



МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ  
ФЕДЕРАЦИИ  
**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ  
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«ДОНСКОЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
(ДГТУ)**

Кафедра «Цифровые технологии и платформы в электроэнергетике»

**КОНСПЕКТ ЛЕКЦИЙ  
по дисциплине  
«Автоматизация типовых  
технологических процессов»**

Ростов-на-Дону  
2023

УДК 681.5 (075.8)

Составитель: Луконин А.В.

Конспект лекций по дисциплине «Автоматизация энергетических систем». – Ростов-на-Дону: Донской государственный технический университет, 2023. – 223 с.

Настоящие указания содержат индивидуальные задания и рекомендации по выполнению практических занятий, предусмотренных программой дисциплины «Автоматизация энергетических систем». Представлены примеры типовой организации автоматических и автоматизированных схем и алгоритмов их функционирования.

Предназначены для обучающихся по направлению подготовки «Электроэнергетика и электротехника».

Ответственный за выпуск зав. кафедрой «Цифровые технологии и платформы в электроэнергетике», к.т.н. Юров А.А.

---

В печать \_\_\_\_\_  
Формат 60×84/16. Объем \_\_\_\_\_ усл. п. л.  
Тираж 50 экз. Заказ № \_\_\_\_\_

---

Издательский центр ДГТУ  
Адрес университета и полиграфического предприятия:  
344000, г. Ростов-на-Дону, пл. Гагарина, 1

© Донской государственный  
технический университет, 2023  
© Луконин А.В.

## Содержание

1	Типовые технологические процессы, задачи автоматизации.....	5
1.1	Основные понятия .....	5
1.2	Структурные решения АСУ ТП .....	11
1.3	Стадии и этапы создания автоматизированных систем.....	15
1.4	Система управления как дискретный автомат.....	18
1.5	Алгоритмы АСУ ТП .....	28
1.6	Ввод и вывод сигналов в УВМ.....	31
1.7	Информация в АСУ ТП.....	43
1.8	Понятие системы реального времени .....	49
1.9	Организация АСУ ТП.....	54
1.10	Управляющие вычислительные машины .....	58
1.11	Локальные сети на основе «полевых шин».....	60
1.12	Средства и системы управления энергетическими объектами.....	66
1.13	Автоматизированное управление в электроэнергетике.....	67
1.14	Автоматизированные системы диспетчерского управления в электроэнергетике .....	71
2	Устройства автоматики электрических станций и подстанций. ....	81
2.1	Включение генераторов на параллельную работу .....	81
2.2	Автоматическое регулирование напряжения и частоты в системе .....	91
3	Технические средства получения и переработки информации.....	105
3.1	Информационно-измерительные системы .....	105
3.2	Структура информационно-измерительных систем .....	106
3.3	Развитие информационно-измерительных систем.....	108
3.4	Основные признаки информационно-измерительных систем....	111
3.5	Требования к информационно-измерительным системам ....	113
4	Основные сведения об АСУ ТП.....	125
4.1	Системы автоматизированного управления .....	125
4.2	Виды обеспечения САПР .....	127
4.3	Разделение САПР по отраслевому назначению .....	129
4.4	Основы проектирования АСУ .....	131
4.5	Моделирование АСУ .....	136

5	Автоматизированные системы управления электроснабжением...	149
5.1	Основные понятия АСКУЭ.....	149
5.2	Термины и определения АИИС КУЭ .....	151
5.3	Система АСКУЭ.....	153
5.4	Построение архитектуры АИИС КУЭ подстанции.....	156
5.5	Цели и задачи АСКУЭ.....	157
5.6	Потери электроэнергии и способы их уменьшения. ....	158
5.7	Автоматическая система коммерческого учета электроэнергии .....	165
5.8	Варианты организации и построения АСКУЭ.....	166
5.9	Экономическая эффективность АСКУЭ промышленных предприятий.....	170
5.10	Элементы системы учета электроэнергии.....	174
6	Противоаварийная автоматика энергосистем .....	197
6.1	Противоаварийная автоматика в структуре релейной защиты и автоматики .....	197
6.2	Задачи и управляющие воздействия противоаварийной автоматики .....	198
6.3	Автоматика предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ) .....	199
	Литература .....	219
	Контрольные вопросы .....	220

# **1 Типовые технологические процессы, задачи автоматизации**

## **1.1 Основные понятия**

Автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУТП) предназначена для выработки и реализации управляющих воздействий на технологический объект управления.

Технологический объект управления (ТОУ) — это совокупность технологического оборудования и реализованного на нем по соответствующим инструкциям или регламентам технологического процесса производства.

К технологическим объектам управления относятся:

- технологические агрегаты и установки (группы станков), реализующие самостоятельный технологический процесс;
- отдельные производства (цехи, участки) или производственный процесс всего промышленного предприятия, если управление этим производством носит в основном технологический характер, т. е. заключается в реализации рациональных режимов работы взаимосвязанных агрегатов (участков, производств).

Термины и определения основных понятий в области автоматизированных систем рекомендуются ГОСТ 34.003-90 для применения в научно технической, справочной и учебной литературе.

*Технологический процесс* — это совокупность в определённой последовательности выполняемых операций по переводу (переработке) исходного материала (продукта) в требуемое состояние. Требуемое состояние (качество) продукта определяет последовательность выполнения технологических операций и режимы работы технологического оборудования.

*Автоматический процесс*: процесс, осуществляемый без участия человека.

*Автоматизированный процесс*: процесс, осуществляемый при совместном участии человека и средств автоматизации.

*Система* – совокупность элементов, объединенная связями между ними и обладающая определенной целостностью.

*Автоматизированная система (АС)*: система, состоящая из персонала и комплекса средств автоматизации его деятельности, реализующая информационную технологию выполнения установленных функций

*Управление*: совокупность целенаправленных действий, включающая оценку ситуации состояния объекта управления, выбор управляющих воздействий и их реализацию.

*Технологический объект управления (ТОУ)* - объект управления, включающий технологическое оборудование и реализуемый в нем технологический процесс.

*Система локальной автоматики*: система устройств автоматики, автономно реализующая управление технологическим объектом управления или его частью, либо функцию контроля за ТОУ или его частью.

*Автоматизированный производственный комплекс* - автоматизированный комплекс, согласованно осуществляющий автоматизированную подготовку производства, самопроизводство и управление им.

Различают два уровня АСУ (автоматизированных систем управления) – АСУП (автоматизированные системы управления производством) и АСУ ТП (автоматизированные системы управления технологическими процессами).

Функция АСУП заключается в сборе, обработке, хранении и передаче информации, необходимой для оптимизации управления при помощи аппаратных средств, а принятие решений реализуется человеком-руководителем.

АСУП не могут быть полностью автоматическими.

АСУ ТП – автоматизированная система управления, обеспечивающая автоматизированный сбор, хранение и обработку информации о ходе протекания технологического процесса, а также выдачу управляющих воздействий на ТОУ в соответствии с принятым критерием управления.

Система управления является АСУ ТП в том случае, если она осуществляет управление технологическим объектом в реальном масштабе времени, и если в выработке и реализации решений по управлению участвуют средства вычислительной техники, другие технические средства и человек-оператор.

Различают следующие виды обеспечения АСУ ТП:

*Организационное обеспечение автоматизированной системы* - совокупность документов, устанавливающих организационную структуру, права и обязанности пользователей и эксплуатационного персонала АС в условиях функционирования, проверки и обеспечения работоспособности АС.

*Методическое обеспечение автоматизированной системы* - совокупность документов, описывающих технологию функционирования АС, методы выбора и применения пользователями технологических приемов для получения конкретных результатов при функционировании АС

*Техническое обеспечение автоматизированной системы:* совокупность всех технических средств, используемых при функционировании АС

*Математическое обеспечение автоматизированной системы:* совокупность математических методов, моделей и алгоритмов, примененных в АС.

*Программное обеспечение автоматизированной системы:* совокупность программ на носителях данных и программных документов, предназначенная для отладки, функционирования и проверки работоспособности АС.

*Информационное обеспечение автоматизированной системы;*  
*информационное обеспечение АС:* совокупность форм документов, классификаторов, нормативной базы и реализованных решений по объемам, размещению и формам существования информации, применяемой в АС при ее функционировании.

*Лингвистическое обеспечение автоматизированной системы:* лингвистическое обеспечение АС: совокупность средств и правил для формализации естественного языка, используемых приобщении пользователей и эксплуатационного персонала АС с комплексом средств автоматизации при функционировании АС.

*Правовое обеспечение автоматизированной системы:* совокупность правовых норм, регламентирующих правовые отношения при функционировании АС и юридический статус результатов ее функционирования.

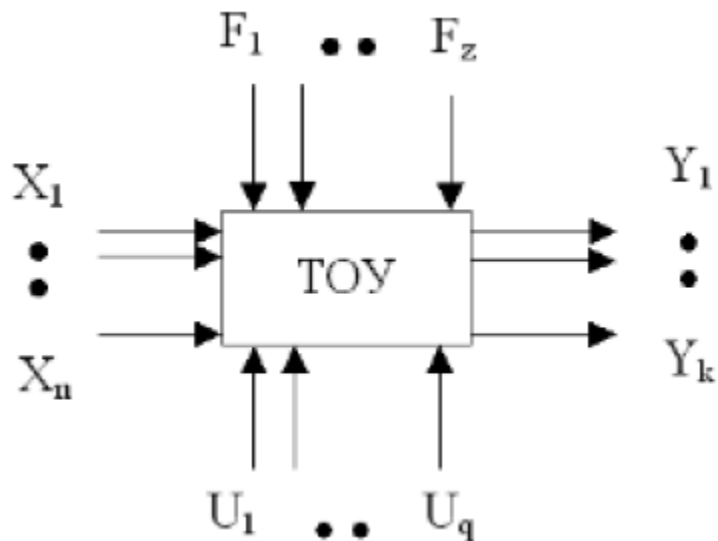
*Примечание.* Правовое обеспечение реализуют в организационном обеспечении АС.

*Эргономическое обеспечение автоматизированной системы:* совокупность реализованных решений в АС по согласованию психологических, психофизиологических, антропометрических, физиологических характеристик и возможностей пользователей АС с техническими характеристиками комплекса средств автоматизации АС и параметрами рабочей среды на рабочих местах персонала АС.

Наиболее общее представление о функционировании АСУ ТП и ее компонентов можно получить, используя различные виды моделей.

*Информационная модель:* модель объекта, представленная в виде информации, описывающей существенные для данного рассмотрения параметры и переменные величины объекта связи между ними, входы и выходы объекта и позволяющая путем подачи на модель информации об изменениях входных величин моделировать возможные состояния объекта.





**Рисунок 1.1. Обобщенное представление технологического объекта управления:**  
 $X_1...X_n$  – множество входных величин;  $Y_1...Y_k$  – множество выходных величин;  
 $F_1...F_z$  – множество случайных внешних воздействий;  $U_1...U_q$  – множество управляющих воздействий

Как видно из рисунка 1.1, на ТОУ воздействуют входные величины  $X_1...X_n$ , поступающие от других элементов производственного процесса, внешние воздействия  $F_1...F_z$  со стороны окружающей среды, носящие случайный характер и управляющие воздействия  $U_1...U_q$  со стороны системы управления. В результате действия перечисленных воздействий и свойств ТОУ на его выходе формируются выходные величины  $Y_1...Y_k$ . Основным отличием ТОУ от известного из курса автоматики (теории автоматического регулирования) объекта регулирования является наличие в общем случае множества входных и выходных величин, а также разделение входных и управляющих воздействий. Так как множество выходных величин находится в функциональной связи с входными, возмущающими и управляющими воздействиями, то математическая модель ТОУ в общем виде представляет собой систему уравнений и неравенств:

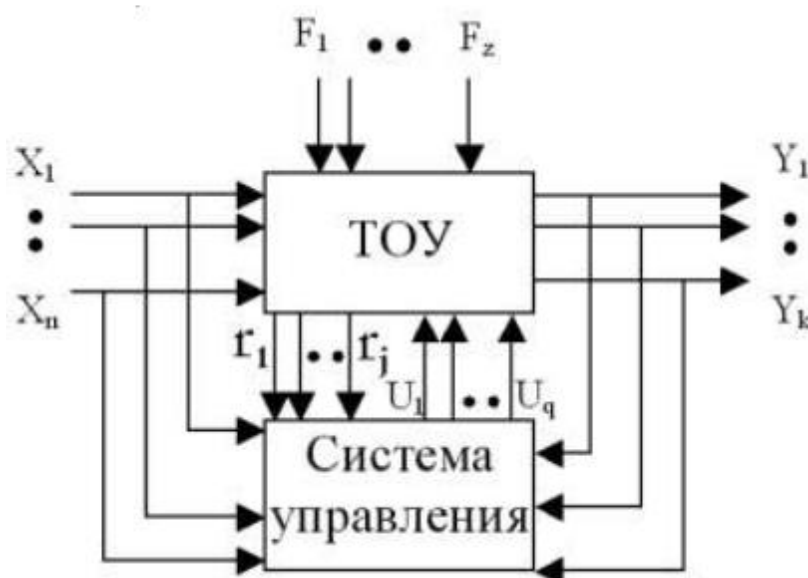
$$\begin{cases} y_i = \varphi_i(x_1, \dots, x_n; f_1, \dots, f_z; u_1, \dots, u_q) \\ \alpha_i \leq y_i \leq \beta_i - \text{ограничения на выходные величины} \end{cases}$$

где  $i \in [1, k]$ .

Ограничения на выходные величины составляют совокупность технологических режимов, в которых может находиться ТОУ. Для

упрощения описания сложных объектов их представляют в виде совокупности более простых блоков с функциональными и управляющими связями. Совокупность технологических режимов блоков определяет режим ТОУ.

На рисунке 2 показано общее представление АСУ ТП. Информация о входных воздействиях, текущих значениях выходных величин и, в некоторых случаях, о величинах уставок локальных автоматических регуляторов, входящих в ТОУ, поступает в систему управления, как правило, при помощи датчиков. Также могут использоваться датчики возмущающих воздействий (на рисунке 1.2 не показано).



**Рисунок 1.2. Наиболее общее схематичное представление АСУ ТП:  $r_1 \dots r_j$  – совокупность значений параметров, характеризующих положение автоматических регуляторов, входящих в ТОУ**

Таким образом, система управления функционирует на основе информации о значениях  $x_i$ ,  $y_i$ ,  $r_i$  и технологических режимах работы ТОУ. При разработке АСУ ТП определяется совокупность точек контроля, с которых в систему управления поступает информация от датчиков, и точек, куда подаются управляющие воздействия от исполнительных элементов. Следовательно, управление можно представить как информационный процесс (рисунок 1.3).

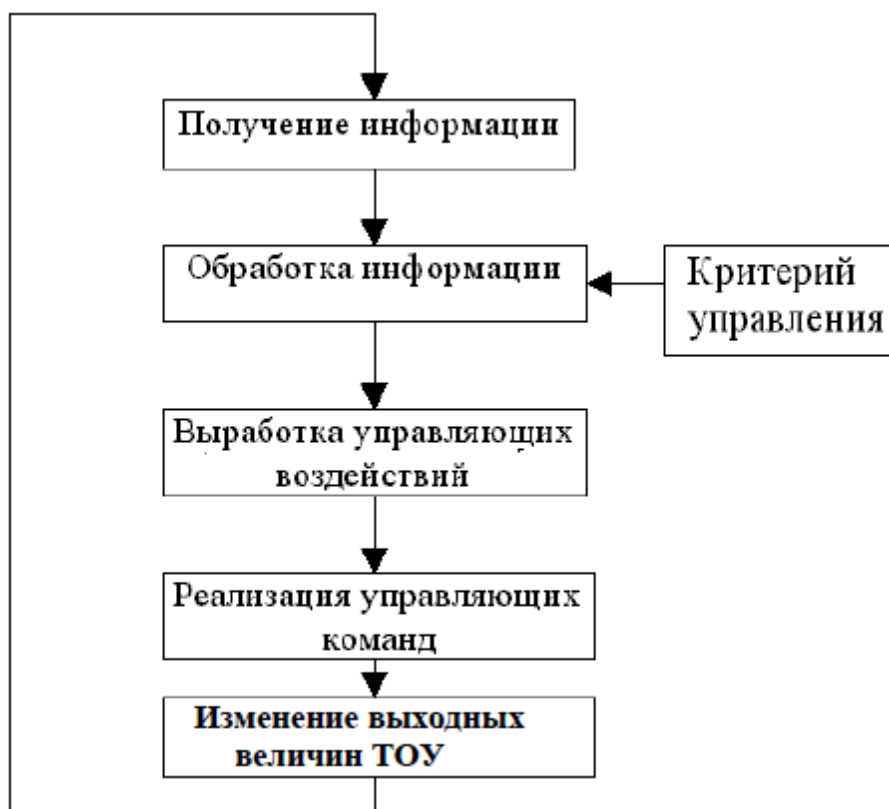


Рисунок 1.3. Управление как информационный процесс

## 1.2 Структурные решения АСУ ТП

Возможны три основных структурных решения АСУ ТП:

*Централизованная АСУ ТП*, в которой используется управляющая вычислительная машина (УВМ) для сбора, обработки информации о необходимых сигналах и выработки управляющих воздействий (рисунок 1.4).

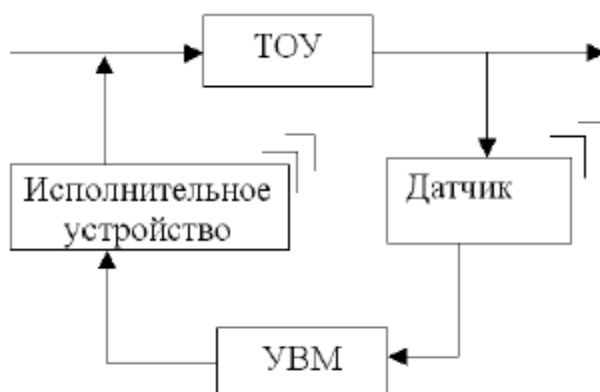
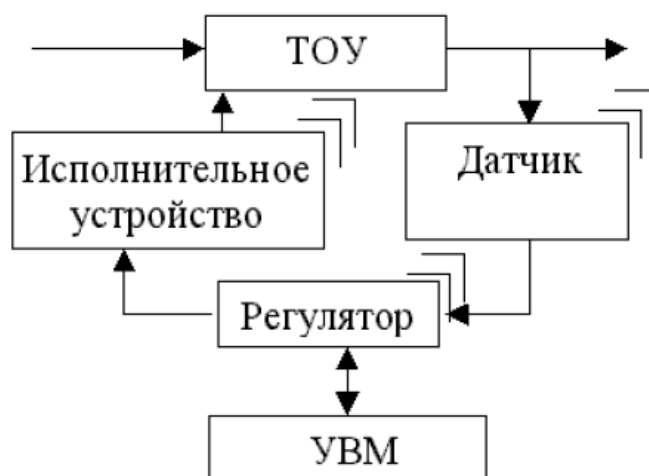


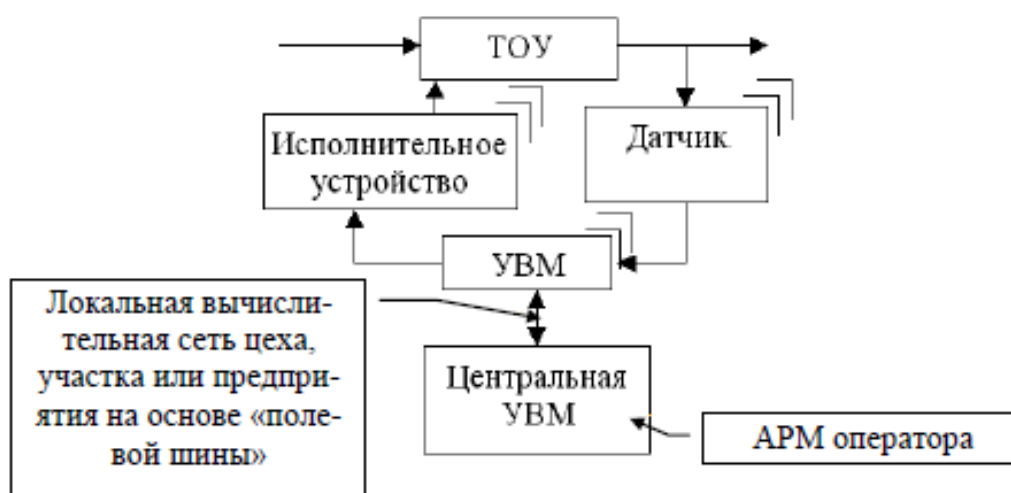
Рисунок 1.4. Функциональная схема централизованной АСУ ТП

*Иерархическая АСУ ТП*, в которой УВМ используется для управления настройками отдельных простых систем управления (автоматических регуляторов, рисунок 1.5).



**Рисунок 1.5. Функциональная схема иерархической АСУ ТП**

*Децентрализованная или распределённая (distributed control system) АСУ ТП* характеризуется наличием ряда автономных простых подсистем, в каждой из которых имеется своя простая УВМ (контроллер), а координация их работы осуществляется с автоматизированного рабочего места оператора (рисунок 1.6).



**Рисунок 1.6. Функциональная схема децентрализованной АСУ ТП**

Централизованная АСУ ТП реализует так называемое *прямое*, а иерархическая – *внешнее* цифровое управление, распределённая АСУ ТП

комбинирует прямое (для локальной УВМ) и внешнее (для центральной УВМ) управление.

В настоящее время ярко выраженной тенденцией является введение в состав отдельных технических средств микропроцессоров, тем самым, по высшая возможности этих средств по обработке данных, или, как принято говорить, их «интеллект». Таким образом, разгружается управляющая вычислительная машина, а автономность периферийных по отношению к ней устройств возрастает. Если типичная централизованная АСУ ТП предполагает наличие аналогово-цифровых и цифро-аналоговых преобразователей непосредственно в УВМ, то теперь появляется возможность преобразовывать аналоговую информацию в цифровую и обратно непосредственно у датчиков и исполнительных механизмов. Это позволяет не только преобразовывать информацию, но также и передавать её в цифровом виде.

Цифровая передача данных между отдельными устройствами сделала вычислительную сеть основой построения АСУ ТП и делает целесообразным использование сетей не только для управления ТОУ, но и для организации вычислительных систем с ресурсами, разделёнными между элементами системы, рассредоточенными по относительно небольшой территории. Такие вычислительные сети называются локальными и реализуются при помощи «полевых шин» промышленного исполнения. Аппаратно-программную базу распределённых АСУ ТП можно рассматривать как особый класс локальных вычислительных сетей; они развиваются параллельно с локальными сетями (с некоторым отставанием).

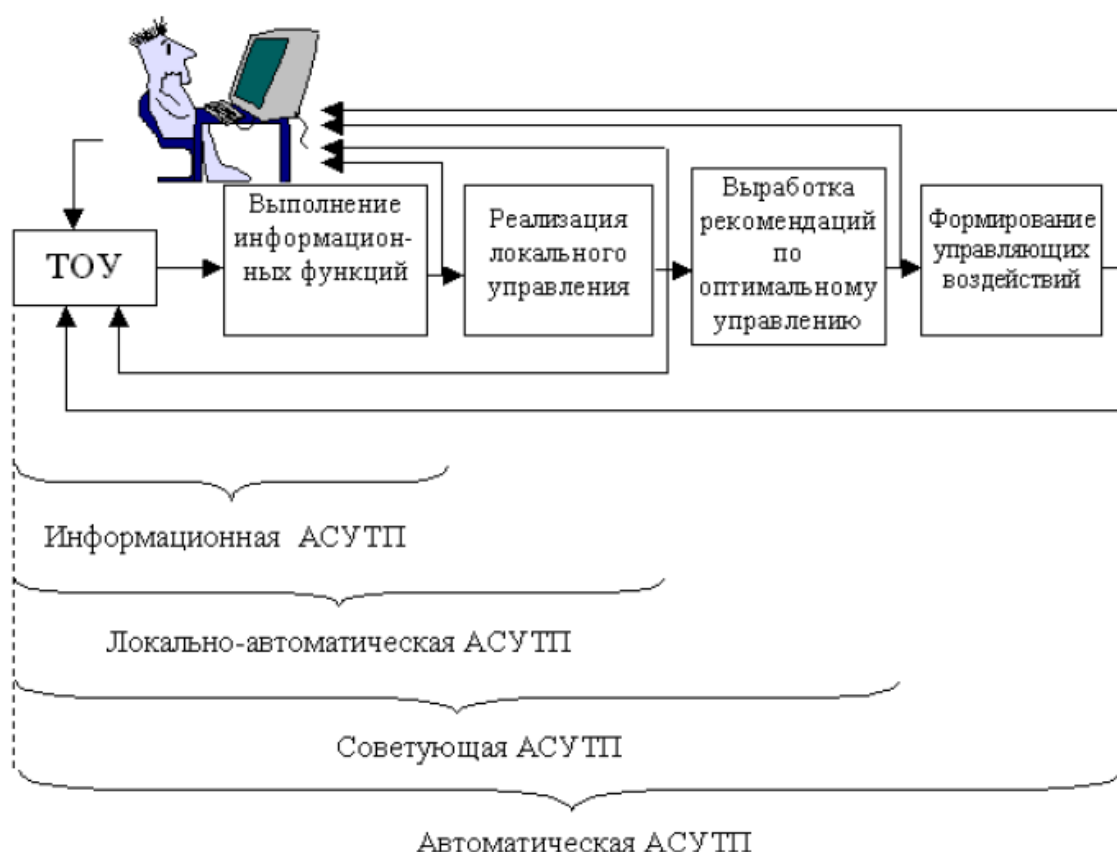
Особенности распределённых АСУ ТП по сравнению с локальными вычислительными сетями связаны с требованием решать в них прикладные задачи в реальном масштабе времени, иногда в весьма ограниченные сроки.

Распределённые АСУ ТП базируются на использовании дешёвых микропроцессоров, рассредоточенных по одной технологической установке или цеху. Опыт построения сетей, составной частью которых всегда является

сеть передачи данных, связывающих между собой микропроцессорные устройства, заставила их создателей разработать архитектурный подход к построению вычислительных сетей – определить архитектурные уровни, лишь внутри которых разрешается принимать независимые решения.

Основные преимущества распределенных АСУ ТП по сравнению с централизованными - повышение надежности за счет обработки данных на месте их возникновения и потребления, сравнительная простота развития функций путем добавления аппаратуры и программ (масштабирование).

В зависимости от распределения функций между техническими средствами и оперативным персоналом различают 4 типа функционирования: информационная, локально-автоматическая, советующая, автоматическая АСУ ТП (рисунок 1.7).



**Рисунок 1.7. Типы функционирования АСУ ТП**

Информационные системы представляют интерес на первом этапе внедрения АСУ ТП, локально-автоматические заменяют традиционные

средства автоматики, позволяя осуществлять недоступные автоматическим системам управления функции. Использование советующих АСУ ТП для сложных процессов, для которых не удастся разработать достаточно полный алгоритм управления, позволяет облегчить труд операторов. Высшей ступенью автоматизации являются автоматические АСУ ТП, в которых УВМ замыкается в контур управления, минуя оператора, контролирующего ход технологического процесса, а при необходимости корректирующего работу УВМ.

### **1.3 Стадии и этапы создания автоматизированных систем**

АСУ ТП – сложная система, над её созданием обычно работает коллектив специалистов, а сам процесс разработки называется «системное интегрирование». Опыт проектирования АСУ ТП показывает, что сроки разработки и качество внедряемых систем управления существенно зависят от правильно составленного технического задания и от этапа формализации процесса управления. Основные проблемы на начальном этапе происходят из-за того, что заказчик является специалистом в своей области, мыслит категориями технологического объекта управления, а разработчик пользуется понятиями, принятыми в теории управления.

Выделяют следующие стадии и этапы создания автоматизированных систем (таблица 1.1):

**Таблица 1.1. Стадии и этапы создания автоматизированных систем**

Стадии	Этапы работ
1. Формирование требований к АС	1.1. Обследование объекта и обоснование необходимости создания АС. 1.2. Формирование требований пользователя к АС. 1.3. Оформление отчёта о выполненной работе и заявки на разработку АС (тактико-технического задания).
2. Разработка концепции АС.	2.1. Изучение объекта 2.2. Проведение необходимых научно-исследовательских работ. 2.3. Разработка вариантов концепции АС, удовлетворяющего требованиям пользователя. 2.4. Оформление отчёта о выполненной работе.
3. Техническое задание.	3.1. Разработка и утверждение технического задания на создание АС.
4. Эскизный проект.	4.1. Разработка предварительных проектных решений по системе и её частям. 4.2. Разработка документации на АС и её части.
5. Технический проект.	5.1. Разработка проектных решений по системе и её частям. 5.2. Разработка документации на АС и её части. 5.3. Разработка и оформление документации на поставку изделий для комплектования АС и (или) технических требований (технических заданий) на их разработку. 5.4. Разработка заданий на проектирование в смежных частях проекта объекта автоматизации.
6. Рабочая документация.	6.1. Разработка рабочей документации на систему и её части. 6.2. Разработка или адаптация программ.
7. Ввод в действие.	7.1. Подготовка объекта автоматизации к вводу АС в действие. 7.2. Подготовка персонала. 7.3. Комплектация АС поставляемыми изделиями (программными и техническими средствами, программно техническими комплексами, информационными изделиями). 7.4. Строительно-монтажные работы. 7.5. Пусконаладочные работы. 7.6. Проведение предварительных испытаний. 7.7. Проведение опытной эксплуатации. 7.8. Проведение приёмочных испытаний.
8. Сопровождение АС	8.1. Выполнение работ в соответствии с гарантийными обязательствами. 8.2. Послегарантийное обслуживание.



