений электрического тока имеем:

$$l = 0, \text{ если } l \leq \alpha; \quad (12.4)$$

$$l = 1, \text{ если } l > \alpha,$$

где  $\alpha$  – коэффициент нечувствительности, позволяющий отстроиться от возможных наводок и измерительных токов при отсутствии силового тока нагрузки; величина этого коэффициента составляет примерно 0,01–0,04 от максимального тока нагрузки в нормальном режиме работы.

Комбинированный контроль достоверности позволяет выявлять ошибки сигнализации и грубые ошибки измерений четырех типов:

1. Ошибки сигнализации о положении коммутационного аппарата типа «отключено» («обрыв»), когда сигнализация показывает отключенное положение при фактически включенном аппарате.

2. Ошибки сигнализации о положении коммутационного аппарата типа «включено» («замыкание»), когда сигнализация показывает включенное положение при фактически отключенном аппарате.

3. Ошибки измерения аналоговой переменной типа «отключено» («обрыв»), когда результат измерения соответствует логическому нулю (т. е. переменная якобы отсутствует, а в действительности присутствует).

4. Ошибки измерения аналоговой переменной типа «включено» («замыкание»), когда результат измерения соответствует логической единице (т. е. переменная якобы присутствует, а в действительности отсутствует).

Выявление перечисленных типов ошибок возможно на основе логики высказываний и аппарата булевой алгебры. Альтернативой рассматриваемому ниже комбинированному контролю достоверности являются непрерывные методы оценивания аналоговых переменных, модифицированные для определения ошибок сигнализации о положении коммутационных аппаратов.

Из имеющихся здесь подходов отметим следующие:

- 1) идентификацию сопротивлений связи;
- 2) введение булевских переменных в состав оцениваемых переменных.

При первом подходе в состав оцениваемых переменных вводятся проводимости ветвей. Получение оценок ветвей существенно увеличивает размерность задачи и ее трудоемкость, требует большего объема измерений, причем их точность должна быть достаточно велика. Для полученной оценки проводимости связи  $\hat{y}_{ji}$  проверяются две гипотезы: нулевая гипотеза  $\hat{y}_{ji} = 0$ , что соответствует отключенной связи, и альтернативная гипотеза  $\hat{y}_{ji} = \bar{y}_{ji}$ , где  $\bar{y}_{ji}$  — априори известное значение проводимости включенной связи. При втором подходе рассматриваемая задача становится целочисленной. Опыта ее решения пока нет.

Имеющийся определенный опыт применения непрерывных методов оценивания для выявления ошибок состояния дискретных переменных не позволяет утверждать об их достаточной эффективности применительно к контролю достоверности на понизительных подстанциях и в распределительных устройствах. В этих случаях сопротивление ветвей на несколько порядков меньше, чем в энергосистемах, что может привести к низкой разрешающей способности указанных методов.

Общее число  $N$  возможных в системе электроснабжения состояний результатов сигнализации и переменных, соответствующих их характеристикам, определяется из биномиального разложения

$$N = 2^{(n_k + n_a)}, \quad (12.5)$$

где  $n_k$  – число дискретных переменных;

$n_a$  – число аналоговых переменных.

Все множество сочетаний значений  $N$  можно разбить на подмножество истинных, т. е. технологически непротиворечивых комбинаций, и подмножество ошибочных (противоречивых) комбинаций. Первое подмножество образует таблицу истинности, второе – таблицу ошибок. Технологическая непротиворечивость должна соответствовать нормальным условиям работы объекта и учитывать наличие или отсутствие блокировки различных коммутационных аппаратов и вид этой блокировки (электромагнитная, механическая).

С точки зрения технической диагностики сигнализация о положении коммутационной аппаратуры представляет собой дискретный объект диагноза. Для такого объекта характерно, что его входные, внутренние и выходные координаты заданы на конечных множествах и значения выходных координат определяются однозначно только значениями входных координат [22].

Особенностью сигнализации электрических коммутационных аппаратов является включение в состав координат аналоговых переменных (токов, напряжений и т. д.), наличие или отсутствие которых соответствует бинарным значениям. При этом в наиболее общей постановке задачи аналоговые переменные также могут быть недостоверными.

Выявление ошибок сигнализации и измерений аналоговой информации производится путем функционального диагностирования. В отличие от тестового диагностирования, когда на объект подаются тестовые воздействия в соответствии со специальной испытательной программой, функциональное диагностирование осуществляется во время функционирования объекта и характеризуется тем, что на объект поступают только рабочие воздействия, присущие нормальному неаварийному режиму работы.

Функциональные методы во многих случаях позволяют обеспечить нормальное или хотя бы частичное выполнение объектом возложенных на него функций даже при наличии неисправностей в нем. Недостатком этих методов является то, что выявить правильность функционирования можно только в данный момент и только в данном режиме. При этом могут быть не обнаружены неисправности, проявляющиеся при другом нормальном режиме работы (например, при изменении схемы фактических электрических соединений или подаче тока или напряжения на участки схемы, ранее обесточенные или находящиеся не под напряжением).

Тестовые методы позволяют получить полную информацию о техническом состоянии системы сбора информации, однако их применение возможно практически только при проведении профилактики или ремонтов.

В процессе выполнения диагностических операций производится сопоставление результатов сигнализации положений коммутационных аппаратов и измерений аналоговых переменных, т.е. «измеренного» состояния, с состояниями, входящими в таблицу истинности или в таблицу ошибок. Результаты этого сопоставления являются диагностическими признаками, по которым производится оценка достоверности измеряемой информации.

Эффективность процесса диагностирования системы сбора дискретной и аналоговой информации характеризуется следующими показателями:

- 1) достоверностью диагностирования, являющейся мерой правильности принимаемых решений о состоянии объекта;
- 2) объемом диагностирования, под которым понимается общее число и перечень переменных, подлежащих контролю;
- 3) глубиной диагностирования, означающей точность определения (локализации) неисправного измерительного канала.