В зависимости от специфики создаваемых АСУ ТП и условий их создания допускается исключить стадию "Эскизный проект" и отдельные этапы работ на всех стадиях, объединять стадии "Технический проект" и "Рабочая документация" в одну стадию "Технорабочий проект", выполнять отдельные этапы работ до завершения предшествующих стадий, параллельное во времени выполнение этапов работ, включение новых этапов работ.

На стадиях формирования требований к АСУ ТП и разработки концепции используются различные виды моделей. Модель может быть описана разными способами, основными из которых на начальных этапах проектирования являются текстовые (словесные) и графические. При наличии в системе управления контуров регулирования (САР) также приводится математическая модель ОУ в части подсистемы, относящейся непосредственно к данному контуру.

Формулируется цель системы, критерий функционирования и основные ограничения, накладываемые на её работу. ТОУ и система управления представляются в виде «чёрных ящиков» с обозначением и описанием всех входов и выходов (в виде, показанном на рисунках 1 и 2). Описываются режимы работы объекта управления (например, пуск, номинальный режим, остановка, перегрузка и т.д.)

Затем четко очерчиваются границы системы управления и описываются все подпроцессы со своими локальными системами управления. При этом используется метод декомпозиции системы – разделение её на части, имеющие меньшую сложность, меньшее число элементов и переменных величин.

Обычно систему разделяют таким образом, чтобы подсистемы поддавались какой-либо классификации, например, по функциям управления, по иерархии управления и т.д. Это обеспечивает унификацию подходов к подсистемам.

Линии разделения следует выбирать так, чтобы связи расчленились как можно меньше. АСУ ТП в целом должна быть спроектирована таким

образом, чтобы все её подсистемы имели локальные цели, выбранные в соответствии с общей целью системы. Декомпозиция должна сопровождаться укрупнением подсистем, чтобы не создавать сравнительно простых и мелких подсистем и чтобы их общее число не было слишком большим. В результате первичной структуризации выделяются элементы технологического процесса, подлежащие автоматизированному управлению, а также входы и выходы, связывающие её с внешней средой.

Так как управляющие программы, выполняемые УВМ, реализуются в среде многозадачных операционных систем, то часто подсистемы управления, соответствующие подпроцессам, называют задачами.

#### **1.4 Система управления как дискретный автомат**

Любой естественный язык, несмотря на свою строгость и точность в его использовании, не обладает возможностью однозначного описания явлений и процессов и не позволяет непосредственно перейти от описания функционирования системы управления к её программированию. Поэтому требуется формализованное описание функционирования АСУ ТП, обеспечивающее непротиворечивость и полноту задания законов работы системы управления. Многие разработчики и программисты зачастую не используют никаких специальных формальных языков, а непосредственно от технического задания, составленного на естественном языке, переходят к этапу программирования. Такой путь, в принципе, может привести к созданию качественной системы управления, однако разработчику придётся часто вносить в проектируемую систему многочисленные исправления и добавления, обнаруживаемые по ходу проектирования.

Использование автоматного описания существенно облегчает программирование таких систем, состояние которых можно описать в виде совокупности режимов, каждый из которых определяется комбинацией входов и выходов. *Дискретным автоматом* называется преобразователь информации, имеющий конечное дискретное множество внутренних

состояний и скачкообразность перехода автомата из одного состояния в другое; переход из состояния в состояние возможен только через фиксированный для данного автомата промежуток времени – интервал дискретизации. Если удалось однозначно определить состояние выходов для каждого из режимов, то система управления представляет собой комбинационную схему (автомат без памяти) и для неё может быть применена теория автоматов.

Теория автоматов — раздел дискретной автоматики, изучающий абстрактные автоматы — вычислительные машины, представленные в виде математических моделей — и задачи, которые они могут решать.

Теория автоматов наиболее тесно связана с теорией алгоритмов: автомат преобразует дискретную информацию по шагам в дискретные моменты времени и формирует результат по шагам заданного алгоритма.

Изменение состояния дискретного автомата вызывается входными сигналами, возникающими вне автомата и передающимися по конечному числу входных каналов. Результатом работы дискретного автомата является выдача выходных сигналов, передаваемых во внешние цепи по конечному числу выходных сигналов. Теория автоматов может быть использована для описания алгоритмических процессов, т.е. при проектировании автоматизированных систем управления.

В рамках теории автоматов применяются автоматные таблицы и направленные графы. Для простых централизованных АСУ ТП после составления автоматной таблицы можно переходить к этапу программирования, минуя этап разработки алгоритма. В ряде случаев написание управляющей программы может быть облегчено за счёт формализации программирования (автоматная структура «*Если вход 1 И вход 2 То выход 3*» легко записывается при помощи операторов выбора). Это относится, прежде всего, к программированию технологических контроллеров и подсистем локального управления. Для составления автоматной таблицы необходимо:

1. Построить модель «объект управления – система управления – оператор».

2. Определить совокупность точек, с которых в систему управления поступает необходимая информация (датчики, сигналы от оператора), и куда подаются управляющие воздействия.

3. Выделить комбинации входов системы управления, которые могут встретиться при функционировании объекта управления.

4. Обозначить режимы.

5. Для каждого режима записать состояние выходов системы управления.

6. Если удалось однозначно определить состояние выходов для каждого из режимов, то составляется автоматная таблица вида:

входы	Выходы

7. Если не удалось однозначно заполнить автоматную таблицу (у которой каждому входному набору однозначно соответствует единственный выходной набор), то это означает, что в системе управления недостаточно входов. В этом случае нужно увеличить число входов в систему управления добавлением новых датчиков или введением памяти.

8. При введении дополнительных датчиков повторяются пункты 1–6.

Если в результате получилась комбинационная схема, переходят к этапу программирования. Введение памяти позволяет фиксировать действия, которые система формировала в прошлом. Память в модели системы управления может быть введена за счет добавления одного входа (состояние памяти в начале цикла), и выхода (состояние памяти в конце цикла). Этот вход и выход разработчик использует по своему усмотрению для получения комбинационной схемы.

Рассмотрим пример проектирования системы управления без памяти.

Пусть необходимо разработать систему управления электрообогреваемым полом, состоящую из 2 нагревательных элементов.

При температуре пола больше  $16^{\circ}\text{C}$  оба нагревательных элемента выключены. При температуре пола от  $12$  до  $16^{\circ}\text{C}$  включен один нагревательный элемент, при температуре от  $8$  до  $12^{\circ}\text{C}$  включены два нагревательных элемента, если температура пола ниже  $8^{\circ}\text{C}$  должны быть включены два нагревательных элемента и выдаваться сигнал аварии. Основным возмущающим воздействием является температура окружающей среды.

Строим модель «объект управления – система управления» (рисунок 1.8).



**Рисунок 1.8. Модель системы управления обогреваемым полом**

У системы управления один аналоговый вход (точка, куда поступает информация от датчика температуры пола), и три дискретных выхода для подачи управляющего воздействия первому и второму нагревательному элементу а также выход для сигнала аварии. Обозначим вход –  $X_1$ , а выходы  $Y_1$ ,  $Y_2$ ,  $Y_3$ , соответственно включение/отключение первого нагревательного элемента, включение/отключение второго нагревательного элемента и включение/отключение сигнала аварии.

Комбинации входных сигналов, которые могут встретиться при функционировании системы управления, приведены в таблице 1.2, а выходных – в таблице 1.3.

**Таблица 1.2. Допустимые комбинации входных сигналов системы управления**

$X_1$	Название режима
$>16^{\circ}\text{C}$	Два элемента выключены
$\geq 12^{\circ}\text{C}; \leq 16^{\circ}\text{C}$	Один элемент включен
$\geq 8^{\circ}\text{C}; \leq 12^{\circ}\text{C}$	Два элемента включены
$<8^{\circ}\text{C}$	Авария

**Таблица 1.3. Допустимые комбинации выходных сигналов системы управления**

Выходы			Название режима
$Y_1$	$Y_2$	$Y_3$	
0	0	0	Два элемента выключены
1	0	0	Один элемент включен
0	1	0	-
1	1	0	Два элемента включены
0	0	1	-
1	0	1	-
0	1	1	-
1	1	1	Авария

На основании таблиц 1.2 и 1.3 строим автоматную таблицу (таблица 1.4).

**Таблица 1.4. Автоматная таблица**

Входы	Выходы			Название режима
	$Y_1$	$Y_2$	$Y_3$	
$>16^{\circ}\text{C}$	0	0	0	Два элемента выключены
$\geq 12^{\circ}\text{C}; \leq 16^{\circ}\text{C}$	1	0	0	Один элемент включен
$\geq 8^{\circ}\text{C}; \leq 12^{\circ}\text{C}$	1	1	0	Два элемента включены
$<8^{\circ}\text{C}$	1	1	1	Авария

В некоторых случаях по автоматной таблице можно сразу написать управляющую программу. Например, если переменные  $X_1$ ,  $Y_1$ ,  $Y_2$ ,  $Y_3$  связаны с соответствующими технологическими переменными (сигналами), то программа на языке BASIC для автоматной таблицы 1.4 будет выглядеть так:

```
If X1>16 Then
Y1=0
```

```

Y2=0
Y3=0
Elseif X1>=12 And X1<=16 Then
Y1=1
Y2=0
Y3=0
Elseif X1>=8 And X1<=12 Then
Y1=1
Y2=1
Y3=0
Else
Y1=1
Y2=1
Y3=1
End If

```

Помимо автоматных таблиц в теории автоматов применяются направленные графы. Граф автоматизированной системы управления представляет собой комбинацию вершин, изображаемых кружочками, и соединяющих стрелок – ребер графа. Вершины соответствуют состояниям системы, а стрелки – входным сигналам. На рисунке 1.9 показан автоматный граф, соответствующий автоматной таблице 1.4. Внутри кружочков показаны комбинации выходов, соответствующие состояниям (режимам), а стрелками показаны возможные величины входного сигнала  $X_1$ , приводящие к смене режима. Если величина входного сигнала не изменяется, то система управления переходит в режим, в котором она находилась в предыдущий момент времени.

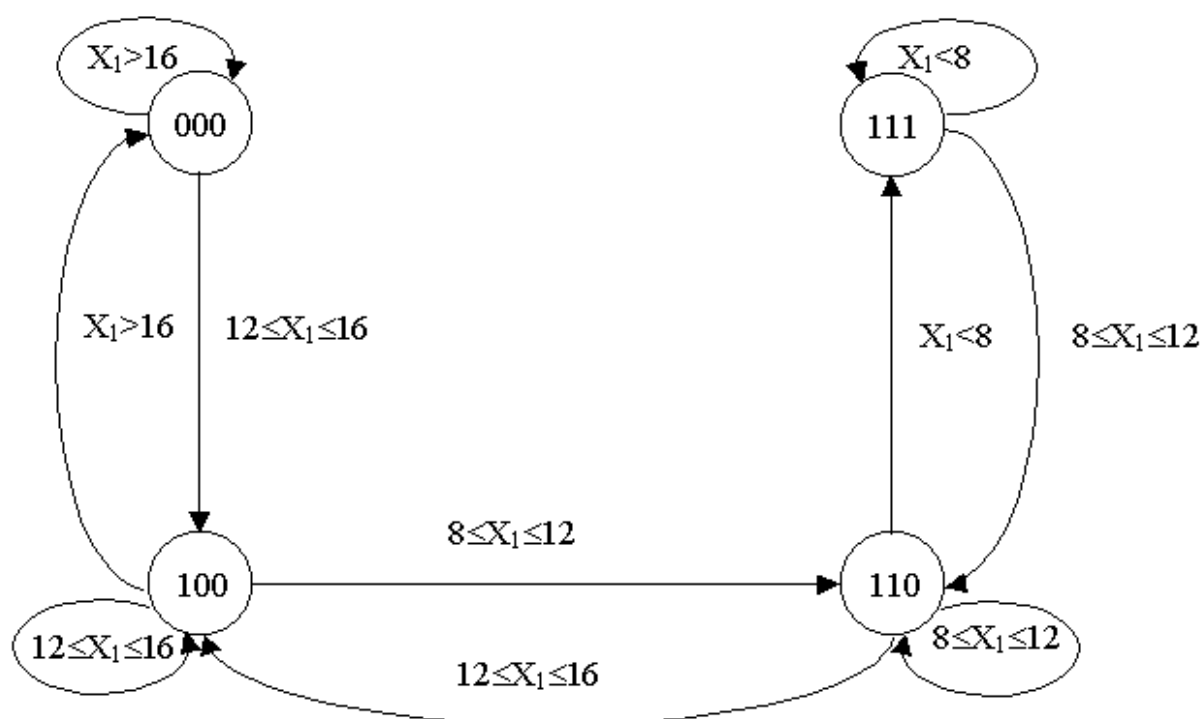


Рисунок 1.9. Автоматный граф

Иногда разработчику не удастся составить таблицу так, чтобы каждому входному набору в ней соответствовал единственный выходной набор. В этом случае используется память. Рассмотрим пример составления автоматной таблицы для системы управления с памятью.

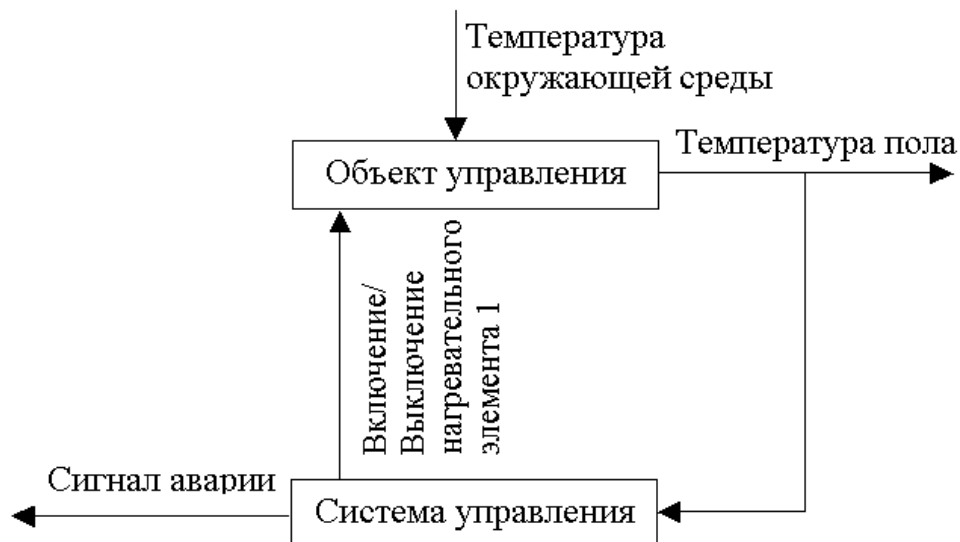
Пусть необходимо спроектировать систему управления электрообогреваемым полом, состоящую из 1 нагревательного элемента. При температуре пола больше  $16^\circ\text{C}$  нагревательный элемент выключен. При температуре пола от  $8$  до  $16^\circ\text{C}$  нагревательный элемент включен. Если температура пола ниже  $8^\circ\text{C}$ , то должен выдаваться сигнал аварии и, если нагревательный элемент был включен, то следует оставить его включенным, а если выключенным (температура уменьшилась скачком за время, меньшее чем такт опроса датчика температуры системой управления), то включать нагревательный элемент не следует. Основным возмущающим воздействием является температура окружающей среды.

При такой постановке задачи разработчик уже не сумеет устранить неоднозначность в полученной таблице, так как выходной набор системы управления зависит теперь не только от величины сигнала с датчика



температуры, но и от того, в каком положении (включенном или выключенном) находится нагревательный элемент.

Строим модель объект управления – система управления (рисунок 1.10).



**Рисунок 1.10. Модель системы управления обогреваемым полом с одним нагревательным элементом**

У системы управления один аналоговый вход (точка, куда поступает информация от датчика температуры пола), и два дискретных выхода для подачи управляющего воздействия на нагревательный элемент, а также выход для сигнала аварии. Обозначим вход –  $X_1$ , а выходы –  $Y_1$ ,  $Y_2$ , соответствен, но включение/отключение нагревательного элемента и включение/отключение сигнала аварии.

Комбинации возможных допустимых входных и выходных сигналов приведены в таблицах 1.5 и 1.6.

**Таблица 1.5. Допустимые комбинации входных сигналов системы управления**

$X_1$	Название режима
$>16^{\circ}\text{C}$	Элемент выключен
$\geq 8^{\circ}\text{C}; \leq 16^{\circ}\text{C}$	Элемент включен
$<8^{\circ}\text{C}$	Авария элемент включен
$<8^{\circ}\text{C}$	Авария элемент выключен

**Таблица 1.6. Допустимые комбинации входных сигналов системы управления**

$Y_1$	$Y_2$	Название режима
0	0	Элемент выключен
1	0	Элемент включен
1	1	Авария элемент включен
0	1	Авария элемент выключен

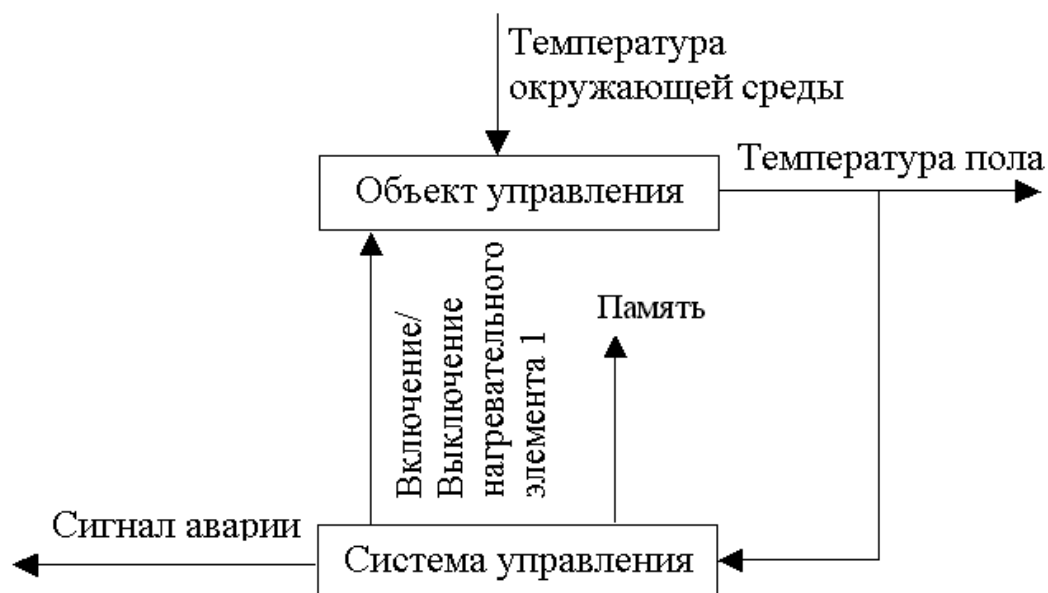
На основании таблиц 1.5 и 1.6 строим автоматную таблицу (таблица 1.7).

**Таблица 1.7. Автоматная таблица**

Входы	Выходы		Название режима
$X_1$	$Y_1$	$Y_2$	
$>16^{\circ}\text{C}$	0	0	Элемент выключен
$\geq 8^{\circ}\text{C}; \leq 16^{\circ}\text{C}$	1	0	Элемент включен
$<8^{\circ}\text{C}$	1	1	Авария элемент включен
$<8^{\circ}\text{C}$	0	1	Авария элемент выключен

В полученной автоматной таблице невозможно однозначно определить состояние выходов системы управления при температуре  $<8^{\circ}\text{C}$ . Добавим в систему управления память, тогда модель системы управления будет иметь вид, представленный на рисунке 1.11.

При составлении автоматной таблицы необходимо учитывать, что для однозначного определения режима работы необходимо знать состояние всех входов в систему управления, часто режим работы можно однозначно определить, зная состояние нескольких входов. Если в системе управления несколько входов, то целесообразно расположить их в автоматной таблице в порядке убывания важности с точки зрения их информативности. Например, если в системе управления есть кнопка пуск, вход памяти и датчик температуры, то с точки зрения информативности они должны быть расположены в следующем порядке: *кнопка пуск датчик температуры вход памяти*.



**Рисунок 1.11. Модель системы управления обогреваемым полом с памятью**

Добавляем в построенную ранее автоматную таблицу (таблица 1.7) входы и выходы памяти (соответственно X2 и Y3) и получаем автоматную таблицу с учётом памяти (таблица 1.8). Примечание: В начальный момент времени значение памяти в начале цикла равно значению, присвоенному при программировании. Запускать систему с памятью можно в режимах, когда для однозначного определения управляющих воздействий значение памяти в начале цикла не имеет значения.

**Таблица 1.8– Автоматная таблица с учётом памяти**

Входы		Выходы			Название режима
X <sub>1</sub>	X <sub>2</sub>	Y <sub>1</sub>	Y <sub>2</sub>	Y <sub>3</sub>	
>16°C		0	0		Элемент выключен
≥8°C; ≤16°C		1	0		Элемент включен
<8°C		1	1		Авария элемент включен
<8°C		0	1		Авария элемент выключен

Из таблицы 1.8 видно, что однозначно определяется режим работы системы. Теперь заполнить автоматную таблицу не представляет труда.

**Таблица 1.9. Итоговая автоматная таблица с учетом памяти**

Входы		Выходы			Название режима
$X_1$	$X_2$	$Y_1$	$Y_2$	$Y_3$	
$>16^{\circ}\text{C}$	*	0	0	1	Элемент выключен
$\geq 8^{\circ}\text{C}; \leq 16^{\circ}\text{C}$	*	1	0	2	Элемент включен
$<8^{\circ}\text{C}$	2	1	1	2	Авария элемент включен
$<8^{\circ}\text{C}$	1	0	1	1	Авария элемент выключен

## 1.5 Алгоритмы АСУ ТП

### 1.5.1 Внешний алгоритм АСУ ТП

Наиболее распространенным способом описания функционирования системы управления является алгоритм, известный из курса информатики.

*Алгоритм* – однозначная конечная последовательность выполнения операций, определяющих преобразование исходных данных в требуемый результат.

Совокупность предписаний, ведущих к правильному выполнению технологического процесса и обеспечивающих получение продукта (материала) с требуемыми показателями качества называется *алгоритмом функционирования*.

Под *алгоритмом управления* понимают совокупность предписаний, определяющих характер воздействия органов управления на управляемые объекты с целью выполнения заданного алгоритма функционирования.

Следовательно, работа АСУ ТП определяется алгоритмом функционирования. Для алгоритмов характерна дискретность определяемого ими процесса, элементарность и локальность операций, выполняемых на каждом шагу.

Алгоритм функционирования, записанный на формальном языке (алгоритмическом языке) называется *управляющей программой*. Прежде чем приступить к написанию управляющей программы, необходимо изучить технологический процесс и разработать модель системы «АСУ ТП – технологический процесс» и составить так называемый *внешний алгоритм*, который отражает концепцию управления технологическим процессом.

Внешний алгоритм позволяет программистам разобраться с особенностями технологического процесса и перейти к написанию управляющей программы.

Внешний алгоритм может быть описан разными способами, основным из которых является блок-схема, выполняемая в соответствии с ГОСТ.

Зачастую технологический процесс заключается в выполнении нескольких операций. Кроме того, УВМ может работать в нескольких отличающихся друг от друга режимах. При разработке внешних алгоритмов таких систем управления оказывается, что их схемы из-за большого количества блоков становятся громоздкими. В этом случае целесообразно схему алгоритма раз делить на несколько частей. Естественным является разделение всего алгоритма на ряд алгоритмов выполнения технологических операций или алгоритмов различных режимов работы УВМ.

При таком подходе внешний алгоритм состоит из одного основного алгоритма и нескольких алгоритмов подпрограмм, вызываемых из основного.

При этом упрощается разработка всего алгоритма и уменьшается количество ошибок. Полученный составной алгоритм отвечает современным концепциям структурированного программирования, при котором управляющая программа состоит из основной задачи и вызываемых из неё по определенным условиям нескольких частных задач.

Любой процесс управления состоит из трех составляющих:

- получение информации;
- анализ полученной информации и принятие решения;
- реализация принятого решения.

В АСУ ТП технологический объект управления (ТОУ) включает в себя несколько объектов управления (ОУ), управление каждым из которых складывается из трех указанных составляющих. В реальных технологических процессах часто возникают ситуации, когда необходимо одновременно управлять несколькими ОУ.

Организация "одновременного" выполнения нескольких управляющих программ (мультипрограммный режим работы) возможно с помощью систем реального времени. Эта особенность при разработке управляющих алгоритмов учитывается следующим образом:

- разрабатывается основной алгоритм, в котором описываются действия по подготовке УВМ к запуску ТОУ, условия выполнения подпрограмм, запуск подпрограмм, порядок остановки ТОУ и т.д.;
- разрабатываются алгоритмы подпрограмм, соответствующих различным режимам работы ТОУ и технологическим операциям. Для громоздких алгоритмов подпрограмм целесообразно дальнейшее их разбиение;
- для каждой подпрограммы определяется периодичность её выполнения (в технической литературе эта величина часто называется периодом сканирования задачи). Деление на подпрограммы также производится при необходимости реализации различной периодичности их выполнения.

Другой особенностью алгоритмов управления технологическими процессами является отсутствие блоков окончания основного алгоритма при управлении непрерывными технологическими процессами. При этом аварийный останов оборудования рассматривается как прекращение выполнения подпрограмм, вызов подпрограммы аварийной остановки и переход в режим ожидания команды на запуск. Полное окончание выполнения алгоритма управления ТОУ часто производится из операционной системы и при разработке алгоритма может не указываться.

#### 1.5.2 Внутренний или детализованный алгоритм АСУ ТП

Основным отличием внутренних алгоритмов от внешних является более детальная расшифровка каждого блока. Если при написании внешнего алгоритма требуется взаимодействие технолога и программиста, то при составлении внутреннего алгоритма ситуация меняется. На этом этапе работают электроники и программисты.

Ознакомившись с внешним алгоритмом функционирования АСУ ТП, инженеры-электроники (таких специалистов также называют системными интеграторами) определяют набор технических средств, необходимых для реализации данного алгоритма. После этого технологическим переменным (тэгам) присваиваются имена и программисты при разработке внутреннего алгоритма учитывают особенности программирования выбранных устройств сопряжения с объектом (УСО). При этом каждый блок внутреннего алгоритма отражает один шаг работы программы.

При сравнении внутреннего и внешнего алгоритмов видно, что в последнем больше блоков за счет детализации. В некоторых случаях внутренний алгоритм превышает внешний в десятки раз.

Составление внутреннего алгоритма функционирования не является завершающим этапом в описании алгоритма управления технологическим процессом. Следующим по уровню, еще более детальным, является алгоритм, учитывающий особенности языка, который используется для создания управляющей программы. Наибольшее количество блоков будет при использовании ассемблеров (инициализация портов, пересылка данных, маскирование и т.д.). Наиболее близок внутренний алгоритм к языкам высокого уровня и особенно SCADA-системам (Supervisory Control And Data Acquisition – сбор данных и оперативное диспетчерское управление), в которых такие операции, как инициализация портов, пересылка и т.д. осуществляются программными компонентами пакетов программирования.

## **1.6 Ввод и вывод сигналов в УВМ**

### **1.6.1 Ввод/вывод дискретных сигналов**

**Датчик** — конструктивно обособленное устройство, содержащее один или несколько первичных измерительных преобразователей<sup>[2][3]</sup>. Датчик предназначен для выработки сигнала измерительной информации в форме, удобной для передачи, дальнейшего преобразования, обработки и (или)

хранения, но не поддающейся непосредственному восприятию наблюдателем<sup>[4]</sup>.

Датчик может дополнительно содержать промежуточные измерительные преобразователи, а также меру. Датчик может быть вынесен на значительное расстояние от устройства, принимающего его сигналы. При нормированном соотношении значения величины на выходе датчика с соответствующим значением входной величины датчик является средством измерений.

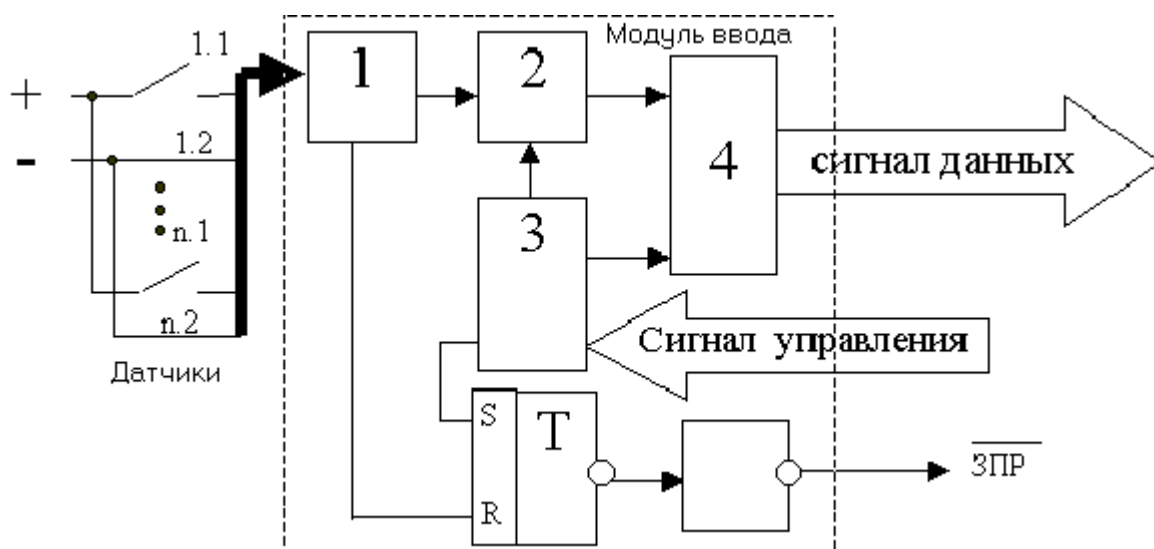
В настоящее время термины «датчик» и «сенсор» используются как равнозначные для обозначения измерительного преобразователя, выполняющего функции восприятия входной величины и формирования измерительного сигнала

В технологических процессах сельхозпроизводства используется широкий набор датчиков, в которых изменение контролируемого параметра приводит к изменению состояния контактов. К таким датчикам относятся, например, контактные датчики температуры и давления, реле времени, датчики положения (конечные выключатели) и т.д. Кроме того, для контроля за срабатыванием коммутационной аппаратуры используются блок-контакты магнитных пускателей. Многие датчики не содержат контактов, а формируют сигналы логического уровня «0» или «1» в выходной цепи, например индуктивные и фотоэлектрические датчики положения. Такие датчики называются *дискретными*, т.к. получаемый на выходе сигнал имеет дискретный характер.