В настоящем пособии контроль достоверности рассматривается в эксплуатационной постановке, когда объем диагностирования задан. Представляет интерес и чисто проектная постановка задачи контроля при ограничениях на вычислительные и материальные ресурсы. В последнем случае необходимо правильно выбрать из всех имеющихся переменные, подлежащие контролю.

Рассматриваемые далее алгоритмы контроля применимы для нормальных режимов эксплуатации оборудования и не предназначены для аварийных условий.

## **12.2. Контроль достоверности сигнализации положений коммутационных аппаратов при достоверных измерениях аналоговых переменных**

Рассмотрим методику организации контроля достоверности сигнализации положений дискретных переменных в нормальных режимах работы исходя из предположения, что аналоговая информация предварительно проверяется на достоверность соответствующими способами, рассмотренными ранее.

Такой двухступенчатый иерархический контроль целесообразен в тех случаях, когда надежность сигнализации и информационная избыточность при предварительном контроле аналоговых переменных, достаточно велика.

Аргументами в решаемой задаче являются состояния «включено», «отключено» контролируемых электрических коммутационных аппаратов, а логическими функциями этих аргументов – информация о наличии или отсутствии аналоговых переменных. Указанные логические функции, как и их аргументы, принимают бинарные значения (1,0) и называются переключательными (ПФ). Поставив в соответствие каждому состоянию значений аргументов значения ПФ, получим таблицу истинности или таблицу ошибок.

Выбор в качестве основы контроля достоверности таблицы истинности, т. е. подмножества технологически непротиворечивых комбинаций значений аргументов, или таблицы ошибок, представляющей подмножество противоречивых комбинаций значений аргументов, обусловлен соотношением размерностей этих таблиц. При этом можно сэкономить память ЭВМ и ускорить решение задачи. Заранее сделать выбор в пользу той или иной таблицы за-

труднительно. В одних практических случаях в зависимости от конкретной топологии измерений и сигнализации наиболее экономична таблица истинности, в других – таблица ошибок.

Ошибки сигнализации о положении коммутационных аппаратов обнаруживаются путем сравнения измеряемой комбинации значений аргументов с комбинированными, заложенными в таблице истинности или в таблице ошибок. Диагностическим признаком наличия ошибок будет в первом случае несовпадение измеренной комбинации значений аргументов ни с одной из табличных, во втором – совпадение. Недостоверные значения аргументов при этом определяются путем поэлементного сравнения измеренной и табличных комбинаций.

Количество возможных комбинаций значений аргументов и переключательных функций, определяемых формулой (12.5), для реальных схем электрических соединений подстанций и распределительных устройств весьма велико. В таких условиях практическая осуществимость решения задачи контроля определяется в значительной степени возможностью существенного сокращения объема (размерности) таблицы истинности или ошибок.

Известно, что с ростом числа аргументов и ПФ резко возрастает сложность минимизации таблицы истинности (ошибок). Кроме того, следует учитывать определенное усложнение алгоритма контроля в случае, когда исходная таблица представляется в чистой минимальной форме. Тем не менее, анализ схем соединений подстанций и распределительных устройств показывает реальные возможности для успешного проведения контроля достоверности сигнализации.

Во-первых, можно минимизировать таблицу истинности (ошибок) эмпирическим путем. Он не гарантирует получение таблицы в минимально сжатой форме, однако достаточен для выявления значительного числа возможных ошибок сигнализации положения коммутационных аппаратов. Эмпирический метод минимизации таблицы основан на анализе топологических свойств и особенностей конкретных схем подстанций и распределительных устройств. В этих схемах сразу обращает на себя внимание большое количество фиктивных аргументов, т. е. таких, значения которых не влияют на данную ПФ. Функция ПФ =  $f(X_1, \dots, X_{i-1}, X_i, X_{i+1}, \dots, X_n)$  существенно зависит от аргумента  $X_i$  если имеет место соотношение

$$\begin{aligned}
 & f(x_1, \dots, x_{i-1}, 0, x_{i+1}, \dots, x_n) \neq \\
 & \neq f(x_1, \dots, x_{i-1}, 1, x_{i+1}, \dots, x_n),
 \end{aligned}
 \tag{12.6}$$

где  $n$  – число независимых аргументов.

В противном случае говорят, что от  $x_i$  функция зависит несущественно и  $x_i$  является ее фиктивным аргументом. Заметим, что один и тот же аргумент в разных состояниях, соответствующих одной ПФ, может быть в одних случаях существенным, то есть влиять на ПФ, а в других – фиктивным.

Например, особенно много фиктивных аргументов встречается в таблице истинности для нулевых значений ПФ, если последние представляют собой электрические токи или потоки мощности. Это объясняется тем, что если в какой-то цепи нет тока, а от каждого коммутационного аппарата идет только один информационно-измерительный канал, то контроль правильности сигнализации положения аппаратов невозможен. Следовательно, можно исключить из таблицы истинности состояния аргументов, соответствующие нулевым значениям ПФ. Если же в данной цепи есть ток, то имеющиеся в ней выключатели, разъединители будут существенными аргументами, но за счет фиктивных для данной ПФ аргументов в других цепях возможно дополнительное сокращение таблицы истинности. Аналогичным образом можно определить фиктивные значения ПФ, не участвующие в контроле достоверности.