*Дискретными* называются сигналы, имеющие в любой момент времени одну из двух возможных величин.

В зависимости от характера источника дискретных сигналов (датчиков) и способа обработки дискретной информации в управляющей вычислительной машине (УВМ) могут применяться различные принципы ввода дискретных сигналов. Для пояснения основных принципов рассмотрим функциональную схему, представленную на рисунке 1.12.





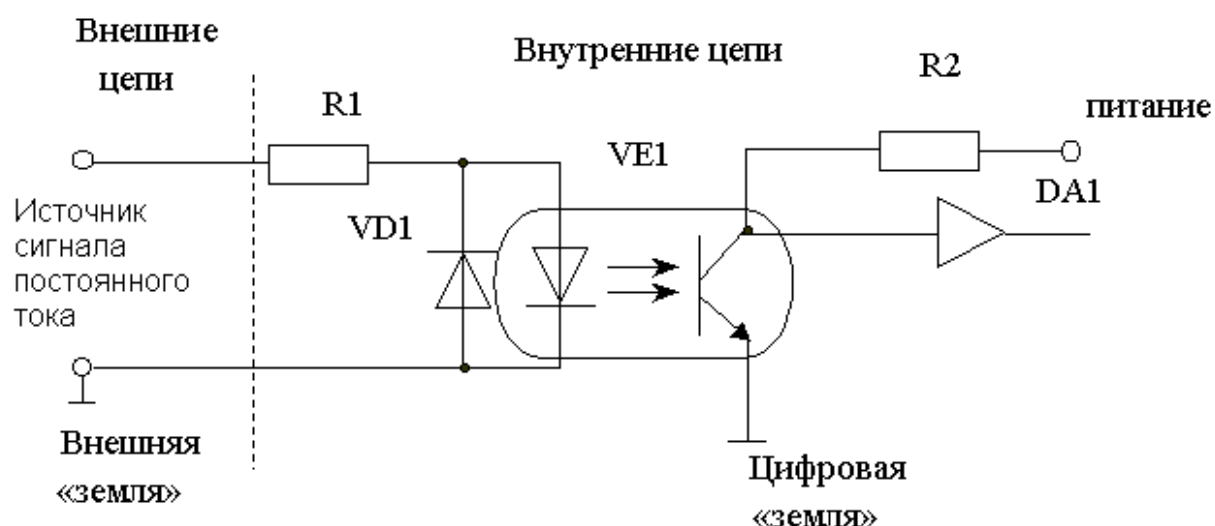
**Рисунок 1.12. Функциональная схема устройства ввода в УВМ дискретных сигналов: 1 – узел гальванической развязки; 2 – мультиплексор; 3 – узел управления; 4 – буфер данных**

Входные дискретные сигналы 1.1., 1.2, ... n.1, n.2 подаются на узел 1 гальванической развязки, согласования уровней и подавления импульсных помех, возникающих вследствие «дребезга» контактов. Опрос подключенных датчиков осуществляется мультиплексором 2, коммутируемым узлом управления 3. Управление мультиплексором обеспечивается сигналами управления, поступающими от УВМ по интерфейсной магистрали. Блок 4 выполняет функции буфера данных и позволяет блокировать изменение сигналов данных во время опроса.

При изменении хотя бы одного из входных сигналов узел 1 формирует импульс, который запоминается триггером и обеспечивает появление на выходе модуля ввода общего сигнала запроса прерывания ЗПР. Этот сигнал используется, когда при изменении входной информации требуется немедленная выработка управляющего воздействия со стороны УВМ или в случае, когда входная информация изменяется редко. Опрос датчиков в этом случае производится только тогда, когда появляется сигнал ЗПР. Отсутствие сигнала ЗПР позволяет исключить циклический опрос датчиков и снизить нагрузку на микропроцессор. По окончании опроса узел управления возвращает триггер в исходное состояние и снимает запрос прерывания.

При необходимости ввода сигналов, появляющихся на короткое время, используется устройство ввода дискретных импульсных сигналов. В таких устройствах любое изменение входных сигналов регистрируется и хранится до окончания опроса в блоке запоминания, который включается между мультиплексором и буфером данных.

Конструктивно устройства ввода дискретных сигналов изготавливаются в виде модулей. Зачастую функции ввода дискретных сигналов осуществляют многофункциональные платы аналогового и дискретного ввода-вывода, устанавливаемые в слоты расширения УВМ. Для установки модулей ввода в непосредственной близости от объекта управления, что уменьшает стоимость линий связи и снижает уровень помех, а также для разгрузки центрального микропроцессора УВМ применяются распределенные системы контроля и управления, в которых модули ввода дискретных сигналов устанавливаются в контроллер, выполняющий функции приема и первичной обработки данных. Связь УВМ с контроллером осуществляется при помощи последовательных полевых шин промышленных стандартов.



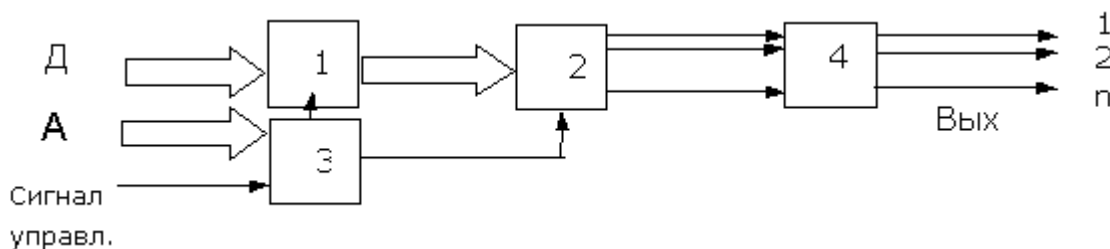
**Рисунок 1.13.** Принципиальная схема типичного входного каскада устройства ввода дискретных сигналов: R1 – токоограничивающий резистор; VD1 – диод защиты от обратного напряжения; VE1 – оптопара гальваноразвязки; R2 – резистор установки режима оптотранзистора; DA1 – интегральный усилитель (питание не показано)

Модули ввода выпускаются в различных исполнениях, отличающихся схемными решениями, количеством входных сигналов, напряжением и током входных узлов.

Количество каналов дискретного ввода колеблется от 2 до 144 входным напряжением 2-280 В переменного и постоянного тока. Выпускаются модули опроса состояния «сухих» контактов, подключаемых непосредственно к модулю ввода. В большинстве модулей ввода используется гальваническая развязка входных цепей. Напряжение изоляции (гальваническая развязка) между входными и выходными цепями колеблется от 500 до 4000 В.

Через функциональные модули вывода дискретных сигналов УВМ выдает управляющие сигналы на устройства и исполнительные механизмы технологического оборудования. Принцип действия модулей основан на преобразовании совокупности двоичных сигналов, поданных на вход по интерфейсным шинам, в выходные двухпозиционные сигналы, гальванически развязанные от цепей интерфейсных сигналов и цепей питания. Модули сохраняют информацию до ввода новых сигналов.

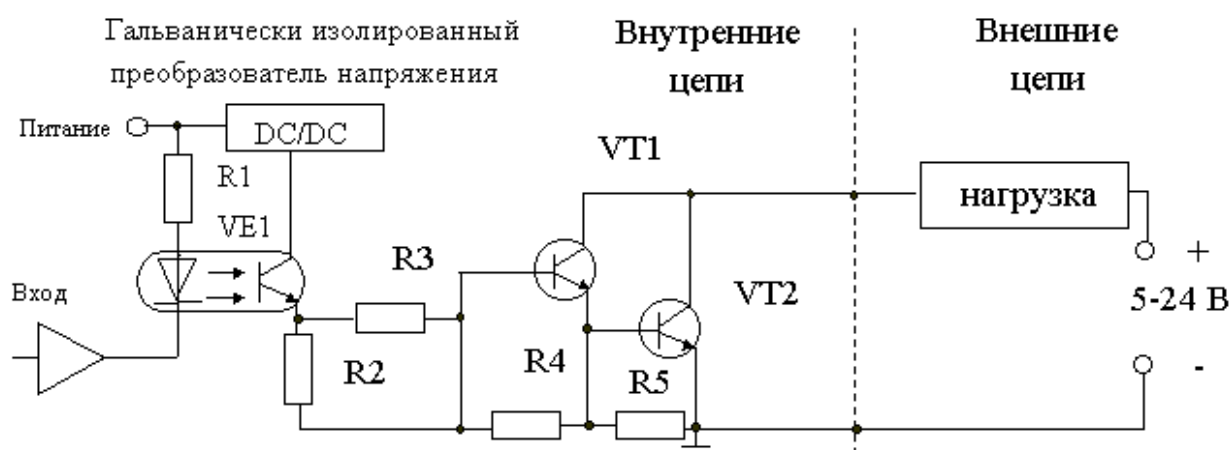
Выпускаются модули в различных исполнениях, отличающихся схемными решениями, количеством выходных сигналов (от 2 до 96) и типами выходного каскада узла гальванической развязки (оптопары, реле). Один из вариантов построения модуля вывода дискретных сигналов показан на рисунке 1.14.



**Рисунок 1.14. Функциональная схема модуля вывода дискретных сигналов: 1 – буфер данных; 2 – запоминающее устройство и дешифратор; 3 – узел управления; 4 – узел усиления и гальванической развязки**

Микропроцессор направляет цифровую информацию о необходимых состояниях выходных управляющих сигналов в модуль вывода через шину

данных Д. Так как количество выходных сигналов модуля может превышать разрядность шины данных, информация записывается побайтно через буфер данных 1 в запоминающее устройство 2. Выбор модуля вывода и номера байта осуществляется микропроцессором через узел управления 3 сигналами шины адреса А. После записи в запоминающее устройство всего объема информации узел 3 по сигналу управления считывает на выход информацию из устройства 2 через узел 4, предназначенный для усиления сигналов и гальванической развязки с цепями технологического оборудования. Пример реализации выходного каскада с гальванической опторазвязкой показан на рисунке 1.15.



**Рисунок 1.15. Принципиальная схема типичного выходного каскада модуля дискретного вывода: R1, R2 – резисторы задания тока светодиода и режима работы оптотранзистора; R3 – резистор ограничения тока базы транзистора VT1; VT1, VT2, R4, R5 – составной транзистор**

Порядок выбора модулей ввода и вывода дискретных сигналов:

На основании анализа технологического объекта управления (ТОУ) и алгоритма управления определяется количество дискретных входных и выходных по отношению к УВМ сигналов.

В зависимости от расстояния от объекта управления до УВМ, необходимого быстродействия и от типа АСУ ТП (централизованная или децентрализованная) выбирается тип шины передачи данных. Например, при расстоянии от УВМ до ТОУ порядка нескольких десятков метров принимаются платы для установки непосредственно в слоты УВМ (ISA, PCI

или другие в зависимости от типа УВМ); для централизованной АСУ ТП и расстоянии до 1–2 км. и невысоких требованиях к быстродействию системы управления принимаются полевые последовательные шины промышленных стандартов. Для децентрализованной АСУ ТП помимо УВМ необходимо выбрать технологические контроллеры, и в зависимости от их типа определяется интерфейс модулей ввода-вывода.

По каталогам оборудования для АСУ ТП, исходя из типа выбранной шины и количества входных и выходных сигналов, выбираются платы или модули. Предпочтение следует отдавать устройствам какого-либо одного производителя для обеспечения полной совместимости оборудования.

Разрабатывается функциональная схема с учетом принятых решений.

#### 1.6.2 Ввод/вывод аналоговых сигналов

Для того чтобы микропроцессор УВМ мог обрабатывать данные о параметрах технологического процесса, поступающие в виде аналоговых сигналов, их необходимо преобразовать в цифровую форму, что выполняется в аналогово-цифровом преобразователе (АЦП).

Часто с помощью датчиков и первичных преобразователей изменение параметров технологического процесса преобразуется в изменение постоянного напряжения. Многие датчики имеют токовый выходной сигнал, в этом случае он преобразуется в напряжение. Измеряемое напряжение подается на вход АЦП, выполняющего операции дискретизации (квантования) и кодирования. С помощью дискретизации весь диапазон изменения входного напряжения делится на большое число ступеней. Определение числового значения сводится к сравнению входного напряжения с известным образцовым напряжением и формированием на выходе кодовой комбинации, соответствующей одному из уровней дискретизации.

Эксплуатационные свойства АЦП зависят от метода преобразования.

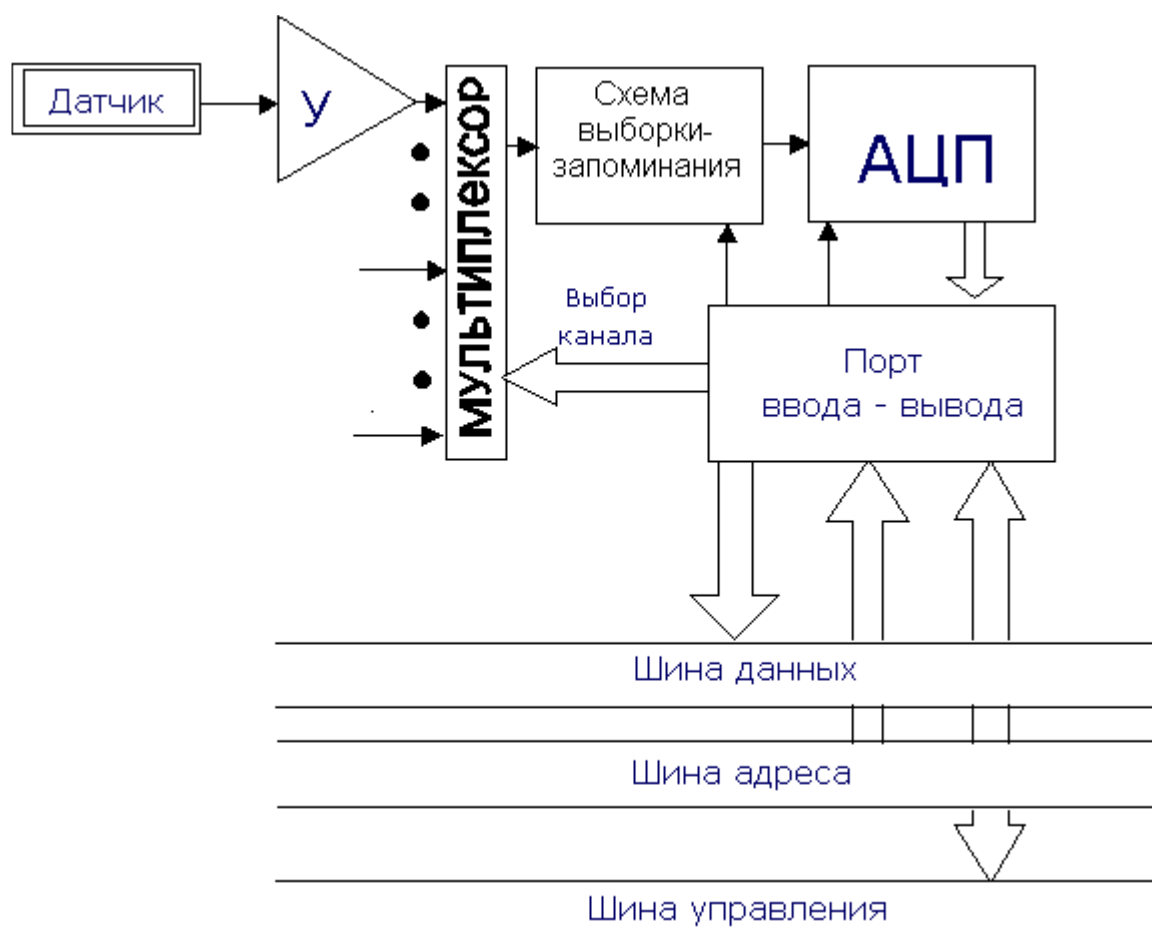
Различают преобразователи, формирующие выходную кодовую комбинацию по мгновенному значению входного напряжения, измеренному в определенный момент времени, и интегрирующие преобразователи.

Преобразователи мгновенного значения имеют более высокое быстродействие и низкую помехоустойчивость. Интегрирующие преобразователи имеют лучшую помехоустойчивость, так как усредняют помехи за время интегрирования. Однако увеличение времени интегрирования уменьшает быстродействие АЦП. Следовательно, выбор типа преобразователя зависит от динамики управляемого процесса, интенсивности помех и требований к погрешности преобразования.

Часто АЦП имеет быстродействие, достаточное для преобразования сигналов, поступающих от нескольких датчиков. В этом случае датчики целесообразно циклически или по программе опрашивать коммутатором (мультиплексором) сигналов постоянного тока. Сигналы с выхода коммутатора подаются на вход АЦП. Функциональная схема, поясняющая процесс многоканального ввода аналоговых данных, показана на рисунке 1.16.

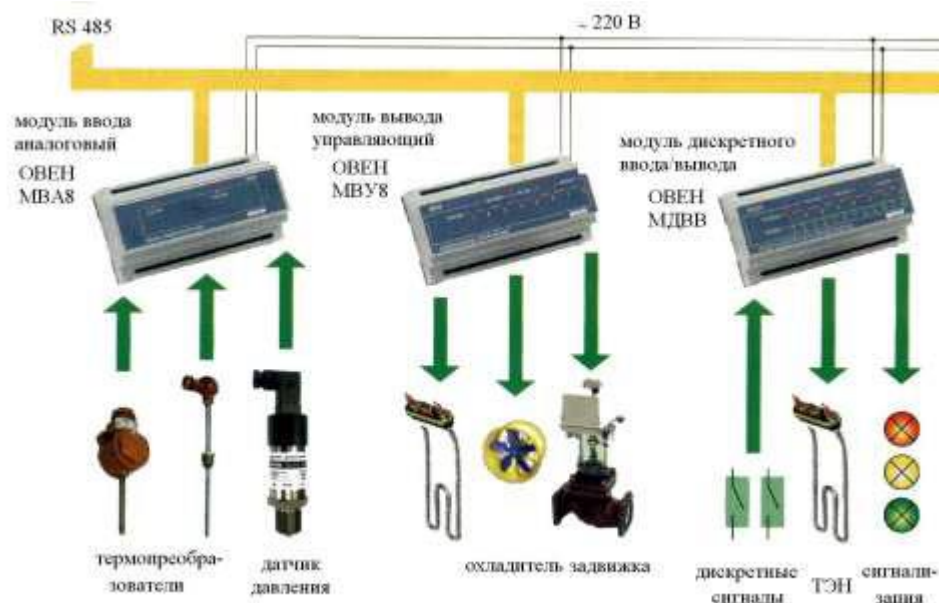
Конструктивно узлы ввода аналоговых сигналов оформляются в виде модульных плат для монтажа непосредственно на шину УВМ или подключения к стандартным интерфейсам: последовательному или параллельному.

Количество входных каналов обычно составляет 8-16, имеются модули на 32, 48 и более каналов. Для увеличения числа подключаемых датчиков выпускаются расширители аналоговых входов, зачастую состоящие из релейных или полупроводниковых мультиплексоров и усилителей. Применение таких устройств позволяет подключать большое число датчиков к одному АЦП, что существенно снижает стоимость системы. Например, каскадное соединение 16-канальных релейных мультиплексоров дает возможность получить до 256 входных каналов для подключения термопар.

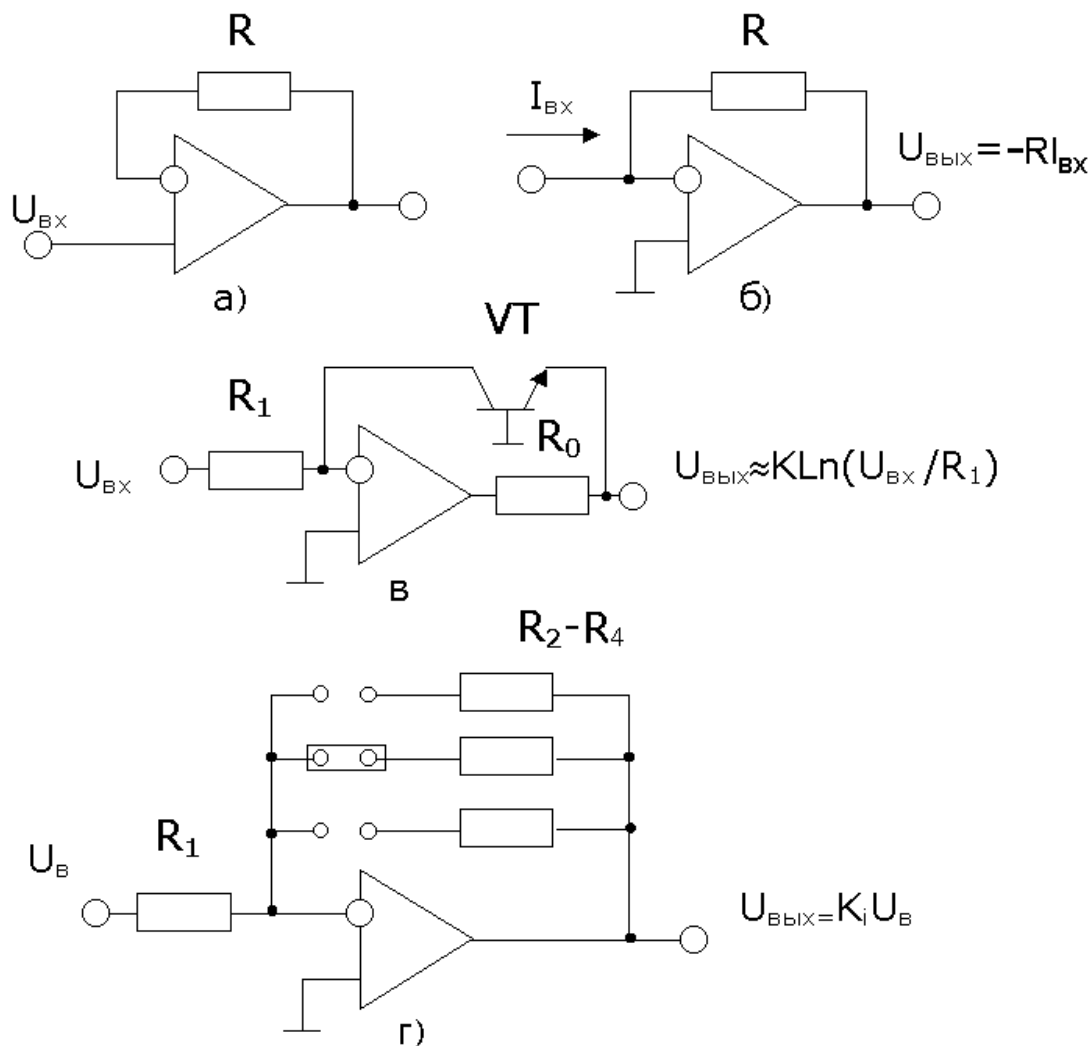


**Рисунок 1.16. Структурная схема устройства многоканального ввода аналоговых сигналов**

Существуют «интеллектуальные» модули аналогового ввода, имеющие микропроцессор для первичной обработки сигналов, например модули ADAM Advantech, модули OBEN (рисунок 1.17) и др., которые используют различные типы полевых шин для связи с УВМ.



**Рисунок 1.17. Модули распределённого ввода/вывода сигналов ОВЕН**



**Рисунок 1.18. Схемы предварительной обработки, выполненные на операционных усилителях: а – преобразователь сопротивления; б – преобразователь тока в напряжение; в – схема логарифмического сжатия; г – усилитель с переключаемым коэффициентом усиления**



Перед обработкой аналогового сигнала АЦП зачастую необходима предварительная обработка, которая упрощает дальнейшие операции с этим сигналом. Характер предварительной обработки почти полностью зависит от вида датчика. Рассмотрим основные виды предварительной обработки аналогового сигнала (некоторые схемные решения показаны на рисунках 1.17 и 1.18).

*Усиление* используется для слабых выходных сигналов датчиков.

При этом используются операционные усилители с возможностью изменять коэффициент усиления с целью обеспечить требуемый для АЦП диапазон напряжения.

*Преобразование сопротивления* необходимо для понижения высокого выходного сопротивления некоторых датчиков.

*Преобразование тока в напряжение* необходимо для датчиков, преобразующих измеряемую величину в электрический ток.

*Преобразование действующих значений* сигналов переменного тока в сигналы постоянного тока с тем же действующим значением.

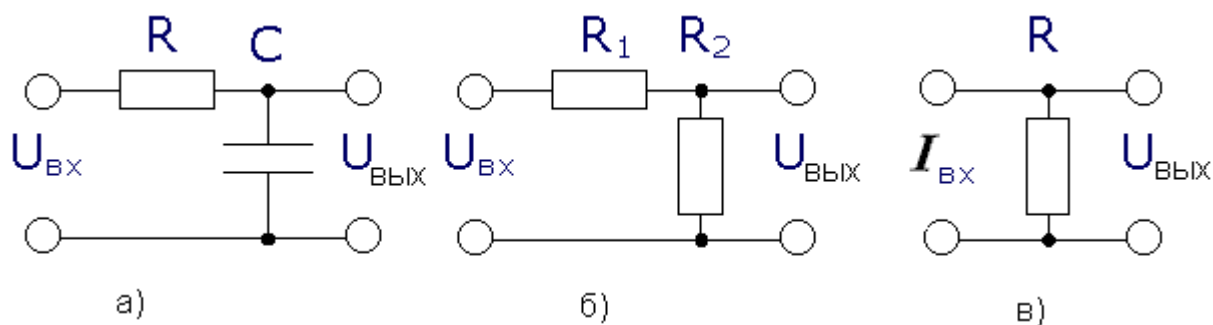
*Логарифмическое сжатие* – для уменьшения динамического диапазона выходных сигналов датчиков с помощью логарифмического усилителя.

*Фильтрация* – с целью подавления шумовых составляющих выходного сигнала датчика с помощью фильтров нижних частот или полосовых фильтров.

*Линеаризация* – коррекция выходного сигнала датчика с нелинейной характеристикой.

*Переключение коэффициента усиления* в процессе измерения для обеспечения максимальной чувствительности.

*Гальваническая развязка* цепей по входу и питанию.



**Рисунок 1.19. Схемы предварительной обработки на пассивных элементах: а – фильтр нижних частот; б – делитель напряжения; в – преобразователь тока в напряжение**

Конструктивно устройства нормализации аналоговых сигналов оформляются в виде модулей УСО (УСО – устройства связи с объектом), монтируемых в непосредственной близости от объекта управления или в виде модульных плат для монтажа в шкафу. Существуют специализированные модули ввода сигналов термопар (с компенсацией температуры холодного спая), термометров сопротивления и тензодатчиков.

В некоторых случаях УСО имеют достаточно сложную конструкцию, что определяет их высокую стоимость. Например, применение недорогих и надёжных датчиков температуры – термопар требует принятия специальных мер для обеспечения необходимой точности измерений. УСО, предназначенные для работы с термопарами, должны содержать схему компенсации температуры холодных спаев на основе дополнительного датчика температуры.

Для вывода аналоговых сигналов из УВМ применяются цифроаналоговые преобразователи (ЦАП). Основные характеристики ЦАП – разрядность (обычно 12 бит), от которой зависит точность воспроизведения аналогового сигнала на выходе (напряжения или тока) и время преобразования, от которого зависит максимальная скорость изменения сигнала на выходе.

Например, модуль аналогового вывода АО 16-V/C фирмы Fastwell имеет время преобразования 10-5 с.

Конструктивно модули аналогового вывода выполняются аналогично модулям аналогового ввода; зачастую в одном модуле имеются АЦП и ЦАП, а также микросхемы дискретного ввода-вывода. Например, многофункциональная плата сбора данных и управления PCI 1711 фирмы Advantech имеет АЦП, мультиплексор аналоговых входных сигналов на 16 каналов, ЦАП на 2 канала, 16 дискретных входов и 16 дискретных выходов.

Стремясь сделать устройства ввода-вывода универсальными, а следовательно увеличить сбыт своей продукции, производители идут двумя путями:

- стандартизация уровней сигналов датчиков, исполнительных элементов, УСО;
- универсализация УСО в целях реализации нескольких функций в одном изделии.

Второй путь сопряжен с некоторой избыточностью, однако увеличение серийности изделий делает их доступными. Одним из методов универсализации УСО является применение в них программируемых логических схем (ПЛИС). Примером могу служить программируемые модули UNIOxx-5 фирмы Fastwell для которых разработано большое количество прошивок, реализующих ввод-вывод дискретных сигналов с подавлением «дребезга», ввод-вывод аналоговых сигналов в сочетании с дополнительными модулями, преобразование частоты в код, избавляя от этой работы процессор, формирование сигналов широтно-импульсной модуляции, генераторы, счетчики и т.д.