Вторая возможность контроля сигнализации при очень большом числе состояний ПФ и аргументов заключается в декомпозиции решаемой задачи. Таблицы истинности (ошибок) в этом случае составляются, во-первых, для изолированно рассматриваемых ветвей, узлов схемы электрических соединений. Эти таблицы получаются достаточно компактными и позволяют выявлять все возможные ошибки сигнализации в отдельно взятых локальных фрагментах. Кроме того, составляется интегральная таблица, в которую входят новые ПФ и соответствующие им состояния аргументов, принадлежащие разным фрагментам схемы, которые отражают наиболее характерные ситуации, не учтенные из-за обрыва связей между отдельными фрагментами. За рамками контроля при этом остается часть потенциально возможных недостоверных аргументов, но наиболее вероятные ошибки выявляются.



Рассмотрим подробнее методику и алгоритм контроля достоверности сигнализации на следующем фрагменте главной схемы электрических соединений ГРЭС (рис. 12.1).

Этому фрагменту соответствует минимизированная эмпирическим путем таблица истинности (табл. 12.1). Переключательные функции состоят из показаний амперметров  $I_{1Л}$ ,  $I_{2Л}$ ,  $I_{3Л}$ ,  $I_{1Г}$ ,  $I_{2Г}$ .

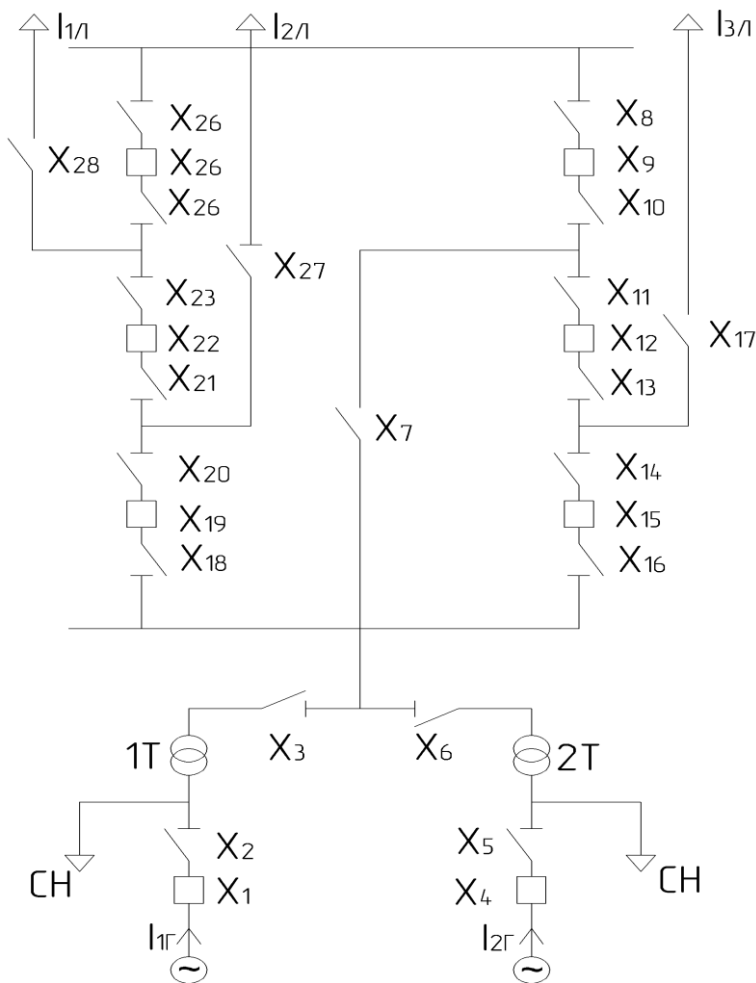


Рис. 12.1. Главная схема электрических соединений ГРЭС (фрагмент)

Таблица 12.1

Таблица истинности главной схемы электрических соединений ГРЭС (фрагмент)

Аргументы $X_i$	Непротиворечивые (истинные) состояния																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1					1	1					1	1			1	1			1	
2					1	1					1	1			1	1			1	
3					1	1					1	1			1	1				
4							1	1					1	1				1	1	1
5							1	1					1	1				1	1	1
6							1	1					1	1				1	1	
7					1	1	1	1			1	1	1	1	1	1	1	1	1	
8		1	1		1		1		1			1		1		1		1		
9		1	1		1		1		1			1		1		1		1		
10		1	1		1		1		1			1		1		1		1		
11		1	1			1		1	1		1		1		1		1			
12		1	1			1		1	1		1		1		1		1			
13		1	1			1		1	1		1				1		1			
14		1		1		1		1		1	1					1		1		
15		1		1		1		1		1	1					1		1		
16		1		1		1		1		1	1					1		1		
17			1	1					1	1						1	1	1	1	
18		1		1		1		1		1	1					1		1		
19		1		1		1		1		1	1					1		1		
20		1		1		1		1		1	1					1		1		
21	1			1		1		1	1			1		1		1		1		
22	1			1		1		1	1			1		1		1		1		
23	1			1		1		1	1			1		1		1		1		
24		1	1		1		1		1			1		1		1		1		
25		1	1		1		1		1			1		1		1		1		
26		1	1		1		1		1			1		1		1		1		

Аргументы $x_i$	Непротиворечивые (истинные) состояния																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
27	1	1							1		1	1	1	1						
28	1	1	1	1	1	1	1	1												
ПФ																				
$l_{1Л}$	1	1	1	1	1	1	1	1												
$l_{2Л}$	1	1							1	1	1	1	1	1						
$l_{3Л}$			1	1					1	1					1	1	1	1		
$l_{1Г}$					1	1					1	1			1	1				1
$l_{2Г}$							1	1					1	1			1	1		1

Аргументами являются положения автоматических выключателей и разъединителей  $x_1 \dots x_{28}$ . Фиктивным аргументам в таблице соответствуют незаполненные клетки. Возьмем, например, первые две строки таблицы. Значениям ПФ  $l_{1Л} = 1$  и  $l_{2Л} = 1$  может соответствовать большое число непротиворечивых состояний аргументов, но существенными для данного состояния ПФ будут  $x_{21} \dots x_{23}$ ,  $x_{27} \dots x_{28}$  (1-е состояние) или  $x_8 \dots x_{16}$ ,  $x_{18} \dots x_{20}$ ,  $x_{24} \dots x_{28}$  (2-е состояние). При пофазном управлении коммутационными аппаратами имеем три аналогичные таблицы истинности (для фаз А, В, С).