## **1.7 Информация в АСУ ТП**

Информация – совокупность сведений (данных), воспринимаемых от окружающей среды, выдаваемая в окружающую среду либо сохраняемая внутри некоторой системы.

Применительно к АСУ ТП информация бывает *аналоговая* (непрерывная) и *дискретная* (прерывистая). Математическим описанием, методами передачи, хранения и извлечения занимается теория информации.

*Количество информации* – мера уменьшения неопределенности, содержащейся в одной случайной величине относительно другой.

*Данные* – информация, представленная символами или их последовательностями.

Единицы количества информации – бит, байт (8 бит). Скорость передачи информации – бит/с = 1бод.

*Сигнал* – изменяющаяся физическая величина, являющаяся носителем информации.

*Квантирование (дискретизация)* – преобразование непрерывной функции в дискретную.

*Канал связи* – совокупность средств, предназначенных для передачи сигнала.

*Пропускная способность* – максимальная теоретически достижимая скорость передачи информации.

В процессе управления происходит отбор информации от ТОУ датчиками, преобразование ее в удобную форму, в основном в дискретную, передача в управляющую систему, в которой информация восстанавливается в аналоговую форму (интерполируется), обрабатывается и формируется выходная информация, воздействующая на ТОУ для достижения цели управления.

Параметры каналов передачи (К) и сигналов (С):

*Ширина полосы пропускания* (частотный спектр)  $F_k$  ( $F_c$ ) – от 3300Гц для телефонных линий до сотен мегагерц для оптоволокна.

*Динамический диапазон* (превышение сигнала над помехой)  $D_k$ ,  $D_c$  определяется соотношением мощностей сигнала и помехи в канале.

$D = \log P_k / P_n$ , где  $P_k$  мощность сигнала,  $P_n$  мощность помехи

*Длительность передачи по каналу*  $T_k$  – интервал времени, на который канал предоставлен для данного сигнала.

*Длительность существования сигнала в канале*  $T_c$  – время, необходимое для передачи данного сигнала.

*Объем канала (емкость)* :  $V_k = F_k D_k T_k$  ,  $V_c = F_c D_c T_c$

Необходимое условие согласования канала и сигнала:  $V_c \leq V_k$  .

Достаточное условие :  $F_c \leq F_k$  ;  $D_c \leq D_k$  ;  $T_c \leq T_k$

Для согласования канала и сигнала может изменяться: длительность передачи за счет  $T_c$ , частотный спектр, способ кодировки, динамический диапазон.

Для информационных связей в АСУ ТП характерно действие в реальном масштабе времени, при этом важна не абсолютная точность, а согласованность. В современных АСУ ТП применяется единая система счета времени, позволяющая решать следующие задачи:

- документирование времени приема-передачи;
- протоколирование происходящих событий (нормальных, угрожающих и аварийных);
- анализ производственных ситуаций по очередности и длительности;
- управление очередностью приема, передачи, обработки информации;
- задание синхронизированных последовательностей управляющих воздействий;
- отображение единого времени на АРМ операторов, пультах в диспетчерских и т. д.

В АСУ ТП всегда существует вероятность возникновения помех, источником которых являются:

- естественные электромагнитные процессы в атмосфере Земли;
- радиоизлучения небесных тел;
- процессы, обусловленные работой различных электрических

устройств и агрегатов;

- посторонние системы (радиостанции, другие участки автоматизации и т.д.);
- различного рода флуктуации (случайные отклонения физических величин, вызываемые тепловым движением и дискретной природой носителей электрического заряда);
- преобразование сигналов в отдельных элементах системы (шумы квантования, помехи от преобразователей частоты и т.д.);
- помехи, специально создаваемые для нарушения связи;
- техническая неисправность аппаратуры.

Одним из методов нейтрализации помех является удаление их источников от АСУ ТП, разнесение частотного диапазона с установкой частотных фильтров. Такие методы называются прямыми. Они могут быть использованы тогда, когда источник искажений, характер и воздействие его на сигналы точно определены.

Зачастую прямые методы использовать не удаётся, т.к. многие помехи носят случайный характер и являются принципиально неустраняемыми. Для нейтрализации таких помех используются косвенные методы, идея которых заключается в том, что специальным образом формируется сигнал, отличающийся от сигнала, который формировался бы при отсутствии помех, с целью извлечения из него полезной информации, носителем которой он является.

Для этих целей используются различные способы: наибольшее распространение получили методы, основанные на информационной избыточности с применением дополнительных разрядов в передаваемых двоичных словах.

Также используются специальные коды, которые позволяют обнаруживать и корректировать ошибки.

Наиболее распространенные методы контроля:

*Контроль на чётность.* Наиболее эффективен при последовательной передаче информации. Заключается в добавлении разряда, равного 1 – если число единиц в слове нечетное, 0 – если число единиц в слове четное. Недостаток – нет контроля искажения в двух или четырех разрядах.

*Контроль передачи по совпадению* – схемный контроль, не требующий информационной избыточности. Используется дополнительное оборудование для сравнения или двойную передачу информации с последующим сравнением. Недостаток – уменьшение скорости передачи в 2 раза или усложнение аппаратной части.

*Арифметические корректирующие коды*, например код Хемминга, в которых кроме информационных разрядов в передаваемом слове содержится несколько контрольных. Эти коды позволяют исправлять искажение одиночной и парной ошибки. Применяются не только для передачи, но и для хранения и обработки.

Способы повышения достоверности информации:

*Системные или организационные* – выбор наиболее рациональных методов обработки данных и мероприятий по поддержанию характеристик оборудования.

*Аппаратные* – обеспечивают непрерывный контроль и исправляют ошибку в момент ее появления.

*Программные* – заключаются в программировании дополнительных операций, сравнении их результатов с результатами основной обработки, что дает возможность установить и исправить ошибки. Также к программным методам относится цифровая обработка сигналов (ЦОС).

Пример 1 – метод контрольных сумм. Заранее подсчитывается сумма чисел группы данных. При обработке она рассчитывается заново и сравнивается. Так устроена файловая система DOS и Windows.

Пример 2 – методы избыточности или контрольных цифр. Наиболее совершенные алгоритмы цифровой обработки сигналов, например, цифровая свертка и быстрое преобразование Фурье, требуют больших вычислительных

ресурсов системы и, как правило, выполняются в специализированных сигнальных процессорах, расположенных в УВМ или в «интеллектуальных» датчиках.

Существуют простые и эффективные в ряде случаев алгоритмы сглаживания и фильтрации, применяемые для «гладких» сигналов или участков сигналов, имеющих в реальном масштабе времени практически постоянное значение. К таким алгоритмам относятся *экспоненциальное сглаживание* и *метод скользящего среднего*.

Алгоритм экспоненциального сглаживания требует наименьшего объема памяти для хранения измеренных данных и реализуется следующей формулой:

$$Y'_n = \frac{1}{l} Y_n + (1 + \frac{1}{l}) Y'_{n-1}$$

где  $Y'_n$  – сглаженный сигнал,  $Y_n$  – реальный сигнал,  $Y'_{n-1}$  – сглаженный сигнал, вычисленный на предыдущем интервале,  $l$  – число измерений.

Особенностью алгоритма экспоненциального сглаживания является формирование значения сигнала  $Y'_n$ , в котором участвуют все  $n$  значений  $Y$ , однако вес каждого из них в  $e^{\frac{1}{l}}$  меньше веса последующего. Величина  $1/l$  выбирается в пределах  $0 \dots 1$  и называется постоянной сглаживания.

На практике экспоненциальное сглаживание производят не по всем измерениям, а по нескольким последним:

$$\text{для } l=3 \quad Y'_n = \frac{1}{6} (5Y_n + 2Y_{n-1} - Y_{n-2})$$

$$\text{для } l=4 \quad Y'_n = \frac{1}{5} (3Y_n + 2Y_{n-1} + Y_{n-2} - Y_{n-3})$$

Алгоритм скользящего среднего позволяет вместо реального измеренного сигнала использовать среднее значение из  $l$  наблюдений, вычисленное на предшествующем интервале времени. Алгоритм реализуется формулой

$$Y'_n = \frac{1}{l} (Y_n + Y_{n+1} + \dots + Y'_{n-l+1}) = Y'_{n-1} + \frac{Y_n - Y'_{n-1}}{l}$$



При использовании алгоритма скользящего среднего имеется возможность выбора количества точек для усреднения  $l$ .

Алгоритм *среднего для всех* позволяет реализовать равновесную фильтрацию, при которой вклад текущего и предыдущих отсчетов входного сигнала в текущем отсчете отклика фильтра принимается одинаковым. В ряде случаев это позволяет снизить влияние нормально распределенной помехи небольшой интенсивности.

В специализированном программном обеспечении, предназначенном для АСУ ТП, как правило, алгоритмы ЦОС встроены в виде библиотечных функций.

## **1.8 Понятие системы реального времени**

Одним из основных требований, предъявляемых к УВМ, является необходимость гарантированного решения задач управления и контроля в реальном масштабе времени при длительном сроке эксплуатации АСУ ТП.

Работой УВМ в реальном масштабе времени (РВ) называется режим работы, при котором существуют предельные ограничения на время решения задачи, накладываемые объектом управления. Это означает, что обработка информации от датчиков и выработка управляющих воздействий должны осуществляться со скоростью, превышающей скорость реально протекающего управляемого процесса.

Из этого определения следует:

- а) все системы промышленной автоматизации являются системами РВ,
- б) принадлежность системы к классу РВ не связана с ее быстродействием. Быстродействие УВМ определяется скоростью протекания процессов в ТОУ.

Принято различать системы *«жесткого»* и *«мягкого»* РВ.

Система *«жесткого»* реального времени – система, в которой неспособность обеспечить реакцию на возникшее событие в заданное время

является отказом. Современные системы жесткого РВ имеют время реакции порядка 100 мкс.

Система «мягкого» РВ допускает единичные случаи запаздывания с выработкой управляющих воздействий. Для нее определяется среднее время обработки событий.

Свойства РВ обеспечиваются выбором соответствующего микропроцессора, мультипроцессорных УВМ, выбором оптимального режима работы, применением соответствующего программного обеспечения.

УВМ может работать в двух режимах:

- *однозадачном*, при котором в любой момент времени выполняется только одна программа;
- *многозадачном*, при котором параллельно выполняются несколько программ.

Основная часть ПО АСУ ТП – *операционная система* – совокупность программ, предназначенных для организации вычислительного процесса.

В настоящее время в основном применяются дисковые операционные системы. В них большинство модулей размещено на дисках (в том числе флэш-дисках), небольшая часть резидентных модулей находятся в ОЗУ.

Состав ОС:

*Загрузчик* – программа начального пуска системы управления, обеспечивающая ввод и размещение в ОЗУ рабочих программ.

*Диспетчер (супервизор)* – программа, организующая прохождение и взаимодействие рабочих программ в зависимости от конкретной ситуации на ТОУ и действий обслуживающего персонала (оператора).

*Система управления ввода–вывода* – программы, обеспечивающие обмен информацией между УВМ и внешними устройствами ввода–вывода, в том числе монитором и клавиатурой.

*Файловая система.*

*Утилиты* (служебные программы ).

Рассмотрим функции основных частей ОС РВ.

Диспетчер:

- упорядочивает связь между операторами и УВМ;
- обеспечивает взаимосвязь между программными компонентами, осуществляя переход от одной программы к другой в зависимости от текущей ситуации и приоритетов;
- координирует работу системы управления вводом – выводом;
- обеспечивает решение фоновых задач, допуская параллельную работу центральных и периферийных устройств (многозадачный режим);
- дает возможность текущим программам использовать библиотеки стандартных подпрограмм (dll и ActiveX Windows);
- осуществляет контроль за временем выполнения текущих программ.

Система управления вводом – выводом (СУВВ) – организует совместную работу всех внешних устройств с буфером ввода–вывода. Кроме того, осуществляет перекодирования вводимой и выводимой информации из-за различных языков внешних устройств и УВМ.

СУВВ также контролирует состояние внешних устройств; следит, когда внешнее устройство освободится и сообщает об этом Диспетчеру; следит за исправностью внешних устройств.

Учет особенностей внешних по отношению к УВМ устройств возлагается или на канал связи, специально созданной для данного типа устройств, или на часть СУВВ – драйвер.

Совместимость компонентов АСУ ТП осуществляется благодаря унифицированному сопряжению – интерфейсу.

*Интерфейс* – совокупность унифицированных аппаратных, программных и конструктивных средств, необходимых для взаимодействия составных частей АСУ ТП. Большинство систем ввода – вывода состоит из трех типов интерфейсов: памяти, процессора, внешних устройств.

По линиям интерфейса передаются следующие сигналы:

- код адреса;
- код команды (ввод, вывод, запись, чтение или др.);
- информационные сигналы;
- сигналы идентификации;
- управляющие сигналы (запрос связи, соглашение на связь, сброс и т.д.);
- извещающие (формируются в ответ на управляющие);
- сигналы прерывания (запрос внешнего устройства на прерывание программ);
- дополнительные сигналы (неисправность, питание, аналоговые сигналы и т.д.);

При реализации интерфейса возможны следующие способы подключения внешних устройств: радиальный, магистральный, каскадный.

Недостаток радиального способа связи – большая нагрузка на центральное устройство; невозможность обмена непосредственно между абонентами.

Магистральный способ характеризуется простотой связи. Недостатки – только 2 устройства могут одновременно быть связаны, имеется зависимость работы от состояния магистрали.

Каскадный способ характеризуется наименьшим количеством линий связи. Недостаток – низкое быстродействие.

Кроме описанных, бывают комбинированные структуры, например, когда адресация и идентификация осуществляются по индивидуальным, а обмен данными – по общим линиям связи.

Все ОС РВ являются многозадачными операционными системами. Задачи делят между собой вычислительные ресурсы, в том числе и процессорное время.

*Задача* – набор операций (машинных инструкций), предназначенный для выполнения логически законченной функции системы.

Задачи конкурируют между собой за получение контроля над ресурсами вычислительной системы. Принято различать две разновидности задач:

*процесс* – отдельный загружаемый программный модуль (файл), который во время исполнения имеет в памяти свои независимые области кода для данных;

*поток* – задача, в которой используется общий участок памяти для нескольких задач.

Пример многопоточной программы – Word, в котором одновременно с набором текста производится форматирование и проверка орфографии.

Задачи имеют следующие свойства:

*приоритет* – целое число, присваиваемое задаче и характеризующее ее важность по сравнению с другими задачами;

*статус* – свойство, характеризующее состояние задачи (активная, готовая к выполнению, блокированная до определенных событий и т.д.);

*многократный запуск* – свойство, позволяющее запускать несколько копий одной задачи

*реентерабельность* – свойство повторной входимости без негативных последствий после временного прерывания.

Важной частью ОС РВ является диспетчер (планировщик, супервизор).

Его основной функцией является определение, какая из задач должна выполняться в конкретный момент времени. Для реализации этой функции имеется несколько алгоритмов:

*Режим разделения времени*: каждой задаче отводится определенное время (обычно кратное 1мс), в течение которого она занимает микропроцессор. После заданного времени процессор передается следующей задаче с наивысшим приоритетом. Для того чтобы выполнялись все задачи, в том числе и с низкими приоритетами, приоритет долго выполняющейся задачи постепенно уменьшается. Такой прием применяется для многопользовательских систем и не годится для ОС РВ.

*Кооперативная многозадачность.* Задача, получившая управление, выполняется до тех пор, пока она не передает управление другой задаче. Также не приемлем для ОС РВ.

*Приоритетная многозадачность с вытеснением.* Высокоприоритетная задача вытесняет (прерывает) выполняемую низкоприоритетную в случае необходимости. Этот алгоритм лежит в основе ОС РВ.

В рамках одной ОС РВ могут выполняться одновременно задачи «жесткого» и «мягкого» РВ. При этом только одна задача, имеющая наивысший приоритет, является по-настоящему детерминированной.

Наиболее ответственные АСУТП программируются без использования коммерческих ОС РВ на высоконадежных языках программирования, чаще всего С. Полученные в результате программы оптимизированы под конкретные условия. Недостатком такого способа являются исключительно высокие требования к квалификации программистов, так как приходится фактически программировать уникальную ОС РВ.

## **1.9 Организация АСУ ТП**

При разработке АСУ ТП системные интеграторы стремятся к максимальному использованию типовых, серийно выпускаемых устройств, что сокращает не только срок проектирования, но и сроки изготовления и настройки системы управления, а также снижает конечную стоимость и упрощает дальнейшую эксплуатацию. Крупные производители и поставщики технических средств промышленной автоматизации предлагают широкую гамму типовых устройств и решений. Реальность такова, что зачастую дешевле использовать серийные изделия и типовые решения по организации АСУ ТП, имеющие завышенные вычислительные возможности и функциональность, нежели разрабатывать уникальное электронное устройство с новым программным обеспечением. Не последнюю роль в этом сыграла поддержка многими производителями идеологии «открытых систем», что позволяет им реализовывать совместимость устройств и

программного обеспечения, а так же стандартизация уровней сигналов и протоколов обмена информацией.

Аппаратуру современных АСУ ТП можно с полным основанием отнести к новому поколению, использующему все последние достижения микроэлектроники. Средства передачи данных являются неотъемлемым атрибутом АСУ ТП. Дешевизна микропроцессоров позволила широко оснащать ими различные терминалы – датчики, местные устройства управления, устройства общения между оператором и системой – и таким образом эффективно распределять функции АСУ ТП между различными её узлами.

В современных комплексах средств для построения АСУ ТП основной аппаратурной единицей является набор аппаратуры, размещённый в одном каркасе (*шасси, крейте, субмодуле*). Эту аппаратурную единицу иногда называют *станция*. Для решения фиксированных, узких задач применяют специализированные цифровые устройства, называемые *контроллер*. Традиционно контроллером называли устройство, в котором программа заложена жестко (аппаратно), такие устройства служат для реализации протоколов связи, управления внешними по отношению к управляющей вычислительной машине устройствами, измерительными приборами, решения прикладных задач для массовых объектов и т.д.

С развитием микропроцессорной техники всё большую часть функций, прежде выполнявшихся аппаратурными контроллерами, возлагают на универсальные программируемые устройства, ядром которых является микропроцессор. Такие устройства выполняются в виде микро-ЭВМ и называются *микроконтроллерами* или просто контроллерами. Микроконтроллеры имеют меньшее быстродействие, но зато, являясь универсальными устройствами, дешевле в производстве.

Вычислительные возможности микроконтроллеров по существу стирают границу между ними и управляющими ЭВМ, из-за чего ЭВМ,

предназначенные для локального управления, также называют микроконтроллерами.

В настоящее время автоматизация большинства технологических процессов осуществляется на базе универсальных микропроцессорных контроллерных средств, которые в России получили название программно-технических комплексов (ПТК).

Программно-технические комплексы представляют собой совокупность микропроцессорных средств автоматизации (микропроцессорных контроллеров, устройств связи с объектом УСО), дисплейных пультов оператора и серверов различного назначения, промышленных сетей, которые позволяют связать перечисленные компоненты, программного обеспечения контроллеров и дисплейных пультов оператора. ПТК предназначены, в первую очередь, для создания распределенных систем управления технологическими процессами различной информационной мощности (от десятков входных/выходных сигналов до сотни тысяч) в самых разных отраслях промышленности.

ПТК серийно начали производить в конце 1970-х годов ряд зарубежных фирм (Honeywell, Foxboro, Yokogawa и др.). В 1980 – 1990-х годах появились ПТК отечественного производства (ПТК «Период», ПТК-ТЛС, ПТК РСУ, МП-8000М, МК-8000).

Широкому распространению ПТК в значительной мере способствовали улучшение элементной базы для создания малогабаритных и быстродействующих микроконтроллеров, повышение надежности управляющих вычислительных сетей, разработка эффективного программного обеспечения для промышленных контроллеров и операторских станций. В настоящее время на российском рынке нашли распространение свыше сотни ПТК отечественного и зарубежного производства. Закладываемые при разработке ПТК принципы типизации, унификации и агрегатирования позволяют добиться полной совместимости всех элементов комплекса, включая контроллеры, УСО, дисплейные пульта



оператора, интерфейсы и протоколы сетевого обмена и др. Такой подход позволяет существенно снизить время на проектирование и монтаж АСУ ТП, проведение пуско-наладочных работ.

В современной технической литературе принято различать 4 уровня технических средств АСУ ТП (рисунок 1.20):

0 уровень – датчики и исполнительные механизмы. В настоящее время преимущественно применяются датчики с нормализованным выходным сигналом. Существует тенденция «интеллектуализации» датчиков и исполнительных механизмов путем встраивания в них микропроцессоров и добавления ряда функций. Например, цифровой датчик температуры представляет собой микросхему, содержащую полупроводниковый чувствительный элемент и встроенный аналого-цифровой преобразователь; для передачи значений температуры микросхема поддерживает последовательный интерфейс.

1 уровень – технологические контроллеры, как правило, встраиваемые в оборудование.

2 уровень – IBM PC совместимые контроллеры с модулями ввода и вывода сигналов.

3 уровень – IBM PC совместимые промышленные и настольные компьютеры, предназначенные для сбора и обработки данных, их визуализации, архивирования, принятия управляющих воздействий от оператора. На их базе создаются различные АРМы специалистов и операторов.

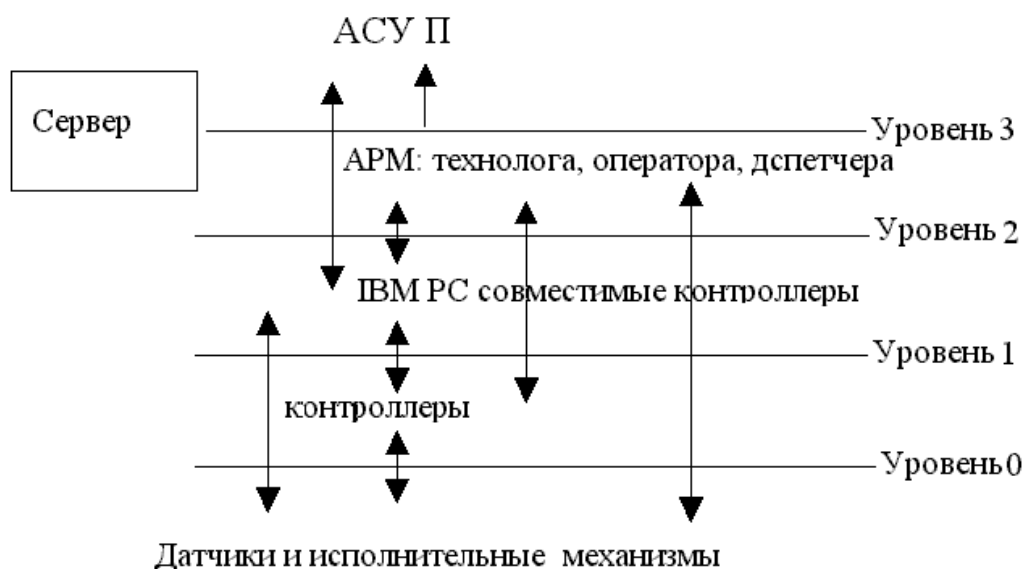


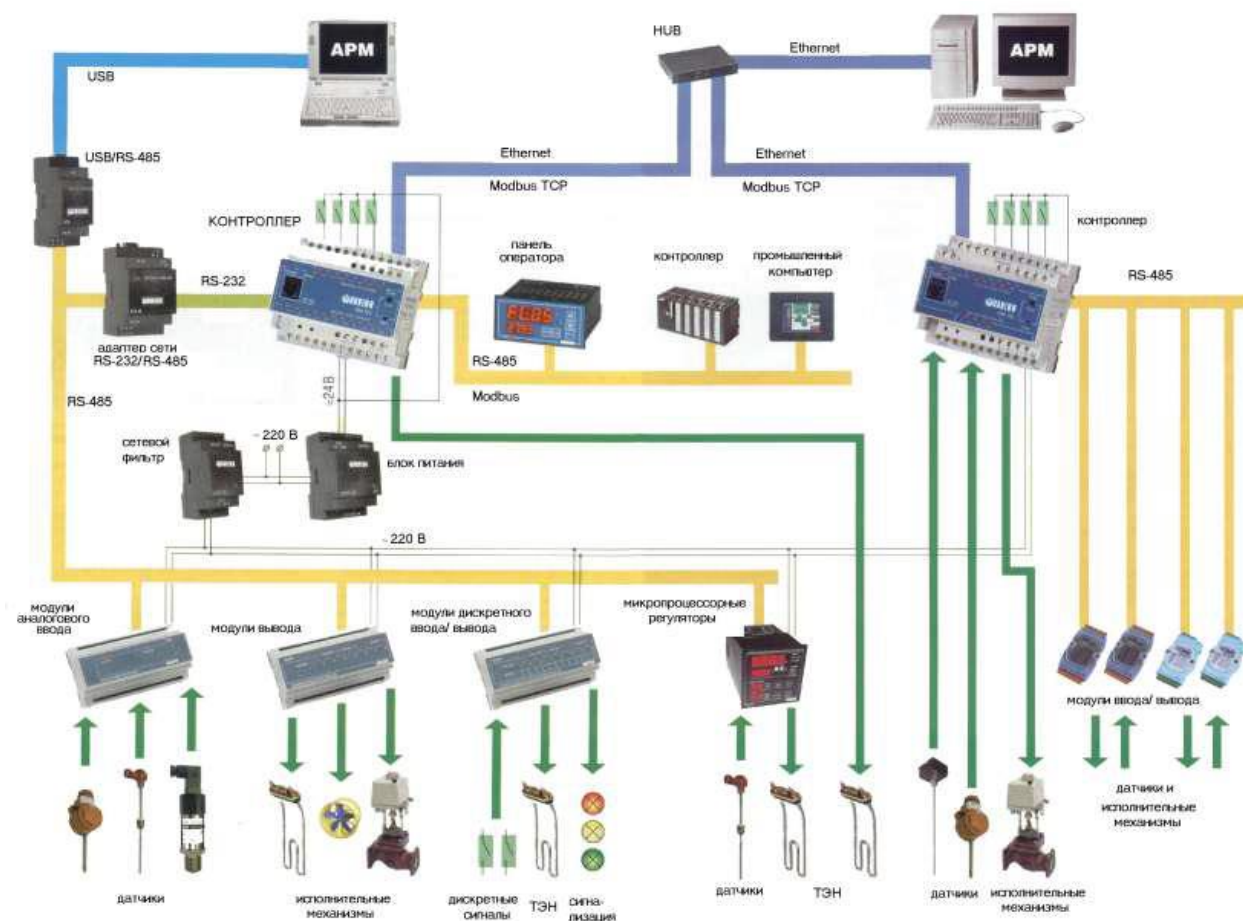
Рисунок 1.20. Технические средства АСУ ТП и характер их взаимодействия

### 1.10 Управляющие вычислительные машины

*Управляющая вычислительная машина (УВМ)* – ЭВМ, ориентированная на автоматический прием и обработку информации, поступающей в процесс управления, и выдачу управляющих воздействий или команд на исполнительные органы или человеку-оператору.

Отличительная особенность УВМ – наличие в ней наряду с основными устройствами, входящими в состав ЭВМ, широкой номенклатуры внешних устройств для автоматического сбора, передачи, преобразования из одной формы представления в другую и отображения информации.

УВМ различаются по назначению: промышленные, встраиваемые и бортовые (для мобильных применений); по способу обработки информации: цифровые, аналоговые и гибридные; по возможностям применения: универсальные и специализированные.



**Рисунок 1.21. Типовая организация современной АСУ ТП**

Принципиально возможно реализовать функции управления устройствами трех типов:

1. *Устройства с «жесткой» логикой.* Применяются для задач просто го локального управления, предоставляют возможность конфигурирования путем выбора встроенных подпрограмм и задания значений предопределенных изготовителем переменных. Это различные управляющие модули, регуляторы (ПИД, двухпозиционные, одно и многоканальные), программные устройства, микропроцессорные блоки управления оборудованием.

2. *Программируемые контроллеры.* Применяются на нижних уровнях АСУ ТП для непосредственного управления оборудованием.

Эти устройства достаточно универсальны, но более дешевые, чем полноценные ЭВМ. В зависимости от вычислительных возможностей,

способов программирования и применения эти устройства называют микроконтроллеры, гибко программируемые контроллеры, soft-logic или программируемые логические контроллеры (ПЛК, PLC – Programmable Logic Controller), IBM PC-совместимые контроллеры и т.д.

3. *Промышленные компьютеры* – полноценные компьютеры, применяемые для решения задач управления, визуализации процессов, автоматизированных рабочих мест.