Логику непротиворечивых (истинных) состояний значений аргументов и ПФ, отраженную в табл. 12.1, можно записать в аналитической форме. Например, для рассмотренных выше значений ПФ имеем

$$\begin{aligned}
 (l_{1Л}, l_{2Л}) &= (x_{21} \cap x_{22} \cap x_{23} \cap x_{27} \cap x_{28}) \cup \\
 &\cup (x_8 \cap x_9 \cap x_{10} \cap x_{11} \cap x_{12} \cap x_{13} \cap x_{14} \cap x_{15} \cap x_{16} \cap \\
 &\cap x_{17} \cap x_{18} \cap x_{19} \cap x_{20} \cap x_{24} \cap x_{25} \cap x_{26} \cap x_{27} \cap x_{28}),
 \end{aligned} \quad (12.7)$$

где  $\cup$  – символ логического сложения (логический элемент «или»);

$\cap$  – символ логического умножения (логический элемент «и»).

Рассмотрим работу алгоритма выявления ошибок сигнализации на конкретном примере (см. схему на рис. 12.1 и табл. 12.1). Пусть имеем следующие результаты измерений и сигнализации:

$$l_{1Г} = l_{1Л} = l_{3Л} = 1; \quad l_{2Г} = l_{2Л} = 0;$$

$$X_1 = X_2 = X_3 = X_7 = X_8 = X_9 = X_{10} = X_{11} = X_{12} = X_{13} = X_{17} = X_{24} = X_{26} = X_{28} = 1;$$

$$X_4 = X_5 = X_6 = X_{14} = X_{15} = X_{16} = X_{18} = X_{19} = X_{20} = X_{21} = X_{22} = X_{23} = X_{25} = X_{27} = 0.$$

Сравнение измеренной комбинации аргументов производим с семью табличными комбинациями. Одна из них (№ 19) соответствует ПФ  $/_{1Г} = 1$ , две (№ 3 и № 4) – ПФ ( $/_{1Л}, /_{3Л}$ ), две (№ 5 и № 6) – ПФ ( $/_{1Л}, /_{1Г}$ ), две (№ 15 и № 16) – ПФ ( $/_{3Л}, /_{1Г}$ ). Измеренная комбинация аргументов совпала существенными аргументами с табличными для ПФ  $/_{1Г}$ , с одной из табличных (№ 15) для ПФ ( $/_{3Л}, /_{1Г}$ ) и не совпала с пятью другими комбинациями. Из последних пяти меньше других отличаются от измеренной комбинации № 3 и № 5. Отличие состоит в значении аргумента  $x_{25}$ . Следовательно, данный выключатель фактически находится в положении «включено», а сигнализация о его положении ошибочна.

На основе представленной таблицы истинности (см. табл. 12.1) можно обнаруживать ошибки сигнализации положения типа «отключено», когда коммутационные аппараты фактически включены. Потенциальные возможности выявления ошибок сигнализации определяются количеством, местом установки и типом (токи, напряжения) измеряемых аналоговых переменных. Можно ввести в таблицу истинности переключательные функции, которые позволят находить ошибки типа «включено», когда коммутационный аппарат фактически отключен. Такими ПФ могут быть напряжение или сочетание тока и напряжения. Например, при наличии напряжения на одном конце цепи и отсутствии тока и напряжения на противоположном конце исключается одинаковое состояние «включено» всех последовательно расположенных аппаратов в данной цепи. На составляемые табличные комбинации ПФ и аргументов влияет специфика измеряемых аналоговых (ток или напряжение) и дискретных (с одной стороны, выключатели и разъединители, с другой – заземляющие ножи) переменных. Так, присутствие тока однозначно предполагает наличие напряжения, обратная же зависимость необязательна.

Локализованных недостоверных результатов сигнализации в общем случае может оказаться несколько в связи с тем, что одной переключательной функции могут соответствовать несколько истин-

ных состояний аргументов. Поэтому объяснить несовпадение измеренного и табличных состояний аргументов можно по-разному, и логичным продолжением локализации является стратификация недостоверных аргументов, позволяющая ранжировать последние по степени убывания вероятности их появления.

При проведении стратификации предполагается независимость ошибок сигнализации. Для использования контроля в оперативно решаемых задачах управления объектом необходим однозначный вывод об ошибочных данных. Дополнительная информация об аргументах, вероятность недостоверности значений которых меньше, необходима ремонтному персоналу для сокращения времени, затрачиваемого на поиск и устранение неисправностей в системе сигнализации положения коммутационных аппаратов.

Для обеспечения бесперебойного поступления надежной информации о состоянии объекта производится выбор наиболее вероятного значения, заменяющего недостоверный в первую очередь результат сигнализации. Применительно к дискретным переменным это означает простую смену положения аппарата на противоположное.

Информация о результатах контроля достоверности сигнализации представляется дежурному обслуживающему персоналу на экране дисплея и в виде распечатки. Необходимая часть прошедшей контроль информации поступает автоматически на вход оперативно решаемых технологических задач.

Значения фиктивных аргументов в таблице истинности (или ошибок) при достоверных переключательных функциях не влияют на установление факта наличия ошибки сигнализации и локализацию подозреваемых в первую очередь аргументов. Однако при стратификации подозреваемых в первую очередь аргументов неучет фиктивных аргументов при сравнении измеренного и табличных сочетаний в ряде случаев приводит к тому, что из рассмотрения ошибочно будут исключаться некоторые аргументы, которые объективно могут подозреваться в недостоверности во вторую очередь (с меньшей вероятностью). Для иллюстрации этого положения рассмотрим фрагмент главной схемы электрических соединений, представленный на рис. 12.2.