### **1.11 Локальные сети на основе «полевых шин»**

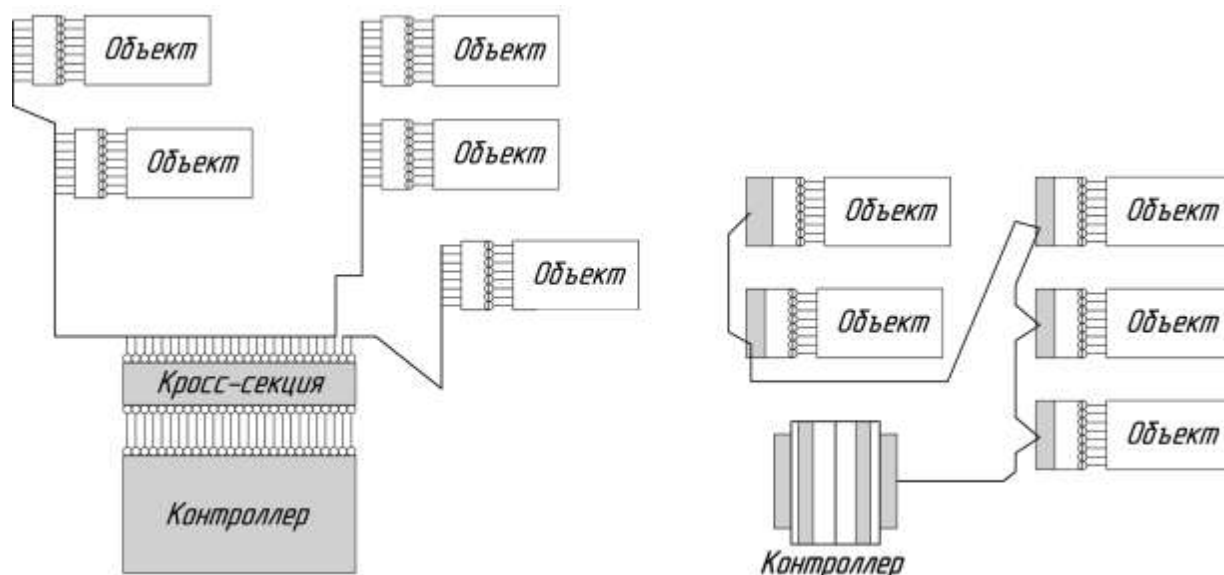
Процесс автоматизации производственных процессов развивается все более ускоряющимися темпами: увеличивается количество «интеллектуальных» оконечных устройств, растёт число вовлечённых в процессы контроля и управления вычислительных систем на базе программируемых контроллеров. В этих условиях существенно возрастает роль данных, собираемых на всех уровнях АСУ ТП. Требования, предъявляемые потребителями этой информации, всё более ужесточаются в части объёма, скорости и надёжности передачи данных.

В течение многих лет системы обмена данными строились по традиционной централизованной схеме (рисунок 4), в которой имелось одно мощное вычислительное устройство и большое количество кабелей, посредством которых осуществлялось подключение датчиков и исполнительных устройств.

Такая структура диктовалась высокой стоимостью УВМ и относительно низким уровнем автоматизации предприятий. Однако в настоящее время большие затраты на кабельную сеть и вспомогательное оборудование, низкая надёжность и затруднённая модернизация сделали централизованные АСУ ТП невыгодными.

Рассмотренные выше шины относятся к локальному уровню организации систем промышленной автоматизации. Для связи с удалёнными цифровыми устройствами промышленного назначения применяются

последовательные промышленные или полевые шины – bit serial Fieldbus. Fieldbus – это, во-первых, некий физический способ объединения устройств и, во-вторых, программно-логический протокол их взаимодействия. Преимущества распределённых АСУ ТП на основе «полевой шины» по сравнению с централизованными можно подразделить на две категории: переход на цифровую передачу данных позволяет заменить километры дорогих кабелей на несколько сот метров витой пары; увеличивается надёжность, гибкость и эффективность связи. Принципы построения централизованных и распределённых АСУ ТП с точки зрения кабельного хозяйства иллюстрирует рисунок 1.22.



**Рисунок 1.22. Принципы построения централизованных (а) и распределённых (б) АСУ ТП**

Практика разработки вычислительных сетей привела их создателей к введению некоторой стандартной декомпозиции функций – разделению их на архитектурные слои, или уровни. Уровни условно располагаются один над другим, причём только верхний выполняет прикладные функции, т.е. те, ради которых создана система, остальные уровни выполняют внутренние (служебные) функции. Архитектурные уровни функциональной структуры разделяются интерфейсами, через которые происходит обмен *кадрами* информации по правилам, устанавливаемым интерфейсом. При каждой

передаче кадра информация с верхнего уровня сопровождается «упаковочной» информацией, описывающие те особенности кадра, которые представляют интерес для нижних уровней, такие, как размер кадра и его назначение.

Международная организация по стандартизации (ISO) регламентирует архитектуру связи вычислительной сети. При этом выделяется 7 уровней: физический, канальный, сетевой, транспортный, сеансовый, представительный и прикладной.

Интерфейсом обычно называют воображаемую границу, разделяющую две части системы, между которыми осуществляется взаимодействие.

В слоистой функциональной структуре под интерфейсом понимают правила, по которым происходит связь между двумя соседними функциональными уровнями. Так, например, интерфейс между физическим и канальным уровнями задаёт правила перехода от сигналов в линии связи к набору двоичных разрядов в информационном канале и обратного перехода. Стандартизация делает эти правила едиными.

Процесс связи между объектами внутри одного уровня происходит во времени, ввиду чего необходимо стандартизовать последовательность операций в этом процессе. Набор правил взаимодействия между двумя или несколькими объектами внутри одного уровня системы передачи данных называют *протоколом*. В протоколах задаются форматы кадров, которыми обмениваются между собой объекты, и последовательность этого обмена во времени.

Fieldbus – это сеть для промышленного применения, логически очень похожая на локальные компьютерные сети, применяемые в офисных приложениях. Однако промышленные сети должны отвечать специфическому набору требований: жесткая детерминированность (предсказуемость) поведения; обеспечение функций реального времени; работа на длинных линиях с использованием недорогих физических сред (например, витая пара); повышенная надежность физического и канального

уровней передачи данных для работы в промышленной среде (например, при больших электромагнитных помехах); наличие специальных высоконадежных механических соединительных компонентов.

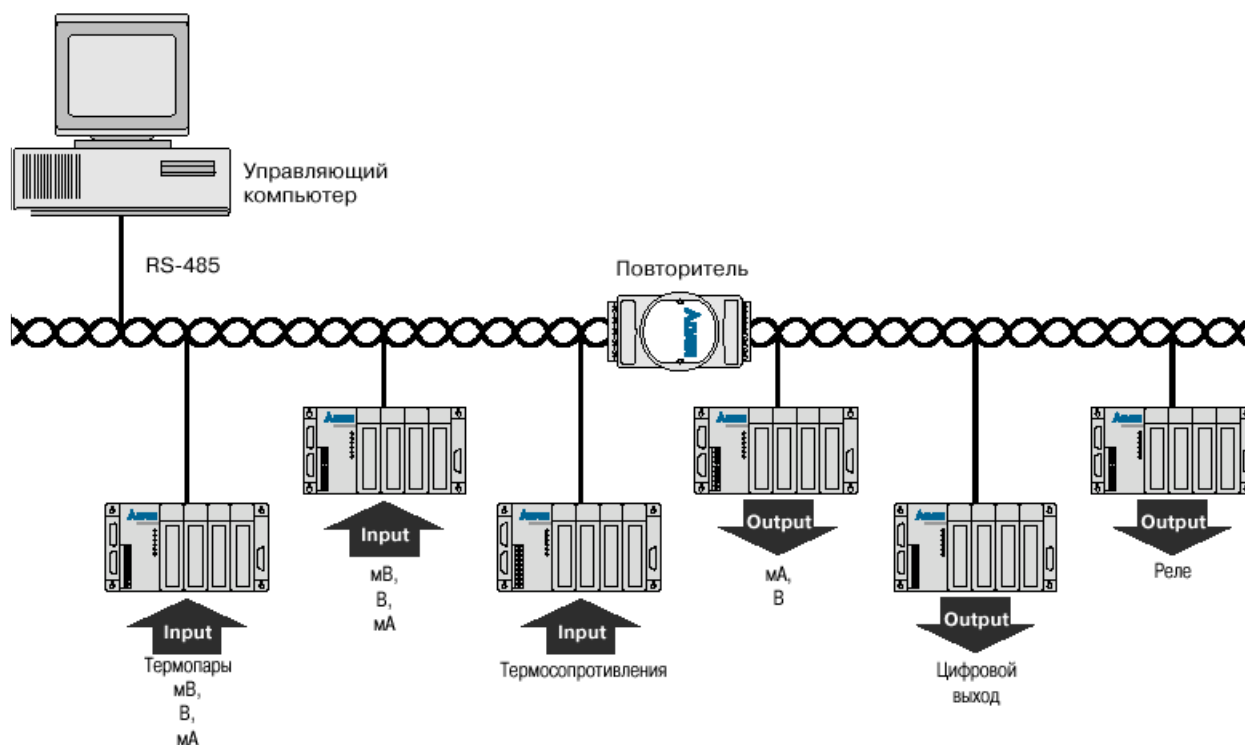
Сеть на основе «полевой шины» является цифровой, двунаправленной, многоточечной, последовательной коммуникационной сетью, используемой для связи изолированных друг от друга (по функциям) устройств, таких как контроллеры, датчики, силовые приводы и т. п. Каждое fieldbus-устройство обладает самостоятельным вычислительным ресурсом, позволяющим относить его к разряду интеллектуальных (smart fieldbus device). Каждое такое устройство способно самостоятельно выполнять ряд функций по самодиагностике, контролю и обслуживанию функций двунаправленной связи. Доступ к нему возможен не только со стороны операторской станции, но и стороны аналогичных ему устройств. Существует три основных режима обмена данными в fieldbus:

Режим «Ведущий-ведомый». Один из узлов является ведущим устройством, которое последовательно опрашивает подчинённые узлы. В зависимости от содержания запроса ведомый узел либо выполняет полученную команду, либо передаёт ведущему текущие данные о подключенных устройствах. Роли ведущего и ведомого закрепляются жестко и не меняются в процессе эксплуатации сети.

Режим «Клиент-сервер». Имеет много общего с предыдущим и используется в системах с гибким разделением функций. Узел-клиент запрашивает данные, а узел-сервер их предоставляет. При этом клиент может запрашивать несколько узлов, а сервер – иметь несколько клиентов. Также функции клиента и сервера могут совмещаться на одном узле.

Режим «Подписка». Узел, нуждающийся в регулярном поступлении какой-либо информации, подписывается на её получение от другого узла, после чего получает регулярные рассылки данных без дополнительных запросов. Режим имеет два варианта: циклическая передача данных с определённым интервалом и передача в случае их изменения.

Одним из наиболее ранних и весьма распространенным стандартом на внешний интерфейс является RS232-C, введенный в 1969 г. Он предусматривает последовательный обмен между устройствами на расстоянии до 15 метров, со скоростью до 20 кБод. Более поздний стандарт RS422 увеличивает дальность связи до 1200 м при скорости передачи до 10 Мбод, а RS485 (рисунок 1.23) позволяет обмениваться информацией несколькими устройствами (до 256), расположенным на расстоянии до 1200 м.



**Рисунок 1.23. Двухнаправленный последовательный стандарт RS-485 на основе витой пары**

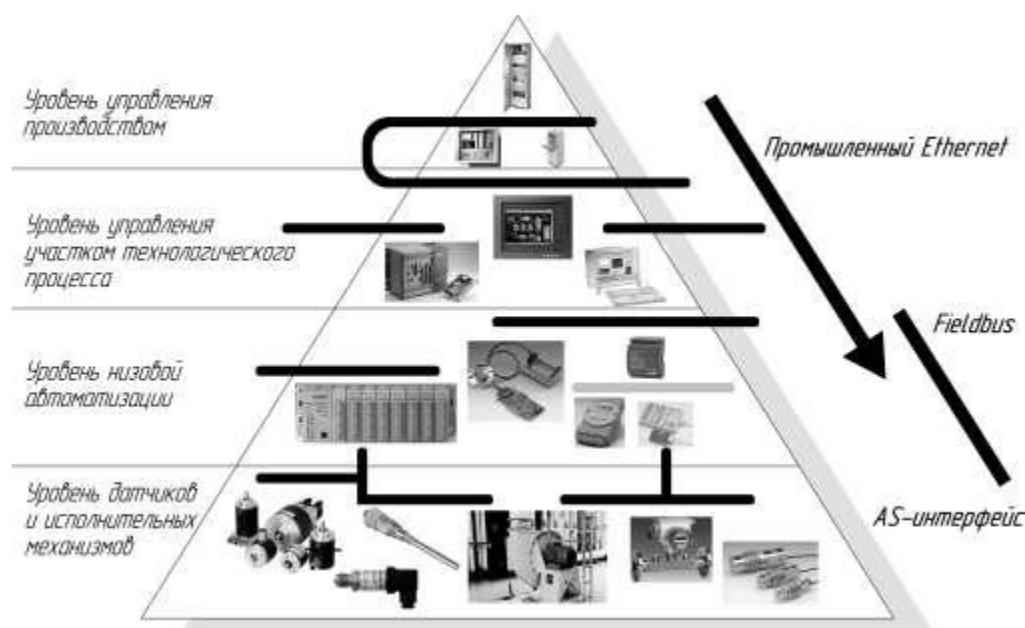
Хотя fieldbus-технологии появились относительно давно, абсолютно доминирующими они еще не стали. Это связано в основном с отсутствием единого международного стандарта на протокол промышленной сети, который мог бы гарантировать полную (условно конечно) взаимозаменяемость и совместимость между изделиями различных производителей. CAN, LON, PROFIBUS, Interbus-S, FIP, FF, DeviceNET, SDS, ASI, HART, ControlNet, MODBUS, Bitbus, Foundation и несколько десятков протоколов – это сего дняшняя ситуация на рынке промышленных сетей. Каждая из них имеет свои особенности и области применения.



В последнее время локальные вычислительные сети, предназначенные для автоматизации учреждений, получили очень широкое распространение и обогнали другие отрасли, в том числе и АСУ ТП. Реальность такова, что новые технологии и разработки после массового применения в сетях учреждений внедряются в АСУ ТП, вытесняя ранее применявшиеся технологии.

Распространенная в организациях сеть Ethernet (со скоростью передачи данных 10 и 100 Мбит/с) не обеспечивает необходимой надежности и помехоустойчивости, так как в стандарте Ethernet не гарантируется время отклика конечного устройства (сеть не обеспечивает режима реального времени). Для устранения этого недостатка имеется ряд доработок, в результате которых появился Industrial Ethernet. В частности, принятый недавно открытый протокол Ethernet Powerlink может разделять физическую линию связи между данными, не критичными ко времени, и защищенными данными, время до ставки которых определено заранее.

Таким образом, представляется целесообразным использование уже существующих на многих предприятиях сетей Ethernet (с протоколом ТСР/ІР), относящихся к высшему уровню АСУ предприятия (АСУ П). В то же время использование Industrial Ethernet в настоящее время для нижних уровней АСУ (АСУ ТП) ограничено. Иерархия современной распределённой АСУ ТП и место протоколов показаны на рисунках 1.24.



**Рисунок 1.24. Иерархия современной распределённой АСУ ТП**

### **1.12 Средства и системы управления энергетическими объектами**

Система управления энергетическим производством является совокупностью организационных систем управления, диспетчерского управления и средств автоматического управления.

Для повышения эффективности управления энергообъектами необходимо создание единой централизованной системы мониторинг энергетического хозяйства России на основе современных информационных технологий путем интеграции существующих, разрабатываемых и планируемых мониторинговых систем в энергетическом секторе экономики.

Энергетический мониторинг (ЭМ) – это систематическое наблюдение, диагностика, анализ, оценка и прогноз состояния и взаимосвязей энергетического хозяйства регионов России, происходящих в нем процессов на базе система сбора, систематизации, хранения, обработки и выдачи соответствующих данных и документов.

В систему ЭМ включены следующие специализированные подсистемы ЭМ:

- энергопотребление и энергоснабжение;
- природные энергоресурсы;

- экологическая безопасность энергетических объектов;
- производственные мощности в отраслях ТЭК;
- производство, поставки и баланс энергоресурсов;
- экономические характеристики и процессы в ТЭК;
- технический прогресс в отраслях ТЭК;
- состояние и режимы работы элементов систем энергетики;
- техническая безопасность энергетических объектов;
- хозяйственно-экономическое и технологическое управление в энергетике;
- энергетическая безопасность.

### **1.13 Автоматизированное управление в электроэнергетике**

Электроэнергетика производит, передаёт и потребляет электрическую энергию по линиям электропередачи до конечного потребителя. Электроэнергетика разделена на три группы компаний:

- генерирующие;
- электросетевые (передающие);
- сбытовые.

Их деятельность координирует компания «Системный оператор».

Электросетевые компании, в свою очередь, делятся на

- Федеральная сетевая компания, передающая по стране огромные мощности, владеющая линиями напряжением от 220 до 750 кВ;
- Межрегиональные распределительные сетевые компании, объединенные в холдинг, раскинувшейся по всей стране, с штаб-квартирой в Москве – крупнейшая сетевая компания в мире, в её ведении находится около 2,1 млн км линий электропередачи.

Для управления всей системой электроснабжения применяется автоматизированная система управления комплекс аппаратных и программных средств, предназначенный для управления различными

процессами в рамках технологического процесса, производства, предприятия. Термин "автоматизированная", в отличие от термина "автоматическая" подчёркивает сохранение за человеком-оператором некоторых функций, либо наиболее общего, целеполагающего характера, либо не поддающихся автоматизации.

*Важнейшая задача АСУ* — повышение эффективности управления объектом на основе роста производительности труда и совершенствования методов планирования процесса управления. Различают автоматизированные системы управления объектами (технологическими процессами — АСУТП, предприятием — АСУП, отраслью — ОАСУ) и функциональные автоматизированные системы, например, проектирование плановых расчётов, материально-технического снабжения и т.д.

В общем случае, систему управления можно рассматривать в виде совокупности взаимосвязанных управленческих процессов и объектов. Обобщенной целью автоматизации управления является повышение эффективности использования потенциальных возможностей объекта управления. Таким образом, можно выделить ряд целей:

- 1) предоставление лицу, принимающему решение (ЛПР) данных для принятия решений;
- 2) ускорение выполнения отдельных операций по сбору и обработке данных;
- 3) снижение количества решений, которые должно принимать ЛПР;
- 4) повышение уровня контроля и исполнительской дисциплины;
- 5) повышение оперативности управления;
- 6) снижение затрат ЛПР на выполнение вспомогательных процессов;
- 7) повышение степени обоснованности принимаемых решений.

В сфере энергетического производства с позиций управления можно выделить следующие основные классы структур систем управления: децентрализованную, централизованную, централизованную рассредоточенную и иерархическую.

### *Децентрализованная структура*

Построение системы с такой структурой эффективно при автоматизации технологически независимых объектов управления по материальным, энергетическим, информационным и другим ресурсам. Такая система представляет собой совокупность нескольких независимых систем со своей информационной и алгоритмической базой.

Для выработки управляющего воздействия на каждый объект управления необходима информация о состоянии только этого объекта.

### *Централизованная структура*

Централизованная структура осуществляет реализацию всех процессов управления объектами в едином органе управления, который осуществляет сбор и обработку информации об управляемых объектах и на основе их анализа в соответствии с критериями системы вырабатывает управляющие сигналы. Появление этого класса структур связано с увеличением числа контролируемых, регулируемых и управляемых параметров и, как правило, с территориальной рассредоточенностью объекта управления.

Достоинствами централизованной структуры являются:

- достаточно простая реализация процессов информационного взаимодействия;
- принципиальная возможность оптимального управления системой в целом;
- достаточно легкая коррекция оперативно изменяемых входных параметров;
- возможность достижения максимальной эксплуатационной эффективности при минимальной избыточности технических средств управления.

Недостатки централизованной структуры следующие:

- необходимость высокой надежности и производительности технических средств управления для достижения приемлемого качества управления;

- высокая суммарная протяженность каналов связи при наличии территориальной рассредоточенности объектов управления.

#### *Централизованная рассредоточенная структура*

Основная особенность данной структуры — сохранение принципа централизованного управления, т.е. выработка управляющих воздействий на каждый объект управления на основе информации о состояниях всей совокупности объектов управления. Некоторые функциональные устройства системы управления являются общими для всех каналов системы и с помощью коммутаторов подключаются к индивидуальным устройствам канала, образуя замкнутый контур управления.

Алгоритм управления в этом случае состоит из совокупности взаимосвязанных алгоритмов управления объектами, которые реализуются совокупностью взаимно связанных органов управления. В процессе функционирования каждый управляющий орган производит прием и обработку соответствующей информации, а также выдачу управляющих сигналов на подчиненные объекты. Для реализации функций управления каждый локальный орган по мере необходимости вступает в процесс информационного взаимодействия с другими органами управления. Достоинства такой структуры: снижение требований к производительности и надежности каждого центра обработки и управления без ущерба для качества управления; снижение суммарной протяженности каналов связи.

Недостатки системы в следующем:

- усложнение информационных процессов в системе управления из-за необходимости обмена данными между центрами обработки и управления, а также корректировка хранимой информации;
- избыточность технических средств, предназначенных для обработки информации;
- сложность синхронизации процессов обмена информацией.

## **1.14 Автоматизированные системы диспетчерского управления в электроэнергетике**

### **1.14.1 Задачи АСДУ**

Современные электроэнергетические системы сложные многосвязные, пространственно разнесенные иерархические объекты. Они функционируют в условиях переменности их структуры, параметров и режимов работы при многочисленных внутренних и внешних возмущающих воздействиях как систематического, так и случайного характера. Все это определяет сложность задач управления.

Автоматизированная система диспетчерского управления (АСДУ) ЭЭС также представляет собой иерархическую систему, обеспечивающую сбор, преобразование, передачу, обработку и отображение информации о состоянии и режиме системы, формирование на основе собранной схемной и режимной информации, передачу и реализацию управляющих команд с целью выполнения системой функций надежного снабжения электрической и тепловой энергией требуемого качества всех ее потребителей.

АСДУ включает в себя:

- управляющие вычислительные центры (УВЦ) в ЦДУ ЕЭС;
- объединенные диспетчерские управления (ОДУ) ОЭС;
- диспетчерские пункты (ДП) предприятий электрических сетей (ПЭС);
- АСУ технологическими процессами (АСУ ТП) электростанций, энергоблоков и подстанций;
- централизованные и локальные системы автоматического регулирования и управления.

На каждом уровне иерархии решаются следующие задачи:

1. Сбор телеизмерительной и статистической информации о текущем и прошлом состоянии ЭЭС.

2. Верификация исходной информации. Это – оценивание состояния ЭЭС. Решение этой задачи обеспечивает наблюдаемость ЭЭС.

3. Идентификация моделей ЭЭС, используемых в цикле оперативного управления. Данную функцию бывает достаточно трудно реализовать из-за избыточности информации в одних случаях (информация о параметрах ЛЭП, трансформаторах, генераторах и т.д.), а в других (состояние коммутационных аппаратов, места аварий в сети, прогнозируемость нагрузок, изменение спроса и предложения при изменении цен на электроэнергию и услуги) по причине неопределенности информации.

4. Прогнозирование режима. Прогнозированию подлежат общесистемные параметры (суммарная нагрузка, располагаемая мощность), локальные переменные (нагрузка отдельных узлов и районов, перетоки мощности) и др. Проблема решения такой задачи заключена в использовании регрессионных моделей, которые вносят большую погрешность расчета при неполной, некорректной информации. Кроме того, при процедуре прогнозирования на разные периоды упреждения необходимо учитывать старение режимной информации, что в свою очередь повысит ее достоверность.

5. Контроль допустимости значений параметров режима. Проверяется, находятся ли текущие значения переменных режима в допустимых пределах. Для определения пределов переменных используется система определения граничных значений, включающая расчеты статической и динамической устойчивости.

6. Оперативная проверка надежности. Состоит в моделировании возможных случайных возмущений.

7. Поиск решений. Состоит в использовании степеней свободы диспетчера для:

- 1) ввода режима в допустимую область;
- 2) обеспечения оперативной надежности;
- 3) контроль экономичности и коррекции режима.

8. Проверка решений диспетчера. Состоит в имитации поведения ЭЭС после реализации проверяемого решения.



9. Коммерческое сопровождение технологического диспетчерского управления.

АСДУ обеспечивает весь процесс планирования и управления производством, передачей и распределением электрической энергии и тепла: долгосрочное и краткосрочное планирование, оперативное и автоматическое управление.

Долгосрочное планирование на длительные периоды времени: месяц квартал год.

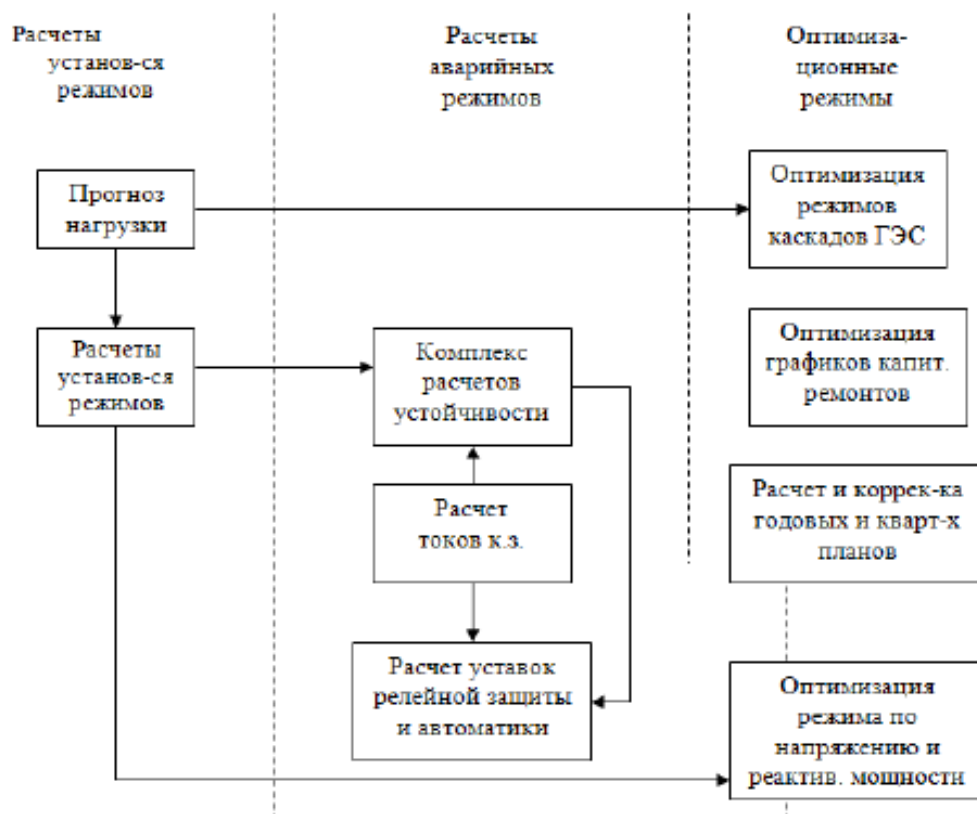


Рисунок 1.25. Структурная схема взаимодействия задач АСДУ

В качестве исходной информации для большинства задач долгосрочного планирования используются результаты прогнозов электрических и тепловых нагрузок. Эти прогнозы выполняются для отдельных интервалов рассматриваемого года длительностью обычно от одной недели до месяца. Для каждого интервала времени прогнозируется потребление электроэнергии и характерные суточные графики нагрузки среднего рабочего дня, понедельника, субботнего и воскресного дней.

Прогноз выполняется как для э/объединения в целом, так и для отдельных э/систем. Прогнозирование осуществляется на основании статистических данных, накопленных за ряд лет эксплуатации, с использованием математических методов, учитывающих разнообразные факторы, также как частота в энергосистеме,  $t^0$  воздуха, облачность и т.д. Месячное потребление э/энергии определяется как сумма потреблений отдельных дней: средних рабочих, понедельников, суббот, воскресений, праздничных и предпраздничных дней.

К числу наиболее часто используемых в диспетчерском управлении относятся расчеты установившихся режимов. Результаты расчетов используются как непосредственно для анализа возможных нормальных, утяжеленных и послеаварийных режимов, так и в качестве исходных данных для более сложных расчетов, например, устойчивости параллельной работы, оптимизации режима по напряжению и реактивной мощности.

Расчеты токов коротких замыканий (к.з.) выполняются главным образом

- для выбора уставок релейной защиты и автоматики;
- проверки работы электрических аппаратов и проводников;
- определения исходных данных для расчетов электродинамической стойкости.

Результаты расчетов токов к.з. используются в большом числе программ, с помощью которых выбираются уставки устройств релейной защиты и автоматики, например, дифференциальных защит трансформаторов, шин, реле избирателей в схемах однофазных АПВ, делительных устройств автоматики при асинхронном режиме и др.

Важное значение для обеспечения надежности энергосистем имеет комплекс расчетов устойчивости; в составе которого используются программы: анализа статической устойчивости режима; выбора коэффициентов усиления автоматических регуляторов возбуждения (АРВ) сильного действия; расчета переходных процессов при заданных

коэффициентах усиления АРВ сильного действия и настройке регуляторов частоты вращения.

Результаты расчетов устойчивости используются также при выборе уставок устройств противоаварийной автоматики.

Одной из важных задач долгосрочного планирования является оптимизация распределения во времени гидроресурсов ГЭС и каскадов ГЭС. В результате решения этой задачи определяется график сработки наполнения водохранилищ ГЭС, который обеспечивает выполнение условий оптимальности при соблюдении ограничений, налагаемых на изменение уровней воды в конкретных водохранилищах и расходов воды на определенных участках реки.

В качестве условия оптимальности принимается обычно минимум суммарного расхода топлива в энергосистеме за определенный отрезок времени или максимум суммарной выработки электрической энергии на ГЭС.

В результате расчета долгосрочных режимов ГЭС определяется выработка электрической энергии каждой ГЭС или объем расходуемой на каждой ГЭС воды на ближайший отрезок времени. По мере уточнения исходной информации производится 10 20 корректированных расчетов в течение года.

Годовое планирование графика капитальных ремонтов основного электрооборудования ТЭС и ГЭС производится исходя из условия минимизации расхода топлива по электрической системе при соблюдении требований надежности электроснабжения потребителей в отдельных районах. Для отдельных энергосистем определяются ремонтные площадки допустимые значения суммарной мощности оборудования, которое может быть выведено в ремонт, на каждый день в пределах продолжительности ремонтной компании; планируются сроки капитальных ремонтов агрегатов и котлов небольшой мощности, которые затем уточняются с учетом имеющихся ресурсов рабочей силы, запасных частей и материалов.

При долгосрочном планировании производится расчет, затем в течении года корректировка годовых и квартальных планов производства электрической энергии и тепла, перетоков мощности и электрической энергии, топливоснабжения электростанций, удельных расходов топлива. С учетом установленного плана капитальных ремонтов основного оборудования решается задача оптимального распределения выработки электрической энергии между группами оборудования и отдельными ТЭС.

Оптимизация режима основной сети энергосистемы по напряжению и реактивной мощности производится для минимизации потерь электроэнергии. При выполнении этих расчетов считаются заданными активные мощности электростанций, а переменными параметрами, подлежащими определению, их реактивные мощности, а также коэффициенты трансформации трансформаторов и автотрансформаторов.

Результаты расчетов, произведенных при долгосрочном планировании режимов, передаются для исполнения на нижние уровни управления, а также используются в качестве исходных данных при краткосрочном планировании.

Краткосрочное планирование решаются задачи, связанные с подготовкой режима работы энергосистемы на ближайшие сутки или на несколько суток, включая выходные и праздничные дни. При этом рассчитывается график нагрузки энергосистем и отдельных электростанций, рассматриваются оперативные заявки на вывод в ремонт основного оборудования, средств управления и автоматики.

Планирование оптимального режима ЕЭС (единой энергосистемы), энергосистемы, электростанции по активной мощности является одной из основных задач, решаемой на всех ступенях диспетчерского управления. При этом исходя, из критерия минимального расхода условного топлива на производство и передачу потребителям необходимого количества электроэнергии, распределяется мощность между энергосистемами, электростанциями, отдельными агрегатами. Оптимизация режима

производится в соответствии с экономическими характеристиками агрегатов, электростанций, энергосистем с учетом наличия запасов гидроэнергетических ресурсов на ГЭС, потерь электроэнергии в сети и пропускной способности линий электропередач.

#### 1.14.2 Коммерческое диспетчирование

Диспетчерское управление распространяется на энергосистемы, находящиеся в одном объединении. Объединение может быть организовано на добровольной основе независимых в хозяйственном отношении субъектов или в виде энергетической компании, являющейся единым хозяйственным субъектом. Коммерческая диспетчеризация режимов зависит от особенностей рынка. На спотовом рынке каждая единица объединения заявляет свою цену на куплю-продажу товаров и услуг на интервале времени до одного часа. Цель диспетчера – обеспечивать энергетические балансы при заявленных объемах продаж и ценах. Задача оптимального управления заключается в непрерывном уточнении энергетических балансов, что возможно только в АСДУ. Достижимый общесистемный эффект распределяется в соответствии с вкладом отдельного субъекта в экономические результаты системы.

Примером такой задачи является коммерческое диспетчирование. Схема управления при коммерческом диспетчировании показан на рисунок 1.26.



**Рисунок 1.26. Схема управления при коммерческом диспетчировании**

Кроме того, для новой структуры АСДУ требуется решение новых задач:

- 1) аукционные торги;
- 2) алгоритмы коммерческого сопровождения решений диспетчера;
- 3) алгоритмы апостериорного анализа режима ЭЭС.

Аукционные торги определяют:

- у каких электростанций будет куплена электроэнергия и по какой цене;
- какие потребители купят эту электроэнергию и по какой цене.

Для этого электростанция, выходящая на рынок объявляет диапазон выработки электроэнергии и продажную цену. Каждый потребитель указывает диапазоны потребления электроэнергии, которые он готов купить

за цену . Продавцы упорядочиваются в порядке увеличения заявленных ими цен, а потребители – по убыванию этих цен. Пересечение графиков предложения и спроса дает объем и цену сделки. Все продавцы, заявленная цена у которых оказалась выше  $\ast C$  маржинальной цены, не участвуют в покрытии графика потребления и объявляются нерентабельными, все потребители, цена которых ниже  $\ast C$  , уходят с рынка без покупок, так как оказываются неплатежеспособными. В этой схеме Системный оператор выступает в роли брокера, ведущего торги. Считается, что маржинальные цены способствуют поиску внутренних резервов, что, в свою очередь, снижает общий уровень тарифов.

Решения диспетчера, как правило, направлены на повышение надежности, качества и экономичности работы всей системы. При реализации этих указаний для одних электростанций и сетевых предприятий возникают дополнительные издержки, а у других – незаработанная прибыль. Сумма полученных прибылей отдельными участниками должна превышать сумму ущербов (иначе решение диспетчера неоптимальное). Поэтому появляется прибыль, которой достаточно, чтобы компенсировать возникшие ущербы. Частный случай таких взаимоотношений отмечается при отклонениях от запланированного графика. Алгоритмы коммерческого сопровождения достаточно просты и запускаются при значимых отклонениях от оптимальных или допустимых значений переменных режима.

*Априорный анализ. Исследователь выбирает такие нежелательные события, которые являются потенциально возможными для данной системы, и пытается составить набор различных ситуаций, приводящих к их появлению.*

*Апостериорный анализ. Выполняется после того, как нежелательное событие уже произошло. Цель такого анализа – разработка рекомендаций на будущее. Один вид анализа дополняет другой.*

При реализации алгоритмов апостериорного анализа режимов ЭЭС производится дифференциация цен по отдельным узлам сети с учетом потерь, внутрисетевых ограничений по допустимости режима. При этом

определяется доля участия каждого генератора в покрытии каждой нагрузки (адрес поставок), и наоборот – доля каждой нагрузки в вырабатываемой каждым генератором энергии (адрес покупки). Это позволяет обоснованно распределять ответственность и плату за потери в сети, возникновение ограничений по транзиту, ухудшение качества электроэнергии.



## **2 Устройства автоматики электрических станций и подстанций.**

### **2.1 Включение генераторов на параллельную работу**

В настоящее время включение генераторов на параллельную работу производится автоматически при помощи автосинхронизаторов.

Операция включения синхронных генераторов на параллельную работу весьма сложна и ответственна. Последствием неправильного включения генератора в сеть в лучшем случае может быть обесточивание шин электростанции, а при известных условиях – повреждение коммутационной аппаратуры и генератора.

Применяются три способа синхронизации при включении генераторов на параллельную работу:

- точная синхронизация, при которой до включения генератора на шины электростанции его напряжение и частота устанавливаются равными напряжению и частоте сети; в момент совпадения фаз напряжений сети и генератора последний включается в сеть;
- самосинхронизация, при которой до включения генератора на шины электростанции его обмотка возбуждения замкнута; частота вращения устанавливается приблизительно равной частоте сети, генератор включается в сеть с последующим возбуждением;
- синхронизация через индуктивное сопротивление, при которой генератор с напряжением и частотой, близкими к напряжению и частоте сети, включается в сеть. Последний способ нашел применение в автономных электростанциях.

Эти методы имеют свои достоинства и недостатки и поэтому применение того или другого из них зависит от назначения электростанции, мощности генераторов, требований к стабильности напряжения и частоты сети и т. д.

Способ точной синхронизации при включении генератора на параллельную работу требует несколько минут на производство операций при соответствующем навыке обслуживающего персонала.

Метод самосинхронизации генераторов позволяет резко сократить продолжительность операции включения генераторов на параллельную работу, причем условия включения упрощаются. Способ самосинхронизации требует выполнения только одного условия: разница в скорости вращения генераторов не должна превышать 2–3 Гц. Продолжительные операции по точной подгонке напряжения и частот генератора и сети отпадают.

Недостатком метода самосинхронизации генераторов является то, что включение генератора сопровождается снижением напряжения на шинах электростанции и бросками тока в цепи генератора. При генераторах равной мощности автономной электростанции снижение напряжения может достигать 35–40 %, а величина броска тока – 1,5–4-кратной величины номинальных значений.

Метод синхронизации генератора в автономных электростанциях с шинами через сопротивление – метод так называемой грубой синхронизации – привлекателен простотой операций, надежностью безаварийного включения. Операции включения генераторов на параллельную работу в этом случае производят в такой последовательности: генератор приводится во вращение и возбуждается, затем по достижении его частотой и напряжением околосинхронных значений, приблизительно равных частоте и напряжению шин, генератор подключается через реактор на шины. Как и при методе самосинхронизации, окончательная синхронизация генератора с сетью происходит сама по себе благодаря создаваемой через сопротивление электрической связи генератора с сетью.

Переходные процессы, возникающие при включении генераторов на параллельную работу методом точной синхронизации, настолько слабо выражены и кратковременны, за исключением случаев неправильных включений, что они почти не рассматриваются. Наоборот, процессы,

связанные с включением генераторов методами самосинхронизации и синхронизации через сопротивления, явно выражены и оказывают существенное влияние на сеть. Изучение этих процессов позволяет исследовать и аварийное включение генераторов при способе точной синхронизации.

При включении генераторов на параллельную работу методом самосинхронизации стремятся выполнять включение так, чтобы изменение напряжения и тока в цепях генераторов и время входа последних в синхронизм были минимальными. Установлено, что для сокращения переходного процесса при самосинхронизации необходимо немедленно давать перевозбуждение подключаемому генератору. Кроме того, требуется, чтобы разность скоростей вращения агрегатов не превосходила 3–5 % синхронной скорости и включение в параллель происходило при ускорении не более 1 Гц/с, причем желательно, чтобы включение производилось тогда, когда разность скоростей вращения подключаемого и работающего генераторов уменьшается, а не увеличивается.

Процесс синхронизации сокращается, если скольжение подключаемого генератора имеет положительное значение, т. е. скорость вращения этого генератора выше синхронной. Процесс самосинхронизации оказывается скоротечным, если величина скольжения такова, что по окончании переходного процесса подключаемый генератор берет нагрузку. Таким образом, включение генератора должно происходить при определенной скорости его вращения, зависящей от степени неравномерности характеристик регуляторов первичных двигателей, и величины общей нагрузки электростанции.

Условия этого метода синхронизации для автономных электростанций можно выразить так: взаимное расположение регуляторных характеристик генераторных агрегатов до момента включения одного из них на параллельную работу с другими должно соответствовать параллельной

работе агрегатов с равномерным или пропорциональным распределением нагрузки.

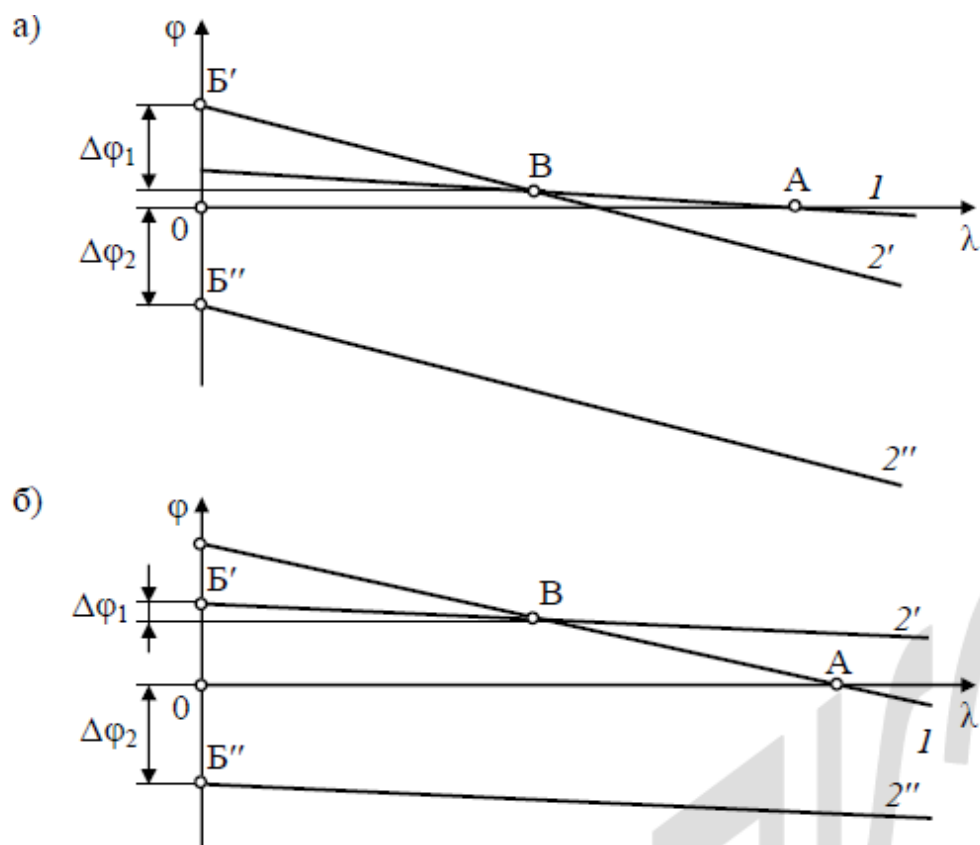
Сокращение длительности переходного процесса в случае положительного скольжения включаемого генератора по сравнению с длительностью переходного процесса в случае отрицательного скольжения этого генератора наиболее просто можно объяснить на примере двух генераторов.

На рис. 6.1, а показаны регуляторные характеристики работающего (1) и включаемого (2' и 2'') генераторов. Работающий генератор имеет нагрузку и скорость вращения, определяемые на графике рис. 6.1, а точкой А. Подключаемый генератор имеет регуляторную характеристику с большим статизмом и может включаться на параллельную работу с первым генератором либо с положительным скольжением (прямая 2'), либо с отрицательным скольжением (прямая 2'').

Рис. 6.1, б отражает такие же условия исходного режима и включения генераторов на параллельную работу, но относится к случаю, когда подключаемый генератор имеет регуляторную характеристику с меньшим статизмом, чем работающий.

При включении генератора с положительным скольжением его скорость вращения должна измениться на величину

$\Delta\phi_1$  – от значения, определяемого точкой Б' (см. рис. 2.1, а и б), до значения скорости в рабочем режиме, характеризуемом точкой В. В случае включения генератора с отрицательным скольжением скорость вращения должна измениться на величину  $\Delta\phi_2$  – от значения, определяемого точкой Б'', до значения, соответствующего точке А.



**Рисунок 2.1. Взаимное расположение регуляторных характеристик генераторных агрегатов до и после их синхронизации методами самосинхронизации и синхронизации через сопротивление: А, Б – точки режимов работы агрегатов в момент включения на параллельную работу; В – точка режима работы после синхронизации агрегатов.**

Как видно из рисунка, всегда имеет место соотношение  $\Delta\varphi_1 < \Delta\varphi_2$  независимо от величины статизма регуляторной характеристики подключаемого и работающего агрегатов. Поэтому длительность процесса синхронизации генераторов при прочих равных условиях в случае отрицательного скольжения будет большей. Когда скольжение имеет положительный знак, включенный генератор принимает на себя нагрузку, работающий же генератор, наоборот, отдает часть нагрузки – это способствует быстрой синхронизации генераторов. Величина приращения необходимой скорости вращения включаемого агрегата может быть легко определена в каждом отдельном случае при помощи зависимости

$$\varphi_{y2} = \varphi_{ном} + \frac{\delta_1 + \delta_2}{2} \lambda_1,$$

где  $\lambda_1$  – нагрузка агрегата.

Формула позволяет по величине нагрузки работающего агрегата определить скорость вращения включаемого генератора, необходимую по условиям самосинхронизации с учетом степени неравномерности характеристик регуляторов агрегатов.

Динамика процесса синхронизации генератора может быть исследована при включении генераторного агрегата на шины энергосистемы. В этом случае движение агрегата может рассматриваться относительно вектора электромагнитного поля, вращающегося с постоянной синхронной скоростью. Дифференциальные уравнения, описывающие движение агрегата с учетом влияния автоматических регуляторов скорости и напряжения, а также различных возмущающих факторов, имеют достаточно высокий порядок, что затрудняет исследование процесса в общем виде.

При достаточной синхронной связи имеет место затухающее колебательное движение с постоянной времени, причем если до нарушения режима ротор генератора испытывал колебательное движение, то начальные условия для нагруженного агрегата в момент нарушения режима

$$\Delta\theta(0) = \Delta\theta_0,$$

а при отсутствии этих колебаний:

$$\Delta\theta(0) = 0$$

Начальные условия процесса зависят также от условий включения генератора на параллельную работу, которые в свою очередь определяются выбранным способом синхронизации машины. При любом способе включения генератора величина начального угла вылета ротора не должна превышать предельного значения при данном возбуждении генератора и сопротивлении цепи, а величина начального скольжения не должна превышать значения, соответствующего опрокидывающему моменту демпферной обмотки по ее спрямленной механической характеристике.

Параметры демпферной обмотки в основном определяют скорость протекания переходного процесса, его затухание: чем «жестче» механическая

характеристика этой обмотки, тем больше демпферный коэффициент и величина  $\alpha$  и, следовательно, тем быстрее протекает процесс.

Параметры генератора, его ток возбуждения и параметры соединительной цепи между шинами генератора и сетью в основном определяют частоту и размах колебаний как при внезапном изменении вращающего момента, так и при включении генератора на параллельную работу.

Индуктивное сопротивление соединительной цепи приводит к уменьшению синхронной жесткости, в результате уменьшается частота колебаний  $\beta$  и возрастает их амплитуда.

При значительной величине реактивного сопротивления рост амплитуды колебаний ротора может привести к нарушению синхронизма.

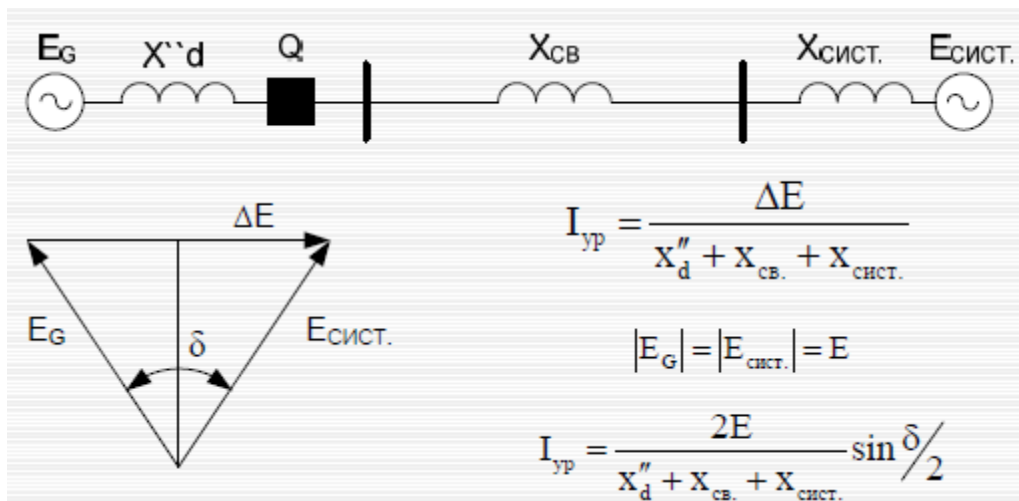
Поэтому при проектировании электроустановок необходимо рассчитывать динамический процесс синхронизации генераторов с учетом сопротивлений кабельных мостов и трансформаторов связи с системой.

#### *Автоматика пуска и включения на параллельную работу синхронных генераторов*

Процесс включения генераторов на параллельную работу называется синхронизацией.

Другими словами, синхронизация – процесс уравнивания частоты вращения и напряжения включаемого генератора с частотой вращения работающих генераторов и напряжением на электростанции, а также выбор соответствующего момента времени для подачи импульса на включение выключателя генератора.

Различают два типа синхронизации: точная синхронизация и самосинхронизация.



Для мощной энергосистемы:

$$X''_d \gg X_{св.} + X_{сист.}$$

Тогда можно записать:

$$I_{ур} = \frac{2E}{X''_d} \sin \frac{\delta}{2}$$

Из полученного выражения очевидно, что наибольшее значение уравнивающего тока будет при угле  $\delta = 180^\circ$ .

$$I_{ур} = \frac{2E}{X''_d}$$

*Условия включения генераторов на параллельную работу*

1. Необходимо, чтобы ЭДС генератора и ЭДС системы были равны по модулю:

$$|E_G| = |E_c|$$

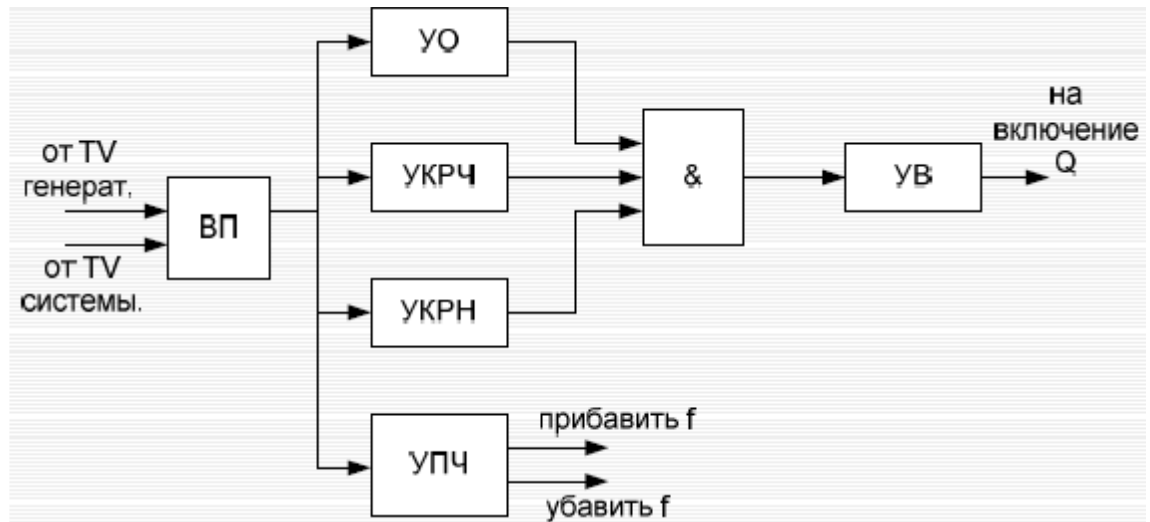
2. Частоты генератора и системы должны быть равны:

$$f_G = f_{сист.}$$

3. Подать команду на включение генераторного выключателя, когда угол  $\delta$  близок к нулю.



### *Автоматизация процесса включения генераторов на параллельную работу*



Типичная структурная схема синхронизатора с постоянной времени опережения

**ВП** – входные преобразователи;

**УО** – узел опережения;

**УКРЧ** – узел контроля разности частоты;

**УКРН** – узел контроля разности напряжений;

**УВ** – узел включения;

**УПЧ** – узел подгонки частоты.

### *Включение генераторов на параллельную работу методом самосинхронизации*

1. Возбужденный генератор разворачивается до скорости, близкой к синхронной;
2. Выравниваются напряжения генератора и системы;
3. С генератора снимается возбуждение;
4. Включается генераторный выключатель;
5. Сразу после включения выключателя на генератор подается возбуждение.

Так как в момент включения  $E_G = 0$ , то можем записать:

$$I_{\text{ур}} = \frac{E_{\text{сист.}}}{X_d'' + X_{\text{св.}} + X_{\text{сист.}}}$$

Принимая во внимание, как и ранее, что:

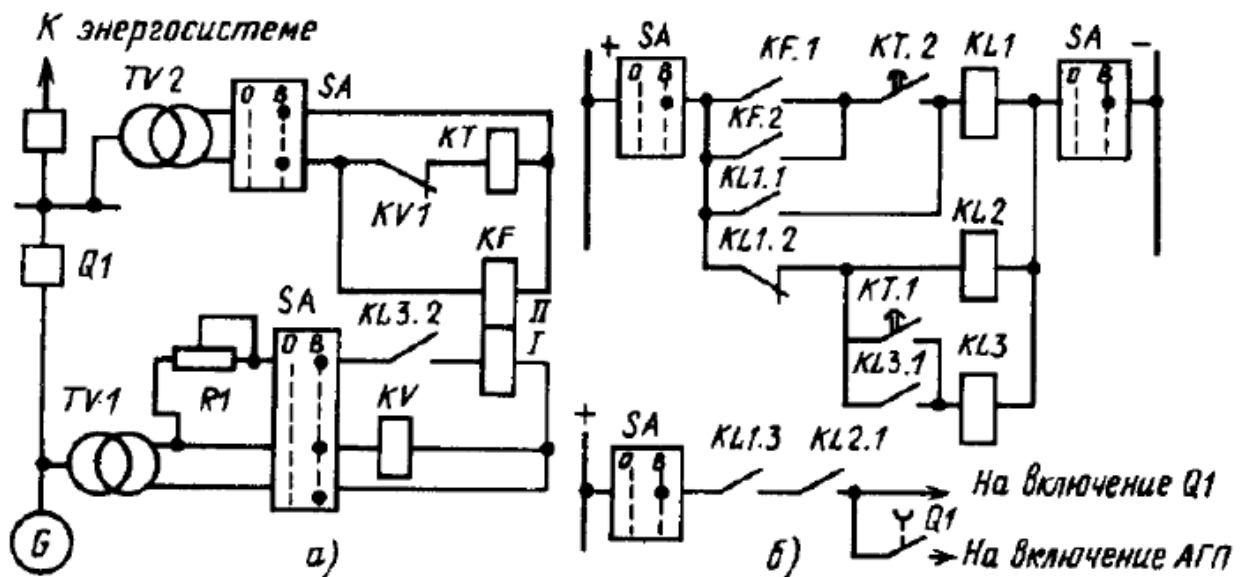
$$X_d'' \gg X_{\text{св.}} + X_{\text{сист.}}$$

получим:

$$I_{\text{ур}} = \frac{E_{\text{сист.}}}{X_d''}$$

что равносильно току трехфазного КЗ на выводах генератора

Схема устройства полуавтоматической самосинхронизации



а) цепи переменного напряжения; б) цепи оперативного тока

## Выводы:

1. Метод точной синхронизации не опасен для генератора, т.к. уравнивающий ток при этом не превышает номинального тока генератора. Недостаток этого метода – может занять длительное время.
2. Преимущество метода самосинхронизации – быстрота включения, что бывает очень важным в аварийных режимах. В основном метод находит применение для гидрогенераторов.

## 2.2 Автоматическое регулирование напряжения и частоты в системе

Процесс распределения электроэнергии предполагает прежде всего автоматическое регулирование напряжения и частоты и связанных с ними реактивной и активной мощностей синхронных генераторов (реактивной мощности синхронных компенсаторов).

Напряжение и частота промышленного тока являются основными показателями качества электроэнергии.

Согласно ГОСТ 13109-67 на нормы качества электрической энергии отклонение напряжения на зажимах потребителей в зависимости от их вида ограничивается в нормальных режимах в пределах  $(-2,5; +5)$  %, а в послеаварийных режимах  $(-5,0; +5,0)$  % номинального. Допустимые отклонения частоты не должны превышать в нормальном режиме работы  $\pm 0,1$  Гц; допускается временная работа с отклонением частоты в пределах  $\pm 0,2$  Гц.

Энергосистема с турбиной  $T$ , генератором  $G$ , линией электропередачи с сопротивлением  $Z_{\text{л}}$  и шинами подстанции, от которой непосредственно питаются электроэнергией потребители. В идеальных условиях напряжение и частота у потребителей должны быть неизменными и равными номинальным значениям  $U_{\text{пр. ном}}$ ;  $f_{\text{ном}}$ . Для выполнения этого требования напряжения в различных точках энергосистемы должны быть различными, а частота переменного тока должна оставаться одинаковой.

В частности, напряжение  $U_{\text{г}}$  на выводах генератора должно изменяться в зависимости от тока в линии  $I_{\text{л}}$  в соответствии с известным равенством

$$U_{\text{г}} = U_{\text{пр. ном}} + I_{\text{л}} z_{\text{л}}$$

В процессе работы энергетической системы непрерывно происходят изменения потребляемой и соответственно выдаваемой генераторами мощности. При отсутствии регулирования эти изменения мощности вызывают отклонения от нормальных значений напряжения и частоты и

приводят к ухудшению качества электрической энергии, передаваемой потребителям.

Поэтому на турбине и генераторе устанавливаются автоматические устройства регулирования частоты АРЧ и напряжения АРН. Устройство АРЧ должно автоматически поддерживать неизменной частоту вращения, а устройство АРН автоматически изменять напряжение генератора.

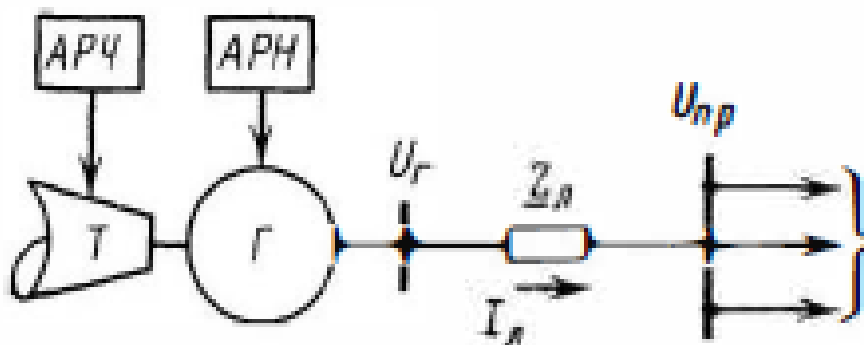


Рисунок 2.2. Схема элементарной энергосистемы

Изменения напряжения и частоты особенно резко проявляются в аварийных условиях, например при коротких замыканиях в сети, при внезапных отключениях генераторов большой мощности и т. п. В этих условиях нарушается баланс между мощностью, подводимой к турбинам, и мощностью, отдаваемой генераторами.