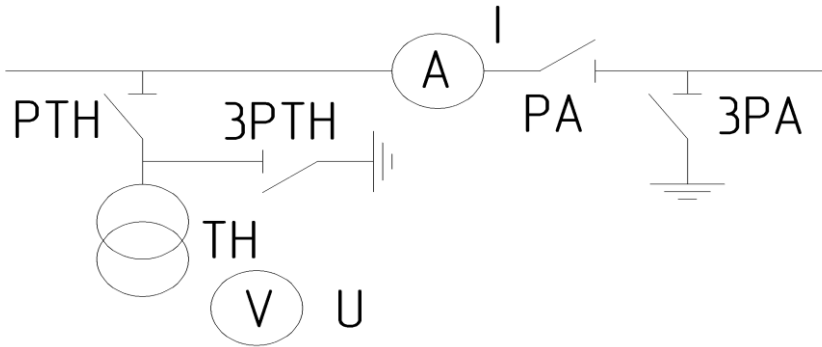


Рис. 12.2. Фрагмент схемы электрических соединений

В качестве переключательных функций приняты показания амперметра  $I$  и вольтметра  $U$ . Им соответствуют аргументы: разъединитель РА, заземляющий нож ЗРА, разъединитель измерительного трансформатора напряжения РТН и заземляющий нож ЗРТН. Из возможных 64 состояний переменных 15 являются непротиворечивыми и образуют таблицу истинности (табл. 12.2). Анализ этой таблицы позволяет сделать вывод о том, что 7 состояний состоят из фиктивных значений аргументов, т. е. любые состояния аргументов при достоверных значениях  $I = U = 0$  непротиворечивы. Например, в первых 6 состояниях можно выделить фиктивные аргументы ЗРА (в состояниях № 4 и № 5) и ЗРТН (в состояниях № 2 и № 3), значения которых несущественны для констатации наличия ошибки сигнализации и локализации подозреваемых в недостоверности в первую очередь аргументов.

Таблица 12.2

Таблица истинности при контроле достоверности сигнализации без учета фиктивных аргументов

Аргументы	Непротиворечивые состояния														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
РА	1	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	1	1	1	
ЗРА	0	0	0	0	1	0	0	0	1	1	1	0	0	0	

Аргументы	Непротиворечивые состояния														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
РТН	1	0	0	1	1	1	0	0	1	0	0	1	0	0	1
ЗРТН	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0
ПФ															
/	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
U	1	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Существенные переключательные функции и соответствующие им существенные аргументы представлены в табл. 12.3, где пустые клетки соответствуют фиктивным аргументам.

Таблица 12.3

Таблица истинности при контроле достоверности сигнализации с учетом фиктивных аргументов

Аргументы	Непротиворечивые состояния							
	1	2	3	4	5	6	7	8
РА	1	1	0	1	0	0	1	1
ЗРА	0	0		0			0	0
РТН	1	0	1	1	0	1	0	1
ЗРТН	0		0	0		0		0
ПФ								
/	1	1	0	0	0	0	0	0
U	1	0	1	1	0	0	0	0

Как видно, все соответствующие переключательной функции  $/ = U = 0$  аргументы фиктивны. Предположим, что имеем результаты измерений  $/ = 0$ ,  $U = 1$  и сигнализации  $РА = ЗРА = РТН = ЗРТН = 0$ . Измеренное состояние аргументов не совпадает ни с одним из двух табличных (№ 3 и 4 в табл. 12.3), соответствующих данной ПФ ( $/ = 0$ ,  $U = 1$ ). В первую очередь подозреваем в недостоверности

одно значение РТН = 0. Из табл. 12.3 следует, что во вторую очередь следует подозревать в недостоверности значения как РТН = 0, так и РА=0. Если же не считать ЗРА фиктивным аргументом, то сравнение измеренного состояния с тремя табличными (№ 4–6) из табл. 12.4 добавляет к подозреваемым в недостоверности значениям РТН, РА и значение ЗРА = 0.

Таким образом, для успешной стратификации, когда ставится задача дифференцировать более и менее подозреваемые в недостоверности переменные, условие фиктивности аргумента (12.6) следует расширить и записать в следующем виде:

$$f(x_1, \dots, x_{i-1}, 0, x_{i+1}, \dots, x_n) \neq f(x_1, \dots, x_{i-1}, 1, x_{i+1}, \dots, x_n);$$

$$x_{j(x_i=0)}^* = x_{j(x_i=1)}^*; \quad j=1, \dots, k, \quad (12.8)$$

где функция ПФ =  $f(x_1, \dots, x_{i-1}, x_i, x_{i+1}, \dots, x_n)$ ;

$x^*$  – подозреваемые в недостоверности аргументы;

$k$  – общее число подозреваемых в недостоверности аргументов (учитывая первую, вторую и т. д. очередь по степени убывания вероятности ошибок).

Следует отметить, что табл. 12.2 и 12.3 составлены с учетом блокировки разъединителей и заземляющих ножей. Блокировка исключает из числа непротиворечивых сочетания, включающие результаты сигнализации РА = ЗРА = 1 или (и) РТН = ЗРТН = 1.

### 12.3. Комбинированный контроль достоверности сигнализации о положении коммутационных аппаратов и измерений аналоговых переменных

При комбинированном (совместном) контроле одновременно проверяются на достоверность значения дискретных и аналоговых переменных. В отличие от рассмотренного в разделе 12.2 двухступенчатого иерархического контроля, когда вначале контролируются измерения аналоговых переменных, а затем на основе сформированных из их достоверных значений переключательных функций и соответствующих им аргументов (дискретных переменных) выявляются недостоверные значения последних, в данном случае все переменные (как аналоговые, так и дискретные) являются аргументами, а переключательные функции отсутствуют.