В результате отдельные генераторы могут получать значительные ускорения по отношению к другим и выходить из синхронизма.

Опыт эксплуатации энергетических систем показывает, что с точки зрения устойчивой работы энергосистемы быстродействующее регулирование частоты вращения и особенно напряжения имеет исключительно важное значение. Экономический эффект от внедрения автоматического регулирования в энергосистемах не поддается простому подсчету, но он чрезвычайно велик.

Аварии с нарушением устойчивости энергетических систем в современных условиях приносят колоссальный материальный ущерб

народному хозяйству страны. При оснащении энергосистем устройствами автоматического регулирования такие аварии становятся маловероятными.

Для поддержания надлежащего уровня напряжения и частоты в энергосистеме необходимо производить соответствующие изменения возбуждения генераторов для восстановления напряжения и впуска движущего фактора в турбины (подачи пара или воды) для восстановления частоты.

Совокупность мероприятий, обеспечивающих поддержание напряжения, частоты и нагрузок генераторов и линий электропередачи на заданном уровне или изменение их по заранее заданному закону, и составляет предмет автоматического регулирования основных электрических величин в энергосистемах.

Автоматические устройства, выполняющие указанные функции, называются автоматическими регуляторами. Совокупность всех элементов регулятора и машин, участвующих в процессе автоматического регулирования, образует автоматическую систему регулирования.

Родоначальником автоматического регулирования является великий русский ученый, изобретатель и новатор И. И. Ползунов, который еще в 1763-1765 гг. впервые в истории изобрел и осуществил устройство автоматического регулирования уровня воды в котле своей «огнедействующей» (паровой) машины. Все последующее развитие уже весьма разнообразной техники автоматического регулирования базируется в основном на установленном И. И. Ползуновым законе, что действие регулирующего устройства зависит от разности между действительным и заданным значениями регулируемой величины (или факторами, воздействующими на ее изменение).

Изучение законов регулирования обычно разделяют на две части, а именно: статику и динамику регулирования.

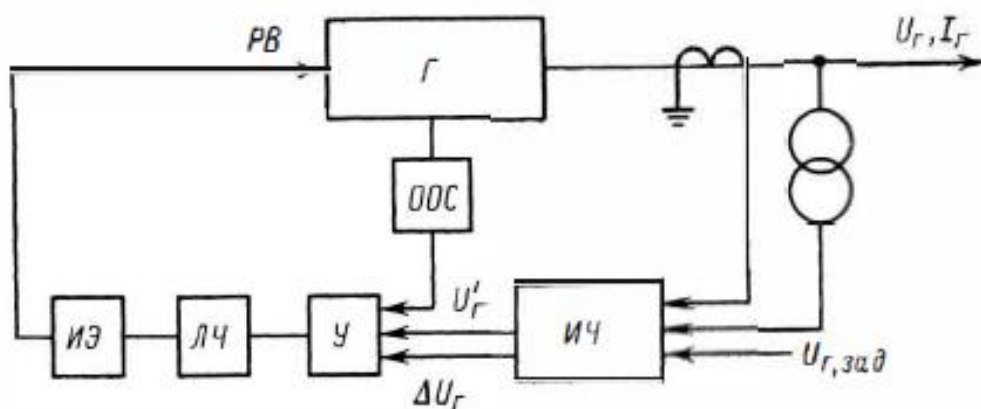
Под статикой регулирования понимается установление заданных соотношений между регулируемой величиной и факторами, служащими

причиной ее изменения, в условиях установившихся процессов. Под динамикой регулирования понимается изучение законов протекания переходных процессов в системах регулирования при переходах от одного установившегося состояния к другому.

При отклонении регулируемой величины от заданного значения регулятор должен установить значение и знак отклонения регулируемой величины и вернуть ее или к первоначальному, или к другому новому значению, заданному условиями регулирования.

Автоматический регулятор, как правило, состоит из следующих основных явно или неявно выраженных частей и элементов (рис. 2.3):

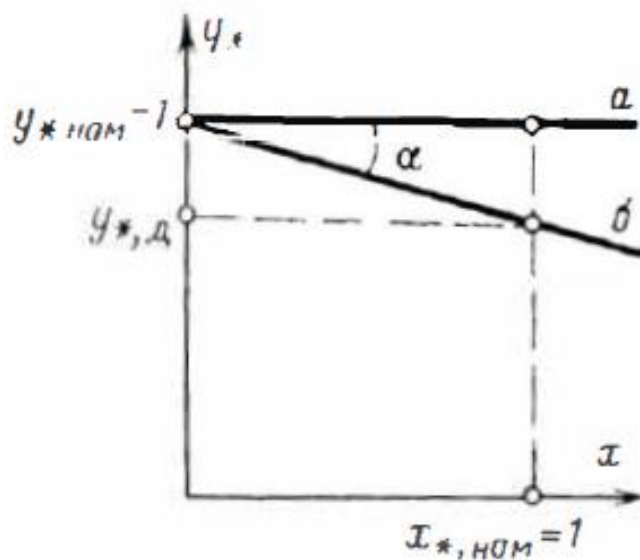
а) измерительной части (ИЧ), вырабатывающей значение и знак отклонения регулируемой величины от заданного значения (сигнал по отклонению, например  $\Delta U_r$ ) и другие сигналы;



**Рисунок 2.3. Структурная схема автоматического регулятора. б) усилителя (У), в общем случае операционного; в) логической части (ЛЧ), координирующей прохождение сигналов измерительной части и операционного усилителя; г) исполнительного элемента (ИЭ), производящего регулирующим воздействием (РВ) соответствующие изменения первичного фактора, воздействующего на возвращение регулируемой величины к ее первоначальному или другому заданному значению.**

Измерительная часть может состоять из нескольких измерительных органов. В измерительную часть обычно входит так называемый задающий элемент, устанавливающий заданное (предписанное) значение регулируемой величины, например  $U_{r, \text{зад}}$ , для сравнения с действительным ее значением.

В автоматических системах регулирования всегда имеются цепи отрицательных обратных связей (ООС), стабилизирующих процесс регулирования; элементы статизма, обеспечивающие определенную характеристику регулирования; устройства распределения реактивной и активной нагрузки генераторов и др. Конструктивные исполнения элементов, частей и их сочетание в различных типах автоматических регуляторов весьма разнообразны, находятся или в состоянии установившегося устойчивого равновесия, или в процессе перехода от одного установившегося состояния к другому. Всякое новое состояние устойчивого равновесия может наступить: или когда регулируемая величина вернется к своему первоначальному значению (предшествовавшему переходному проц., цессу) или когда регулируемая величина примет какое-то новое значение в соответствии с заданным законом ее изменения. В первом случае регулирование характеризуется прямой  $a$ , параллельной оси абсцисс (рис. 2.4), во втором – прямой  $b$ , где  $y$  – регулируемая величина, а  $x$  фактор, служащий причиной ее изменения



**Рисунок 2.4.** Характеристики регулирования.  $a$  астатическая;  $b$  статическая.

Прямые  $a$  и  $b$  называются характеристиками регулирования, которые в общем случае могут быть и непрямолинейным и. В первом случае регулирование получается независимым, во втором зависимым. В литературе

эти характеристики (и соответствующие им законы регулирования) получили названия астатической (а) и статической (б).

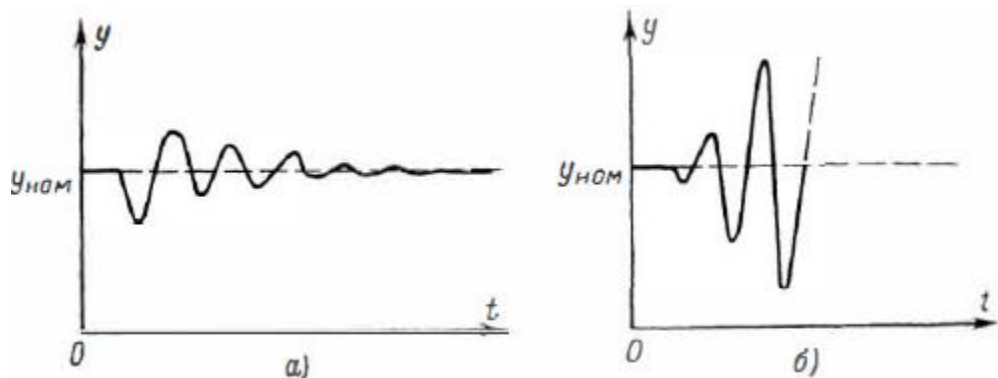
При регулировании по астатической (независимой) характеристике установившееся значение регулируемой величины остается неизменным независимо от значения фактора  $x$ , служащего причиной ее изменения. При регулировании по статической (зависимой) характеристике каждому новому значению фактора  $x$  соответствует свое, новое установившееся значение  $y$  регулируемой величины.

Степень зависимости изменения регулируемой величины  $y$  от изменения фактора  $x$  называется коэффициентом или степенью статизма и определяется крутизной наклона характеристики регулирования:

$$k_{\text{ст}} = \frac{y_{*, \text{ ном}} - y_{*, \text{ д}}}{y_{*, \text{ ном}}} = \operatorname{tg} \alpha,$$

где  $y_{*, \text{ ном}}$  - номинальное относительное значение регулируемой величины при  $x = 0$ ;  $y_{*, \text{ д}}$  - действительное относительное значение регулируемой величины при номинальном относительном значении  $x_{\text{ ном}} = 1$ .

Регулирование в общем случае представляет собой колебательный процесс, который может быть устойчивым или неустойчивым. Отклонение регулируемой величины от своего нормального (заданного) значения выявляется соответствующим измерительным органом регулятора.



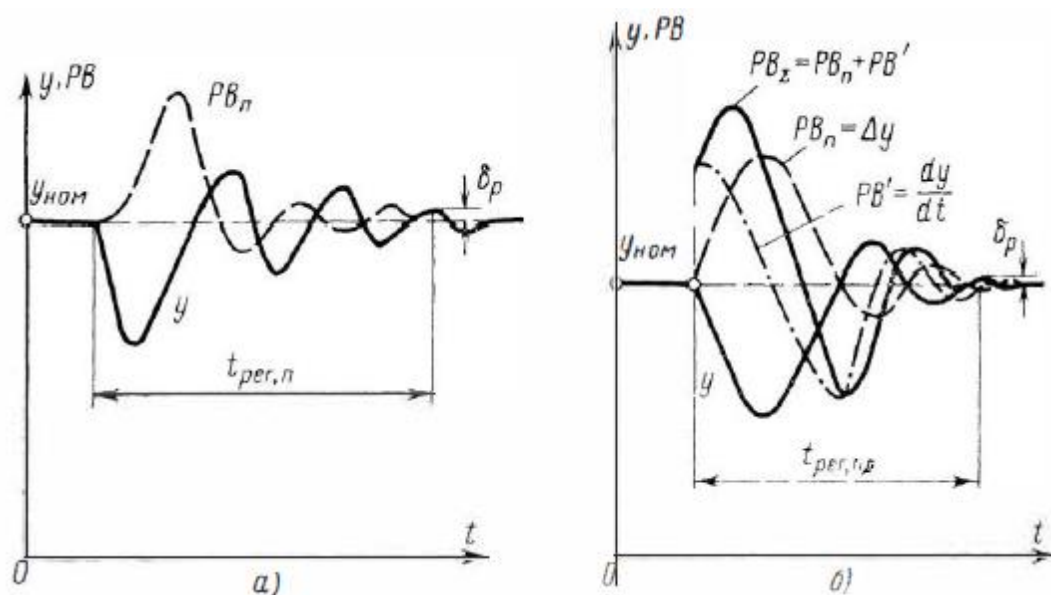
**Рисунок 2.5. Графики изменения регулируемой величины в процессе регулирования.**  
**а** колебательный переходный процесс при устойчивом регулировании, **б** колебательный переходный процесс при неустойчивом регулировании.



Однако исполнительный элемент регулятора ввиду инерционности начинает изменять регулирующее воздействие несколько позднее начала соответствующего действия измерительного органа и увеличивает его постепенно. Поэтому, когда установится заданное значение регулируемой величины, исполнительный элемент по инерции некоторое время будет продолжать изменять регулируемую величину.

В результате произойдет так называемое перерегулирование т. е. переход регулируемой величины через заданное значение в сторону, противоположную первоначальному отклонению. Регулятор при этом также изменит свое воздействие в противоположную сторону, изменяя соответственно и регулируемую величину, и процесс перерегулирования повторится. Повторение таких явлений создает колебательный процесс, который в большинстве случаев получается затухающим (рис. 2.5,а), когда амплитуда колебаний постепенно уменьшается и регулируемая величина устанавливается на неизменном уровне (с точностью до погрешности бр) (рис. 2.6,а). Однако в некоторых случаях амплитуда колебаний может постепенно увеличиваться и устойчивая работа автоматической системы регулирования нарушается, т. е. система окончательно выходит из состояния равновесия. В первом случае регулирование устойчивое, во втором неустойчивое.

В энергосистемах находят применение в основном пропорциональное и пропорционально-дифференциальное (сильного действия) автоматическое регулирование.



**Рисунок 2.6. Графики работы устройств регулирования. а при пропорциональном регулировании; б при пропорционально-дифференциальном регулировании (с первой производной).**

На рис. 2.6, а показаны графики, характеризующие процесс пропорционального регулирования. Регулирующее воздействие  $PB_n$  пропорционально отклонению регулируемой величины  $y$ . Известными принципиальными преимуществами обладает способ пропорционально-дифференциального регулирования с производными.

Регулирующее воздействие, развиваемое регулятором, здесь ставится в зависимость не только от отклонения регулируемой величины, но и от скорости, а иногда и ускорения изменения этого отклонения. Соответственно используются первая и вторая производные регулируемой величины.

Графики, характеризующие процесс автоматического регулирования с производной показаны на рис.2.6,б.

Воздействия от пропорционального регулирования и от регулирования по производной  $PB'$  суммируются. Это значительно интенсифицирует и ускоряет процессы, возникающие в начале регулирования, особенно при относительно больших намечающихся отклонениях регулируемой величины. Чем больше намечающееся отклонение регулируемой величины, тем интенсивнее ( сильнее) регулирующее воздействие.

По мере восстановления значения регулируемой величины знак регулирующего воздействия изменяется с опережением момента времени, когда регулируемая величина достигнет первоначального значения, и противодействует ее восстановлению. Переходный процесс регулирования заканчивается быстрее и при меньших перерегулированиях, т. е. при более интенсивном затухании.

Время регулирования уменьшается:  $t_{рег. пд} < t_{рег, n}$  (рис. 2.6). Таким образом, пропорционально-дифференциальное регулирование обеспечивает успокоение (демпфирование) колебаний регулируемой величины, возникающих при различных возмущениях в электроэнергетической системе. Поэтому пропорционально-дифференциальное (сильного действия) автоматическое регулирование имеет важнейшее значение для повышения статической и динамической устойчивости параллельной работы электростанций и синхронных генераторов.

Техническое осуществление автоматических регуляторов, устанавливаемых на синхронных генераторах, весьма разнообразно и бурно развивается по мере роста единичных мощностей синхронных генераторов и освоения новых принципов действия и технических средств автоматического регулирования.

В последующих главах рассматриваются преимущественно автоматические регуляторы возбуждения синхронных генераторов, обеспечивающих как автоматическое регулирование напряжения и реактивной мощности в нормальных режимах работы, так и существенное повышение статической и динамической устойчивости электропередач.

### 2.2.1 Автоматические регуляторы напряжения и реактивной мощности генераторов с электромашинными возбудителями постоянного тока

Автоматическое регулирование напряжения и реактивной мощности осуществляется воздействием на возбудитель синхронного генератора (компенсатора). На рис. 2.7, а, б показаны схемы возбуждения с

электромашинным возбудителем постоянного тока. Установившийся режим генератора характеризуется упрощенной векторной диаграммой (рис. 2.7, в).

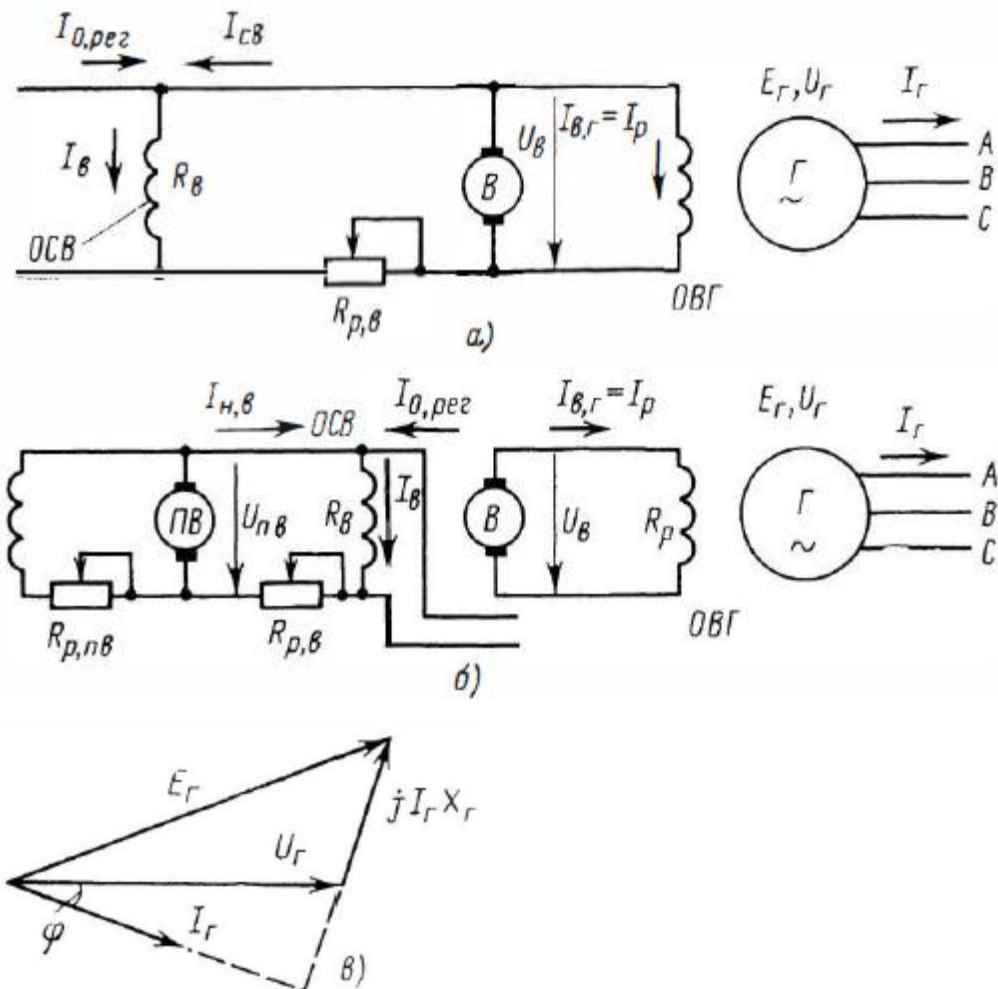


Рисунок 2.7. Схемы самовозбуждения (а), независимого возбуждения (б) и упрощенная векторная диаграмма (в) синхронного генератора.

Известно, что если ток возбуждения генератора  $I_{в.г}$ , которому соответствует э. д. с.  $E_g$ , считать неизменным, то при изменении тока генератора  $I_g$  напряжение  $U_g$  на его выводах также будет изменяться. Для поддержания напряжения  $I_g$  неизменным необходимо изменять ток возбуждения генератора  $I_{в.г}$  (ток ротора  $I_p$ ), что может производиться или изменением регулировочного сопротивления  $R_{р.в}$  в цепи возбуждения возбудителя или изменением тока  $I_{0.рег}$ . Первый способ используется при ручном регулировании, а второй при автоматическом регулировании возбуждения генератора.

Ручное регулирование может выполняться только в нормальных условиях работы энергосистемы и на электростанциях, имеющих постоянный дежурный персонал.

В аварийных условиях, когда требуется быстрое (измеряемое долями секунды) изменение возбуждения генераторов, эта задача может быть выполнена только автоматически. В действительности регулирование напряжения и реактивной мощности генераторов осуществляется автоматически как в аварийных, так и в нормальных условиях работы.

В прошлом на устройства автоматического регулирования возбуждения генераторов в основном возлагались функции поддержания постоянного уровня напряжения на шинах электростанций или подстанций в условиях нормальной работы. Ток возбуждения генераторов при этом, как правило, не выходил за пределы номинальных значений.

В настоящее время функции автоматических регуляторов возбуждения значительно расширены. Исследования, выполненные под руководством И. А. Сыромятникова, и опыт эксплуатации, накопленный энергосистемами Советского Союза, показали, что одним из основных и наиболее доступных средств значительного повышения устойчивости параллельной работы генераторов и сохранения в работе электродвигателей в аварийных условиях в энергосистеме является быстрое повышение (форсировка) возбуждения генераторов сверх нормальных значений. Наиболее просто это достигается закорачиванием всех внешних сопротивлений в цепи обмотки возбуждения возбuditеля при помощи устройств релейной форсировки возбуждения.

Форсировка возбуждения и применение регуляторов пропорционально-дифференциального действия позволяют значительно повысить пределы мощности, передаваемой по линии большой протяженности. Указанные задачи теоретически и практически были решены в СССР еще в 1937 г. (С. А. Лебедев, П. С. Жданов и др.).

Можно выделить следующие основные функции устройств автоматического регулирования возбуждения:

- 1) поддержание постоянного (заданного) уровня напряжения в энергосистеме в нормальных условиях ее работы;
- 2) повышение устойчивости параллельной работы генераторов энергосистемы при к. з. в сети и при аварийных изменениях мощности;
- 3) повышение пределов мощности, передаваемой по сильно нагруженным линиям большой протяженности;
- 4) повышение четкости действия устройств релейной защиты при к. з. в сетях за счет увеличения токов к. з.

Эффективность реализации перечисленных функций зависит не только от качества регуляторов, но и от показателей возбудителей.

2.2.2 Автоматическое регулирование частоты вращения и активной мощности синхронных генераторов. Назначение и особенности автоматического регулирования частоты и мощности.

Важнейшими особенностями электрической энергии являются невозможность накопления в больших количествах и практически мгновенная передача от источников к потребителям. В силу этих особенностей в любой момент времени в электроэнергетической системе (ЭЭС) должен соблюдаться баланс по активной мощности: равенство генерируемой и потребляемой электроэнергии.

Критерием соблюдения баланса по активной мощности является постоянство частоты переменного тока. При нарушении баланса частота изменяется.

Частота переменного тока является важнейшим показателем работы ЭЭС и показателем качества электроэнергии. Согласно ГОСТ 13109-97, на показатели качества электроэнергии, частота должна быть высокостабильной: допустимые ее отклонения от номинального значения 50 Гц должны быть в пределах  $\pm 0,1$  Гц. В тоже время мощность потребителей не остается постоянной и меняется в соответствии с суточным графиком.

Удерживать частоту в указанных ГОСТом пределах при непрерывно и случайно изменяющейся нагрузке ЭЭС можно только непрерывным автоматическим управлением частотой вращения турбины и активной мощности синхронных генераторов. Непрерывное автоматическое управление называется автоматическим регулированием. Оно осуществляется автоматическими регуляторами частоты вращения турбины (АРЧВ). Автоматическое регулирование частоты и мощности происходит путем воздействия на турбину генерирующего агрегата, состоящего из турбины и синхронного генератора. Частота вращения генератора и развиваемая им мощность зависят от расхода энергоносителя, его потенциальной энергии и КПД турбины. Управление активной мощностью синхронных генераторов осуществляется автоматическими регуляторами активной мощности (АРАМ). Поэтому авторегуляторы частоты вращения турбины (АРЧВ) должны функционировать совместно с АРАМ синхронных генераторов, что является важнейшей особенностью автоматического регулирования.

Взаимодействие АРЧВ турбины с АРАМ генераторов существенно зависит от типа турбины. Паровые турбины обладают большой инерционностью, обусловленной технологией подготовки пара. Нагружение турбогенератора происходит длительно, снижение мощности паровой турбины ограничивается технологическим минимумом производительности парогенератора. Гидравлические турбины, наоборот, весьма мобильны, поэтому гидрогенераторы могут изменять свою нагрузку быстро и в полном диапазоне от холостого хода до номинальной.

Различные технические возможности гидрои турбогенераторов вынуждают по-разному подходить к их использованию при автоматическом управлении активной мощностью. Крайне инерционные и малоподвижные блоки КОТЁЛ-ТУРБИНА-ГЕНЕРАТОР тепловых и особенно атомных станций практического участия в автоматическом регулировании частоты промышленного тока не принимают. Они регулируются исключительно по

мощности и покрывают базовую часть графика нагрузки ЭЭС. Режимы их работы определяются АРАМ, воздействующими на АРЧВ. (Поэтому на турбогенераторах применяются статические АРЧВ).

Подвижные и легко переносящие любые изменения нагрузки гидрогенераторы покрывают пиковую часть графика нагрузки ЭЭС. Режимы их работы определяются АРЧВ. Автоматическое регулирование частоты – главная задача автоматического управления мощностью гидрогенераторов. Автоматическое управление мощностью сводится к равномерному распределению нагрузки между однотипными гидрогенераторами. (Поэтому на гидрогенераторах применяется астатическое АРЧВ).



### **3 Технические средства получения и переработки информации**

#### **3.1 Информационно-измерительные системы**

Основная тенденция развития измерений в автоматизированном производстве – это переход к машинному контролю по адаптивным моделям, к применению более сложных управляющих и информационно-измерительных систем (ИИС).

Измерительные информационные технологии являются разновидностью информационных технологий и выделяются из этого обширного множества тем, что носят очевидный познавательный характер и реализуют специфические процедуры, присущие только им:

- получение исходной измерительной информации в результате взаимодействия первичных измерительных преобразователей (сенсоров) с объектом измерений;
- преобразование измерительной информации с заданной и гарантированной точностью;
- сопоставление сигналов измерительной информации с размерами общепринятых единиц измерения, оценка и представление характеристик остаточной неопределенности значений измеряемых величин.

Современные измерительные информационные технологии приобретают дополнительные свойства благодаря использованию аппаратных и программных средств искусственного интеллекта. Одной из важнейших задач развития измерительных информационных технологий является расширение номенклатуры измеряемых величин, обеспечение измерений в условиях воздействия “жестких” внешних факторов (высокая температура, большое давление, ионизирующее излучение и т.д.).

Решение подобных задач связано с усложнением структуры используемых средств измерений (СИ); созданием комплексов взаимосвязанных СИ и технических средств, необходимых для их функционирования. Современные объекты исследования характеризуются

большим количеством параметров, изменяющихся подчас с большой скоростью.

Иногда, чтобы получить информацию о параметрах объекта, необходимо проводить комплексные измерения, а значение измеряемой величины получать расчетным путем на основе известных функциональных зависимостей между ней и величинами, подвергаемыми измерениям.

Указанные задачи успешно решаются с помощью информационных измерительных систем (ИИС), получивших широкое распространение. В настоящее время нет общепринятого однозначного определения, что такое ИИС. Среди существующих подходов к рассмотрению понятия ИИС следует выделить два основных.

Сущность одного подхода отражена в рекомендации по межгосударственной стандартизации РМГ 29-99 “ГСИ. Метрология. Основные термины и определения”, в которой ИИС рассматривается приведено следующее определение:

Измерительная система - совокупность функционально объединенных мер, измерительных приборов, измерительных преобразователей, ЭВМ и других технических средств, размещенных в разных точках контролируемого объекта и т.п. с целью измерений одной или нескольких физических величин, свойственных этому объекту, и выработки измерительных сигналов в разных целях.

В зависимости от назначения измерительные системы разделяют на измерительные информационные, измерительные контролирующие, измерительные управляющие системы и др.

Измерительную систему, перестраиваемую в зависимости от изменения измерительной задачи, называют гибкой измерительной системой (ГИС).

### **3.2 Структура информационно-измерительных систем**

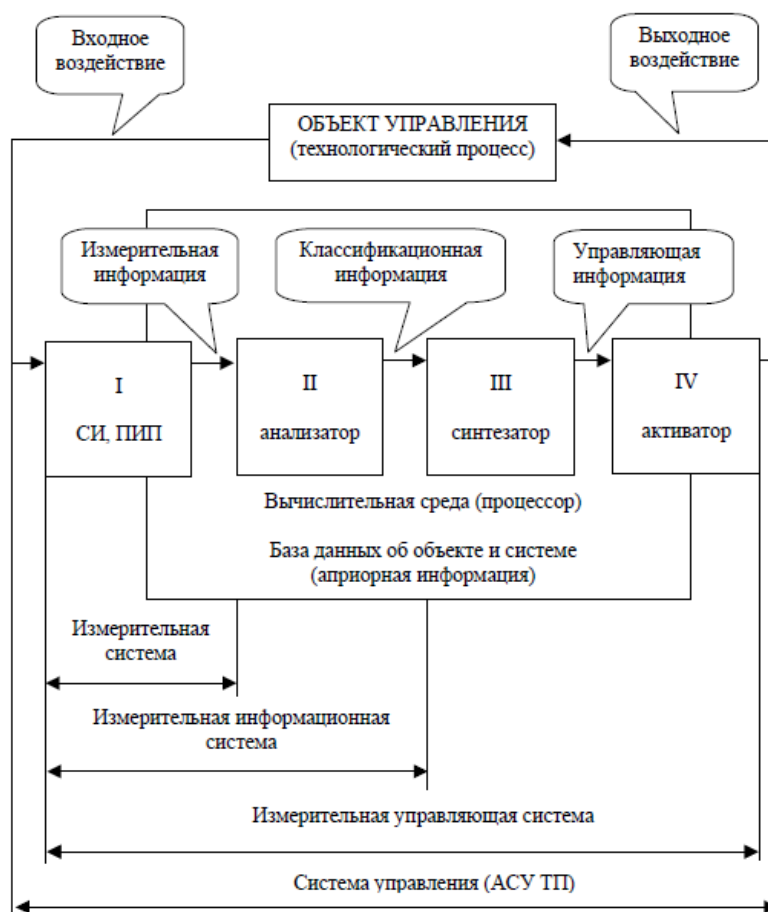
Уточняющее понятие “система” указывает на необходимость учета сложности структуры СИ, даже в том случае, если оно является одноканальным.