Комбинированный алгоритм контроля, основанный на одновременном сопоставлении как дискретных, так и аналоговых переменных, сложнее алгоритма выявления ошибок сигнализации при достоверных переключательных функциях аналоговых переменных. Однако он во многих случаях повышает вероятность успешного распознавания как ошибок сигнализации, так и грубых ошибок измерений аналоговых переменных.

Вернемся к характерному фрагменту главной схемы электрических соединений, рассмотренному в предыдущем разделе (см. рис. 12.1). Таблица истинности, соответствующая комбинированному контролю, содержит 15 непротиворечивых сочетаний 6 аргументов: 4 дискретных и 2 аналоговых переменных (см. табл. 12.4). При составлении таблицы учтены блокировки между разъединителями и их заземляющими ножами.

Таблица 12.4

Таблица истинности при комбинированном контроле достоверности сигнализации и измерений

Переменные	Непротиворечивые состояния														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
РА	1	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	1	1
ЗРА	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0
РТН	1	0	0	1	1	1	0	0	1	0	0	1	0	0	1
ЗРТН	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0
/	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
U	1	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Анализ данной таблицы истинности позволяет сделать вывод об отсутствии фиктивных аргументов во всех 15 непротиворечивых состояниях, в то время как при достоверных ПФ  $1 = U = 0$  все аргументы в 7 состояниях были фиктивными, то есть при любых значениях удовлетворяли данной ПФ. Например, если имеем результаты измерений и сигнализации  $/ = 0$ ,  $U = 1$ ,  $РА = ЗРА = РТН = ЗРТН = 0$ , то для локализации подозреваемого в недо-

верности в первую очередь значения аргумента наряду с табличным истинным состоянием № 4 следует учитывать и табличное состояние № 7, т. к. оба они отличаются от результатов измерений и сигнализации значением одного аргумента. В первую очередь будем подозревать в недостоверности значения  $U$  или РТН, во вторую – ( $U$  и (ЗРТН или РТН или ЗРА или РА)) или (РТН и (РА или ЗРА)).

Ошибки типов «отключено», «включено» аналоговых и дискретных переменных при комбинированном контроле соответствуют в схемах электрических соединений станций и подстанций следующим характерным технологически противоречивым сочетаниям аргументов в нормальном режиме работы:

1) наличие тока при хотя бы одном отключенном из нескольких последовательно расположенных выключателей и разъединителей или одном включенном заземляющем ноже;

2) наличие тока при включенных разъединителе и заземляющем ноже в цепи измерительного трансформатора напряжения;

3) наличие напряжения при отключенном разъединителе или включенном заземляющем ноже в цепи измерительного трансформатора напряжения;

4) наличие тока и отсутствию напряжения при включенном разъединителе в цепи измерительного трансформатора напряжения.

При пофазном управлении коммутационными аппаратами в трехфазных электрических схемах контроль достоверности производится отдельно для каждой фазы, если в число контролируемых аналоговых переменных входят только токи и фазные напряжения. Если же контролируются и линейные напряжения, алгоритм контроля резко усложняется из-за необходимости в этом случае анализировать одновременно результаты сигнализации и измерений во всех фазах.

При пофазном управлении коммутационными аппаратами практически не удастся контролировать достоверность показаний ваттметров и электрических счетчиков путем их сопоставления с положением коммутационных аппаратов при неучете измерений токов и напряжений. Это обусловлено тем, что по показаниям только ваттметров и счетчиков трудно отличить трехфазный режим работы от двухфазного.

Рассмотрим случай, когда осуществляется одновременно управление коммутациями во всех фазах, и информация о положении

«отключено» или «включено» трехполюсного коммутационного аппарата в целом поступает по двум (правила (12.1), (12.2)) или одному (правило (12.3)) каналам. На рис. 12.3 для иллюстрации представлена электрическая схема типовой ячейки распределительного устройства электростанции (подстанции). Значения дискретных переменных В1 (выключатель) и Р1, Р2, Р3 (разъединители) сопоставляются с результатами измерений токов  $I_A$ ,  $I_B$ ,  $I_C$  амперметрами во всех фазах, преобразуемых в цифровой код согласно правилу (12.4). Анализ схемы показывает, что из 128 потенциально возможных сочетаний четырех дискретных и трех аналоговых переменных 19 являются технологически непротиворечивыми, а 109 – противоречивыми. Поэтому контроль достоверности производится на основе представленной таблицы истинности (табл. 12.5). При составлении таблицы исключен, как ненормальный, неполнофазный режим работы.

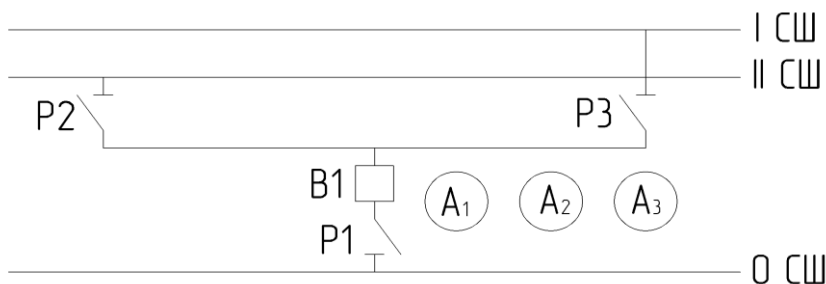


Рис. 12.3. Схема электрических соединений ячейки распределительного устройства

Таблица 12.5

Таблица истинности при комбинированном контроле достоверности сигнализации и измерений

Переменные	Непротиворечивые (истинные) состояния																		
	1	2	3	4	5	6	7	S	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
$I_A$	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$I_B$	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Переменные	Непротиворечивые (истинные) состояния																		
	1	2	3	4	5	6	7	S	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
$I_C$	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B1	1	1	1	1	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	1	1	1
P1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
P2	1	0	1	1	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0	1	0
P3	1	1	0	1	1	1	0	0	1	1	0	0	1	1	0	0	1	0	0

Пусть имеем результаты измерений (в цифровом коде)  $I_A = 1$ ,  $I_B = 1$ ,  $I_C = 0$  и сигнализации  $B1 = 0$ ,  $P1 = 1$ ,  $P2 = 0$ ,  $P3 = 1$ . После сравнения данного состояния переменных со всеми табличными выбираем состояния № 2 и № 6, в минимальной степени отличающиеся от результатов измерений и сигнализаций: № 2 – значениями переменных  $I_C$  и B1, № 6 –  $I_A$  и  $I_B$ . При одинаковых априорных вероятностях грубых ошибок измерений и ошибок сигнализации стратификация дает следующий ответ: недостоверны в одинаковой степени значения ( $I_C$  и B1) или ( $I_A$  и  $I_B$ ). Если же вероятности ошибок сигнализации превышают вероятности грубых ошибок измерений, в первую очередь подозреваются значения  $I_C$  и B1, во вторую –  $I_A$  и  $I_B$ .

Расширение круга контролируемых переменных повышает вероятность обнаружения и точность стратификации всех ошибочных данных. Например, привлечение в только что рассмотренном примере к контролю состояний заземляющих ножей или показаний вольтметров на шинах позволит определять правильность сигнализации положения разъединителя P1 или P3 при включенных остальных коммутационных аппаратах.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Стефани, Е. П. Основы построения АСУ ТП / Е. П. Стефани. – М. : Энергоатомиздат, 1982. – 352 с.
2. Основы автоматизации управления производством : учебное пособие для студентов технических вузов / И. М. Макаров [и др.] ; под ред. И. М. Макарова. – М. : Высшая школа, 1983. – 504 с.
3. Гельман, Г. А. Автоматизированные системы управления энергоснабжением промышленных предприятий / Г. А. Гельман. – М. : Энергоатомиздат, 1984. – 256 с.
4. Анищенко, В. А. Контроль допустимых кратковременных аварийных перегрузок силовых трансформаторов / В. А. Анищенко, В. А. Адамцевич // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. – 2010. – № 4. – С. 23–33.
5. Михайлов, В. В. Тарифы и режимы электропотребления / В. В. Михайлов. – М. : Энергоатомиздат, 1986. – 216 с.
6. Гордеев, В. И. Регулирование максимума нагрузки промышленных электрических сетей / В. И. Гордеев. – М. : Энергоатомиздат, 1986. – 184 с.
7. Праховник, А. В. Энергосберегающие режимы электроснабжения горнодобывающих предприятий / А. В. Праховник, В. П. Розен, В. В. Дегтярев. – М. : Недра, 1985. – 232 с.
8. Сбродов, Г. П. Методы, алгоритмы и средства управления электропотреблением / Г. П. Сбродов. – Минск : БПИ, 1988. – 92 с.
9. Анищенко, В. А. Управление электропотреблением / В. А. Анищенко, В. Б. Козловская. – Минск : БНТУ, 2003. – 48 с.
10. Анищенко, В. А. Инвестиции в системы электроснабжения и энергоэффективность промышленных предприятий / В. А. Анищенко, Н. В. Токочакова, О. В. Федоров. – Минск : БНТУ, 2010. – 93 с.
11. Накопители энергии / под ред. Д. А. Бута. – М. : Энергоатомиздат, 1991.
12. Дикмаров, С. В. Регулирование мощности при производстве и потреблении электрической энергии / С. В. Дикмаров, Г. Т. Садовский. – Киев : Техника, 1981. – 126 с.

13. Геллингс, К. У. Принципы управления спросом на электроэнергию в электроэнергетических системах / К. У. Геллингс // ТИИР. – 1985. – Т. 73, № 10. – С. 31–34.

14. Правила пользования электрической и тепловой энергией. – Минск : Тыздзень, 1996. – 176 с.

15. Гуртовцев, А. Л. Эффективный путь снижения энергозатрат на промышленном предприятии / А. Л. Гуртовцев // Энергоэффективность. – 2001. – № 1.

16. Виленкин, С. Я. Статистическая обработка результатов исследования случайных функций / С. Я. Виленкин. – М. : Энергия, 1979. – 320 с.

17. Анищенко, В. А. Оптимизация интервалов временной дискретизации при осреднении переменных состояния энергосистемы / В. А. Анищенко // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. – 1991. – № 3. – С. 21–24.

18. Анищенко, В. А. Надежность измерительной информации в системах электроснабжения / В. А. Анищенко. – Минск : БГПА, 2000. – 127 с.

19. Смирнов, Н. В. Курс теории вероятностей и математической статистики для технических приложений / Н. В. Смирнов, И. В. Дунин-Барковский. – М. : Наука, 1969. – 511 с.

20. Анищенко, В. А. Выбор замещающих значений при обнаружении недостоверных измерений аналоговых переменных / В. А. Анищенко // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. – 2011. – № 1. – С. 25–31.

21. Гамм, А. З. Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем / А. З. Гамм. – М. : Наука, 1976. – 220 с.

22. Введение в техническую диагностику / Г. Ф. Верзаков [и др.] ; под ред. К. В. Карсендеева. – М. : Энергия, 1968. – 224 с.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение. . . . .	3
1. Автоматизация контроля и управления технологическими процессами. . . . .	4
1.1. Общие сведения об управлении технологическими процессами. . . . .	4
1.2. Классификация систем управления. . . . .	7
1.3. Децентрализованные и централизованные системы управления. . . . .	9
1.4. Структуры автоматизированных систем управления. . . . .	13
1.5. Взаимодействие «человек-машина» в автоматизированной системе управления технологическими процессами. . . . .	18
1.6. Принципы оптимального управления. . . . .	21
1.7. Функциональные подсистемы автоматизированных систем управления предприятиями. . . . .	24
1.8. Электроснабжение технических средств систем управления. . . . .	26
2. Управление энергоснабжением промышленных предприятий. . . . .	29
2.1. Задачи оперативного управления энергоснабжением. . . . .	29
2.2. Задачи учета энергоносителей. . . . .	32
2.3. Оптимальное управление энергохозяйством предприятия. . . . .	36
2.4. Организационно-управленческие и производственно-хозяйственные задачи. . . . .	42
2.5. Автоматизированные системы управления промышленными теплоэлектроцентралями. . . . .	48
3. Проблема управления потреблением электроэнергии. . . . .	51
3.1. Особенности процессов производства и потребления электроэнергии. . . . .	51
3.2. Организационная структура систем управления электропотреблением. . . . .	53
3.3. Основы системного подхода к решению задач управления электропотреблением. . . . .	55
3.4. Графики электрических нагрузок и их основные показатели. . . . .	58
3.5. Классификация методов управления электропотреблением. . . . .	63

4. Прямые методы управления электропотреблением. . . . .	65
4.1. Системные предпосылки накопления энергии. . . . .	65
4.2. Гидроаккумулирующие электростанции. . . . .	68
4.3. Воздухоаккумулирующие газотурбинные электростанции. . . . .	69
4.4. Тепловые накопители энергии. . . . .	71
4.5. Электрохимические аккумуляторы электроэнергии. . . . .	73
4.6. Инерционные накопители энергии. . . . .	75
4.7. Электромагнитные накопители электроэнергии. . . . .	75
4.8. Топливные элементы. . . . .	78
5. Косвенные методы управления электропотреблением. . . . .	82
5.1. Регулирование режимов электропотребления промышленных предприятий. . . . .	82
5.2. Договорные отношения между потребителями и производителями электроэнергии. Тарифы на электроэнергию. . . . .	86
5.3. Определение лимитов мощности и электроэнергии. . . . .	90
5.4. Потребители-регуляторы промышленных предприятий. . . . .	92
5.5. Алгоритмы оперативного ограничения электропотребления. . . . .	94
6. Автоматизация контроля, учета и управления электропотреблением. . . . .	101
6.1. Приборный контроль и учет электроэнергии. . . . .	101
6.2. Принципы построения автоматизированных систем контроля, учета и управления электропотреблением. . . . .	104
7. Осреднение и дискретизация измеряемых переменных. . . . .	108
7.1. Алгоритмы осреднения измеряемых переменных. . . . .	108
7.2. Определение интервалов временной дискретизации при осреднении измерений аналоговых переменных. . . . .	110
8. Оценка надежности измерительной информации. . . . .	117
8.1. Основные понятия и показатели надежности измерительной информации. . . . .	117
8.2. Контролируемые технологические переменные и ошибки их измерений. . . . .	118
8.3. Математическая модель измерений взаимосвязанных переменных. . . . .	121
8.4. Общая характеристика методов обеспечения эксплуатационной надежности измерительной информации. . . . .	123



9. Однопризнаковый контроль достоверности измерений аналоговых переменных. . . . .	130
9.1. Контроль достоверности измерений по методу предельных значений. . . . .	130
9.2. Контроль достоверности измерений по методу первых приращений. . . . .	138
9.3. Контроль достоверности измерений взаимосвязанных переменных. . . . .	145
9.4. Локализация недостоверных результатов измерений взаимосвязанных переменных. . . . .	147
9.5. Выбор замещающих значений при обнаружении недостоверных измерений аналоговых переменных. . . . .	151
10. Многопризнаковый контроль достоверности измерений аналоговых переменных. . . . .	159
10.1. Цели и задачи многопризнакового контроля достоверности измерений. . . . .	159
10.2. Методика многопризнакового контроля достоверности измерений. . . . .	160
11. Повышение точности достоверных результатов измерений аналоговых переменных. . . . .	166
11.1. Постановка задачи уточнения измерений взаимосвязанных аналоговых переменных. . . . .	166
11.2. Статистическое оценивание измерений аналоговых переменных. . . . .	168
12. Контроль достоверности сигнализации положений коммутационных электрических аппаратов. . . . .	175
12.1. Математическая модель контроля достоверности положений коммутационных электрических аппаратов. . . . .	175
12.2. Контроль достоверности сигнализации положений коммутационных аппаратов при достоверных измерениях аналоговых переменных. . . . .	180
12.3. Комбинированный контроль достоверности сигнализации о положении коммутационных аппаратов и измерений аналоговых переменных. . . . .	190
Литература. . . . .	195

Учебное издание

**АНИЩЕНКО** Вадим Андреевич  
**КОЗЛОВСКАЯ** Влада Борисовна

**МЕТОДЫ И СРЕДСТВА УПРАВЛЕНИЯ  
ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕМ И ПОТРЕБЛЕНИЕМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ**

Учебно-методическое пособие  
для студентов специальности  
1-43 01 03 «Электроснабжение»

Редактор *Е. О. Коржуева*  
Компьютерная верстка *А. Г. Занкевич*

Подписано в печать 22.06.2012. Формат 60×84 <sup>1</sup>/<sub>16</sub>. Бумага офсетная. Ризография.

Усл. печ. л. 11,62. Уч.-изд. л. 9,09. Тираж 200. Заказ 1114.

Издатель и полиграфическое исполнение: Белорусский национальный технический университет. ЛИ № 02330/0494349 от 16.03.2009. Пр. Независимости, 65. 220013, г. Минск.