В развитии ИС можно выделить два этапа, граница между которыми определяется включением в состав систем средств вычислительной техники.

На первом этапе структура и функции системы однозначно согласованы и измерительная функция является определяющей. Информационные функции, связанные с отображением результатов измерений, рассматриваются как вспомогательные.

На втором этапе система становится информационной в широком смысле, т.е. позволяет реализовать не только измерительную, но и другие информационные функции. Результатом является создание ИИС, которые предназначены для выполнения, на основе измерений, функций контроля, испытаний, диагностики и др.

Упрощенная структура ИИС, предложенная профессором В.А. Грановским, приведена на рис. 3.1.



**Рисунок 3.1. Упрощенная структура ИИС и АСУ ТП: I – Измерительная подсистема, II – Классификационная подсистема, III – Управляющая подсистема, IV – Исполнительная подсистема, ПИП – первичный измерительный преобразователь**

### **3.3 Развитие информационно-измерительных систем**

Развитие ИИС целесообразно рассматривать в двух аспектах: структурном и функциональном. Первый отражает интегрирование различных подсистем, широкое использование средств вычислительной техники, что приводит к возникновению систем с гибкой структурой. Второй аспект характеризует резкое возрастание числа функций, выполняемых системой. При этом центр тяжести переносится с измерительных функций на другие информационные функции, связанные с использованием результатов измерений.

Таким образом, в ИИС измерение во все большей степени становится неразрывно связанным с другими функциями (логической обработки, анализа результатов измерений и др.) и его выделение не всегда возможно.

Учитывая приведенные выше особенности ИИС можно дать два следующих определения ИС и ИИС в широком смысле.

Измерительная система – система средств измерений и вспомогательных технических средств, представляющая собой средство измерений.

Измерительная информационная система – информационная система, состоящая из информационных средств, включая средства измерений, и вспомогательных технических средств, в которой измерительная информация преобразуется в другие виды информации.

Наиболее крупной структурной единицей ИИС, для которой могут нормироваться метрологические характеристики (МХ), является измерительный канал (ИК). Он представляет собой последовательное соединение СИ, образующих ИИС (некоторые из этих СИ сами могут быть многоканальными, в этом случае следует говорить о последовательном соединении ИК указанных СИ).

Такое соединение СИ, предусмотренное алгоритмом функционирования, позволяет выполнять законченную функцию от восприятия измеряемой величины до индикации или регистрации результата

измерений включительно, или преобразование его в сигнал, удобный для дальнейшего использования вне ИИС, для ввода в цифровое или аналоговое вычислительное устройство, входящее в состав ИИС, для совместного преобразования с другими величинами, для воздействия на исполнительные механизмы.

Типовая структура ИК включает в себя первичный измерительный преобразователь, линии связи, промежуточный измерительный преобразователь, аналого-цифровой преобразователь, процессор, цифроаналоговый преобразователь.

Различают простые ИК, реализующие процедуру измерения какой-либо величины, и сложные ИК, реализующие процедуры измерения нескольких величин и получение искомой величины расчетным путем на основе известных функциональных зависимостей между измеренными и рассчитываемой величинами. Начальная часть сложных ИК разделяется на несколько простых ИК, например, при измерениях мощности в электрических сетях начальная часть ИК состоит из простых каналов измерений электрического напряжения и тока.

Учитывая многоканальность ИИС, использование одних и тех же устройств в составе различных ИК, последние можно выделить зачастую только функционально и их конфигурация реализуется программным путем.

Протяженность ИК может составлять от нескольких метров до нескольких сотен километров. Число ИК – до нескольких тысяч. Информация от первичных преобразователей передается обычно при помощи электрических сигналов (реже пневматических) – ток, напряжение, частота следования импульсов. В некоторых областях измерений современные первичные измерительные преобразователи имеют цифровой код. При большой протяженности ИК используются радиосигналы.

Часть ИИС после линий связи, соединяющих ее с первичными преобразователями, обычно называют измерительно-вычислительным комплексом (ИВК). Значительная часть современных ИВК строится на базе

контроллеров, как правило, модульного исполнения, включающих в себя аналого-цифровые и цифроаналоговые преобразователи, процессор, модули дискретной (бинарной) информации (входные и выходные), вспомогательные устройства. Состав, конфигурация, программное обеспечение ИВК конкретизируются с учетом специфики объекта.

Сложность структуры и многоканальность ИИС приводит к тому, что государственному метрологическому контролю и надзору (ГМКН) может подлежать не вся ИИС, а только часть ее ИК. Сложность метрологического обеспечения (МО) и ГМКН связана с наличием в структуре ряда ИИС отдельных частей, размещаемых на перемещающихся объектах. В результате одна (передающая) часть ИИС может работать с различными приемными частями в процессе одного и того же цикла измерений по мере перемещения объекта.

При выпуске и при эксплуатации таких ИИС заранее неизвестны конкретные экземпляры приемной и передающей частей, которые будут работать совместно, тем самым отсутствует “стандартный” объект, для которого регламентируются МХ. Контроль и МО ИИС как целостного объекта затрудняет возможное использование первичных измерительных преобразователей, встроенных в технологическое оборудование. Широкое использование в составе ИИС вычислительной техники выдвигает проблему аттестации алгоритмов обработки результатов измерений.

Особенности ИИС делают особенно актуальной для них проблему расчета МХ ИИС по МХ образующих их компонентов. Метод расчета МХ ИК ИИС существенно зависит от того, относятся ли образующие его СИ к линейным устройствам. Методы расчета нелинейных систем зависят от вида нелинейности, возможности расчленения СИ на линейную инерционную и нелинейную безынерционную часть и от других обстоятельств и отличаются большим разнообразием.

### **3.4 Основные признаки информационно-измерительных систем**

Основными признаками ИИС являются: область применения; способ комплектования; структура, виды входных сигналов; виды измерений; режим работы, функциональные свойства компонентов.

По области применения ИИС делят на группы:

- для научных исследований;
- для испытаний и контроля сложных изделий;
- для управления технологическими процессами.

По способу комплектования:

- агрегатированные;
- неагрегатированные, состоящие из компонентов, специально разработанных для конкретных систем.

Агрегатированные ИИС, как правило, включают универсальное ядро ИВК, на основе которого, используя датчики различных физических величин можно строить ИИС различного назначения.

По структурным признакам:

- системы параллельно-последовательной структуры. Основным признаком такой структуры служит наличие ИК циклически коммутируемого с множеством датчиков;
- системы параллельной структуры, включающие множество одновременно работающих каналов, выходные системы которых преобразуются функциональным единым преобразователем и обрабатываются в одном вычислительном устройстве.

Сигналы на входе ИИС могут быть непрерывными или дискретными, детерминированными или случайными.

В зависимости от соотношения между скоростью изменения входных сигналов и инерционными свойствами системы различают два основных режима работы ИИС: статический и динамический. В динамическом режиме инерционные свойства системы оказывают влияние на результат измерения.

Под компонентом ИИС понимают входящие в состав ИИС технические устройства, выполняющие одну из функций, предусматриваемых процессом измерений и преобразования измерительной информации в другие виды информации. В соответствии с функциями, компоненты подразделяют на измерительные, связующие, вычислительные и информационные.

*Измерительный компонент ИИС* – средство измерений: измерительный прибор, измерительный преобразователь, мера, измерительный коммутатор.

Измерительные компоненты по характеру функциональных преобразований подразделяются на аналого-цифровые и цифроаналоговые.

Аналоговые измерительные компоненты могут быть линейными и нелинейными, аналого-цифровые по своей природе являются нелинейными устройствами.

*Связующий компонент ИИС* – техническое устройство либо часть окружающей среды, предназначенные или используемые для передачи с минимально возможными искажениями сигналов, несущих информацию об измеряемой величине, от одного компонента ИИС к другому.

*Вычислительный компонент ИИС* – цифровое вычислительное устройство (или его часть) совместно с программным обеспечением, выполняющее функцию обработки (вычисления) результатов наблюдений для получения расчетным путем результатов измерений, выражаемых числом или соответствующим кодом.

Вычислительные компоненты подразделяются на:

- аналогово-вычислительные – аналоговые устройства, выходной сигнал которых является функцией двух или более сигналов;
- цифровые вычислительные – устройства, выходной цифровой сигнал которых является функцией двух или более сигналов.

*Информационный компонент ИИС* – техническое средство, предназначенное для получения информации, хранения, преобразования и передачи информации.



С точки зрения информационной теории измерительных устройств процесс измерения, выполняемый любым измерительным устройством (включая необходимые действия человека-оператора), состоит из ряда последовательных преобразований информации об измеряемой величине, проводимых до тех пор, пока она не будет представлена в том виде, ради получения которого и выполняется данное измерение. СИ рассматривается как канал приема (получения) и передачи информации (измерительной).

Таким образом, СИ и измерительный компонент ИИС являются разновидностью информационного компонента.

Любая самая совершенная и интеллектуальная ИИС должна быть метрологически корректной и удовлетворять требованиям системы обеспечения единства измерений в соответствии с государственными законодательными актами и международными нормативными документами ISO, OIML и др. Выделение ИИС в отдельную специфическую разновидность СИ обусловлено рядом их особенностей, порождающих специфику их МО.

Актуальными вопросами теоретической поддержки решения проблем МО ИИС являются: регламентация МХ ИК, экспериментальное определение и контроль МХ, прогнозирование и определение характеристик неопределенности измерений в соответствии с Руководством по выражению неопределенности измерений\*, оценка характеристик точности программ обработки данных.

### **3.5 Требования к информационно-измерительным системам**

Развитие измерительной техники, в частности ИИС, используемых в составе АСУ ТП, усложнение измерительных задач и условий эксплуатации СИ, выдвигает новые требования к описанию свойств СИ, прежде всего, предназначенных для системного применения. Приборы, рассчитанные на применение в качестве самостоятельных СИ, для которых назначение класса точности однозначно определяло комплекс нормированных МХ (НМХ), практически непригодны при синтезе ИК ИИС. Комплекс НМХ должен

выбираться так, чтобы по некоторой совокупности СИ, средств вычислительной техники и других устройств, образующих ИК, можно было определить МХ всего ИК. Интеллектуализация СИ и ИИС, т.е. включение в их состав микропроцессоров и ЭВМ с целью автоматизации обработки данных, выполнения обработки в режиме on-line, управления процедурой измерений, приводит к растущему значению метрологического аспекта создания и использования алгоритмов и программ обработки данных. Поскольку ИИС предназначены для решения тех или иных задач классифицирования, постольку возникает проблема распространения на конкретные области и на классифицирование в целом основных понятий и методов метрологии.

Результаты анализа основных особенностей ИИС и возникающих в связи с этим проблем МО ИИС приведены в табл. 3.1.

Основные проблемы МО ИИС можно разделить на три группы: фундаментальные, прикладные и организационно-правовые. К фундаментальным проблемам относятся:

1. Разработка методов оценки МХ ИИС в условиях эксплуатации. Решение проблемы требует сочетания теоретических и экспериментальных методов.
2. Создание методов синтеза ИИС различных структур по метрологическим критериям, т.е. установление оптимальных точностных характеристик компонентов ИИС по заданным нормам точности для системы в целом.
3. Разработка методов испытаний, калибровки, поверки, метрологических исследований ИИС. Эта проблема включает оптимизацию объема и содержания испытательных процедур, обеспечивающих достоверность оценки МХ ИИС.

Таблица 3.1

Особенность ИИС	Основные проблемы МО
1. Многофункциональность	Обеспечение одновременного измерения ряда физических величин; построение обобщенных оценок на основе измерений большого числа параметров; вычисление комплексных параметров
2. Наличие в составе системы ЭВМ	Решение задач, связанных с оценкой качества алгоритмов обработки вычислений
3. Многоканальность	Оценка, уменьшение или исключение влияния каналов друг на друга
4. Неразрывная связь многих ИИС с объектом, на котором они эксплуатируются, невозможность снятия таких систем с объектов, не нарушая его целостности	Решение проблем проведения метрологического обслуживания в условиях невозможности привязки используемых СИ к эталону путем перемещения СИ к месту дислокации эталона. Невозможность комплектной поверки ИК по условиям установки датчиков на объекте
5. Сложность описания объектов и их моделирования	Сложность учета влияния объектов на точность измерения в условиях дефицита исходной (априорной) информации
6. Агрегатный способ построения	Возможность исследования ИИС как законченного целого только на объекте
7. Распределенность компонентов и составных частей ИИС в пространстве	Учет влияния на точность измерений различных условий эксплуатации компонентов ИИС
8. Возможность изменения состава ИИС в процессе эксплуатации	Сложность регламентации требований к системам на момент их выпуска
9. Наличие динамических режимов измерения	Необходимость исследования динамических свойств системы и согласование их с объектом

Прикладные проблемы включают:

- Разработку методов автоматизации испытаний, поверки, калибровки ИИС.

- Разработку программно-управляемых средств для метрологических испытаний ИИС.
- Разработку алгоритмов и программ автоматизированной поверки ИИС.
- Разработку комплектов средств поверки для оснащения метрологических лабораторий государственной и ведомственных метрологических служб.

К организационно-правовым проблемам относятся создание комплекса НД, регламентирующих вопросы МО ИИС и обеспечение общей координации работ по МО ИИС на всех этапах их жизненного цикла: разработки (проектирования), производства, монтажа и наладки, ремонта, эксплуатации.

Границы понятия МО ИИС до сих пор еще четко не обозначены, что обусловлено сложностью проблемы в связи со спецификой ИИС (автоматизация измерений, проведение измерений в динамическом режиме, совместимость ЭВМ разных уровней, наличие систем контроля неисправностей, изменчивость структур, измерение большого числа величин, унификация алгоритмов измерений, применение бесконтактных методов и средств измерений и т.д.). Сложность структур ИИС и работа ее компонентов в различных условиях приводит к необходимости разработки дополнительных мер по обеспечению принципа относительной инвариантности результатов измерения. Несмотря на недостаточность априорной информации, сложность методов и средств измерений, принципиальную “деформацию” свойств объекта при его экспериментальном исследовании, воздействие внешних условий и влияние субъективного элемента, результаты измерений должны оставаться адекватными (в пределах принятой модели) оценками измеряемых величин при повторном осуществлении одной и той же экспериментальной обстановки и должны воспроизводиться с ограниченной неопределенностью, обусловленной указанными факторами.

Сложность МО ИИС обусловлена еще одним важным фактором, связанным с функциональным назначением ИИС. Осуществляемые с помощью ИИС функции измерений, контроля, испытаний, диагностики, обнаружения и распознавания сводятся к классификационным задачам различного уровня, решение которых основано на *измерительной информации*. В рамках самой ИИС затруднительно, а часто невозможно, разграничить измерительные и неизмерительные информационные функции, реализуемые системой, поскольку граница в большинстве случаев проходит “через” программный компонент. Рассмотрение ИИС в целом, включая неизмерительные функции и подсистемы приводит к необходимости расширения границ понятия “метрологическое обеспечение ИИС”.

Изначально понятие МО раскрывалось в определении, приведенном в ГОСТ 1.25-76. “Метрологическое обеспечение – это установление и применение научных и организационных основ, технических средств, правил и норм, необходимых для достижения единства измерений”. Практика проведения метрологических работ и исследований показала, что понятие МО должно быть шире.

Было предложено следующее определение: “Метрологическое обеспечение измерений – деятельность метрологических и других служб, направленная на создание в стране необходимых эталонов, образцовых и рабочих средств измерений, разработку и установление метрологических правил и норм, выполнение ряда других метрологических работ, необходимых для обеспечения требуемого качества измерений”. В начале 80-х годов в связи с внедрением робототехники и гибких производственных систем (ГПС) возникла необходимость в их метрологическом обеспечении.

Появилось понятие “метрологическое обеспечение ГПС”, которое рассматривалось как производное понятие. Отмечалось, что МО ГПС имеет свою специфику, в частности, обусловленную необходимостью контроля точностных характеристик *неизмерительных средств (например, точности*

распознавания объектов). ИИС являются системами, находящимися в составе ГПС и на них распространяется указанная выше специфика.

Несмотря на то, что МО ИИС является производным понятием от МО измерений, необходимость обеспечения качества неизмерительной подсистемы, от которой напрямую зависит итоговый результат функционирования ИИС, в расшифровке определения МО не учитывалась.

При дальнейших системных исследованиях в области метрологии были предложены следующие определения, учитывающие работу всех подсистем ИИС.

**МО ИИС** – система научной, технической, правовой и организационной деятельности, направленной на достижение единства процессов преобразования информации, осуществляемой в ИИС и требуемой точности результатов ее функционирования.

**Единство процессов преобразования информации** – качество процессов преобразования информации, при котором их результаты, определенные с использованием МХ информационных средств, сопоставимы. Необходимым условием сопоставимости результатов является единообразие МХ.

**Точность результата функционирования ИИС** – качественная характеристика системы, отражающая близость действительного результата функционирования к истинному (требуемому).

**Метрологическая экспертиза** (составляющая МО ИИС) – анализ и оценивание оптимальных научно-технических решений, связанных с обеспечением единства процессов преобразования информации, осуществляемых в ИИС.

В ИС, по сравнению с ИИС, преобладают функции измерения, а функции обработки и хранения измерительной информации незначительны или отсутствуют совсем.

Тем не менее, на ИИС может быть распространена классификация, принятая в МИ 2438-97 для ИС. Соответственно можно выделить:

- ИИС широкого применения, разрабатываемые для серийного производства в виде законченных изделий, выпускаемых в России (или импортируемых в Россию партиями), для установки которых на месте эксплуатации достаточно указаний, изложенных в их эксплуатационной документации (ИИС-1);
- ИИС целевого применения, разрабатываемые для единичного (разового или повторяющегося мелкими партиями) изготовления в России в виде законченного изделия (или импортируемые в Россию единичными экземплярами или мелкими партиями), для установки которого на месте эксплуатации достаточно указаний, изложенных в его эксплуатационной документации (ИИС-2);
- ИИС целевого применения, проектируемые в России (или за границей) под определенные объекты (группы однородных объектов) возникающие как законченное изделие непосредственно на объекте эксплуатации путем его комплектации из компонентов серийного или единичного (или импортного) изготовления и соответствующего монтажа и наладки, осуществляемых в соответствии с проектной документацией (ИИС-3).

Эффективность МО ИИС закладывается на стадии их разработки (проектирования) и зависит от совместных усилий разработчиков, изготовителей, потребителей ИИС и метрологических служб, осуществляющих их МО. Для ИИС, входящих в состав более сложных автоматизированных систем, следует учитывать требования руководящих документов и требования технической документации (ТД) на эти системы.

ИИС в таких сложных структурах может выделяться на функциональном уровне.

Основными работами по МО ИИС являются:

- установление единых требований к МХ систем;
- разработка методов и средств контроля МХ;

- метрологическая экспертиза (МЭ) технической документации (ТД);
- обеспечение единства и достоверности результатов функционирования ИИС путем проведения испытаний для целей утверждения типа ИИС или их единичных экземпляров;
- утверждение типа или единичного экземпляра ИИС;
- проведение испытаний на соответствие ИИС утвержденному типу;
- анализ состояния МО ИИС и разработка на его основе комплексных программ развития МО;
- организация и осуществление государственного метрологического контроля и надзора за состоянием и применением ИИС;
- организация и проведение поверочных и калибровочных работ;
- организация и проведение работ по аттестации алгоритмов обработки информации, применяемых при работе ИИС.

МО ИИС осуществляется на всех этапах их жизненного цикла.

Необходимым условием для МО ИИС является наличие в технической документации, сопровождающей этапы жизненного цикла ИИС, перечня измерительных каналов ИИС и их МХ.

Анализ состояния МО ИИС проводят с целью установления возможности осуществления постоянного контроля метрологической исправности систем, находящихся в эксплуатации; установления соответствия разрабатываемых, изготавливаемых и находящихся в эксплуатации ИИС требованиям НД и разработке на этой основе мероприятий по совершенствованию ИИС и их МО.

Государственный метрологический контроль и надзор (ГМКН), ведомственный контроль устанавливает:

- наличие НД, регламентирующих требования к организации и порядку проведения разработки, производства и эксплуатации ИИС, а также требования к точности результата функционирования ИИС, порядок и правила поверки ИИС;
- эффективность работ по проведению МЭ конструкторской,



технологической, проектной документации;

- правильность эксплуатации ИИС и организации контроля за их состоянием;
- наличие необходимых эталонов для осуществления поверок;
- правильность проведения поверок ИИС в процессе эксплуатации и соблюдение межповерочных интервалов.

Общая цель МЭ ТД обеспечение эффективности МО, выполнение общих и конкретных требований к МО наиболее рациональными методами и средствами. Конкретные цели МЭ определяются назначением и содержанием ТД.

В зависимости от вида ИИС и этапа их жизненного цикла проводится МЭ следующей документации:

- технического задания (ТЗ) на разработку (или заменяющего его документа, содержащего исходные данные для разработки, проектирования);
- технических условий (ТУ) – для отечественных ИИС-1, конструкторской и технологической документации – для ИИС-1 и ИИС-2 на этапах их разработки и производства (изготовления) соответственно;
- проектной документации, предназначенной для изготовления (комплектации), монтажа, наладки и эксплуатации отечественных ИИС-3 на объекте, на этапе их проектирования;
- комплекта документации (переведенной на русский язык) фирмы изготовителя на импортируемый тип или единичный экземпляр – для всех видов ИИС (в том числе проектной документации, предназначенной для комплектации, монтажа, наладки и эксплуатации для ИИС-3) на этапе изучения технических характеристик и целесообразности импорта ИИС.

МЭ ТД на отечественные ИИС проводится метрологическими службами организаций (предприятий), разрабатывающих, изготавливающих,

проектирующих и эксплуатирующих ИИС, головными и базовыми организациями метрологической службы в отраслях, а также органами государственной метрологической службы (ОГМС) и государственными научными метрологическими центрами (ГНМЦ), в том числе аккредитованными в качестве государственных центров испытаний средств измерений (ГЦИ СИ) в установленном порядке.

Основным содержанием МЭ ТЗ на разработку (проектирование) ИИС или заменяющего его документа, содержащего исходные данные для разработки (проектирования), является проверка достаточности исходных требований, приводимых в проекте ТЗ, для рациональной регламентации МХ ИК ИИС на этапе их разработки и построения эффективного способа их МО на последующих этапах жизненного цикла системы.

Основным содержанием МЭ ТУ, конструкторской, технологической, проектной и эксплуатационной документации является проверка соответствия заложенных в указанной документации комплекса МХ ИК и их компонентов, методов и средств их определения, контроля и (или) расчета, исходным требованиям ТЗ, а также соблюдения метрологических правил, требований и норм, регламентируемым в НД. В частности, проверяют:

- наличие в ТУ и эксплуатационной документации исчерпывающего перечня ИК и метрологических требований к ним;
- контролепригодность конструкции ИИС;
- наличие в проектной документации, предназначенной для монтажа и наладки ИИС на объекте, требований к параметрам и характеристикам, необходимым для контроля качества монтажа ИИС;
- наличие и содержание материалов (протоколов, актов, журналов, отчетов и т.п.) предварительных испытаний, касающихся метрологических свойств ИИС.

Аттестация алгоритмов обработки информации, применяемых при работе ИИС проводится для определения, в какой мере алгоритм вычислений соответствует функции, связывающей измеряемую величину с результатами прямых измерений (со значениями величины на входе измерительных компонентов ИИС).

Обычно это несоответствие вызвано возможностями вычислительной техники и вынужденными упрощениями алгоритма вычислений (линеаризацией функций, их дискретными представлениями и т.п.).

Задача эксперта оценить существенность методической составляющей неопределенности измерений из-за несовершенства алгоритма. Алгоритм обработки информации должен обеспечивать правильность конечного результата, т.е. получения классификационной информации – информации, которую получают в результате решения одной из классификационных задач, решаемых ИИС, например, контроля, диагностики, обнаружения, распознавания образов.

Испытания для целей утверждения типа и утверждение типа проводятся для ИИС, подлежащих применению и применяемых в сферах распространения ГМКН. Испытания для целей добровольной “сертификации соответствия” и “сертификации соответствия” проводятся для ИИС, не подлежащих и не применяемых в сферах распространения ГМКН. Если в сфере распространения ГМКН применяется только часть из общего числа ИК ИИС, а другая часть – вне этой сферы, то испытаниям для целей утверждения типа ИИС подвергается только первая часть ИИК.

Поверке подвергаются ИК ИИС, подлежащие применению в сферах распространения ГМКН. Содержание работ по поверке определяется документами на методику поверки ИИС. Калибровке подвергаются ИК ИИС, не подлежащие к применению и не применяемые в сферах распространения ГМКН.

ИК должны описываться следующим образом:

- указанием мест соединений компонентов ИИС, между которыми определяют измерительный канал;
- описанием состава измерительного канала;
- описанием алгоритма обработки промежуточных результатов измерений в ИК для получения конечного результата измерений.

## **4 Основные сведения об АСУ ТП**

### **4.1 Системы автоматизированного управления**

Современные системы автоматизированного управления (АСУ) — сложны как по составу технических и программных средств, так и по многообразию выполняемых ими функций управления.

В сложившейся ситуации, актуальным подходом является использование специализированных систем, известных как «Системы автоматизированного проектирования (САПР)».

Основная цель создания САПР — повышение эффективности труда инженеров, включая:

- сокращения трудоемкости проектирования и планирования;
- сокращения сроков проектирования;
- сокращения себестоимости проектирования и изготовления;
- уменьшение затрат на эксплуатацию;
- повышения качества и технико-экономического уровня результатов проектирования;
- сокращения затрат на натурное моделирование и испытания.

Задачами, для достижения указанных целей, являются:

- автоматизация оформления документации;
- информационная поддержка и автоматизация процессов принятия решений;
- использование технологий параллельного проектирования;
- унификация проектных решений и процессов проектирования;
- повторное использование проектных решений, данных и наработок;
- стратегическое проектирование;
- замена натурных испытаний и макетирования математическим моделированием;
- повышение качества управления проектированием;

- применение методов вариантного проектирования и оптимизации.

В структуре САПР, выделяют следующие элементы: компоненты обеспечения, подсистемы, программно-методические комплексы (ПМК), программно-технические комплексы (ПТК), комплекс средств автоматизации проектирования (КСАП).

САПР автоматизированная система, реализующая информационную технологию выполнения функций проектирования.

САПР представляет собой организационно-техническую систему, предназначенную для автоматизации процесса проектирования, и состоящую из:

- персонала;
- комплекса технических, программных и других средств автоматизации деятельности этого персонала.

В английском языке термину САПР соответствует термин CAD (computer-aided design), подразумевающий использование компьютерных технологий в проектировании.

Термин САПР на английский язык может также переводиться как:

- CAD system;
- automated design system;
- CAE system.

Составными структурными частями САПР являются подсистемы, обладающие всеми свойствами систем и создаваемые как самостоятельные системы.

Каждая подсистема - это выделенная по некоторым признакам часть САПР, обеспечивающая выполнение некоторых функционально-законченных последовательностей проектных задач, с получением соответствующих проектных решений и проектных документов.

По назначению подсистемы САПР разделяют на два вида: проектирующие и обслуживающие.

Проектирующие подсистемы объектно-ориентированные подсистемы, реализующие определенный этап проектирования или группу связанных проектных задач. В зависимости от отношения к объекту проектирования они делятся на объектные и инвариантные.

Объектные выполняющие проектные процедуры и операции, непосредственно связанные с конкретным типом объектов проектирования.

Инвариантные выполняющие унифицированные проектные процедуры и операции, имеющие смысл для многих типов объектов проектирования.

Обслуживающие подсистемы объектно-независимые подсистемы реализующие функции, общие для подсистем или САПР в целом; они обеспечивают функционирование проектирующих подсистем, оформление, передачу и вывод данных, сопровождение программного обеспечения и другие; их совокупность называют системной средой (или оболочкой) САПР.

Каждая подсистема, в свою очередь состоит из компонентов, обеспечивающих функционирование подсистемы.

Компонент выполняет определенную функцию в подсистеме и представляет собой наименьший (неделимый) самостоятельно разрабатываемый или покупной элемент САПР: программа, файл модели транзистора, графический дисплей, инструкция и другие.

Совокупность однотипных компонентов образует средство обеспечения САПР.

## **4.2 Виды обеспечения САПР**

Выделяют следующие виды обеспечения САПР:

1. Техническое обеспечение (ТО) совокупность связанных и взаимодействующих технических средств, обеспечивающих работу САПР, включающая различные средства.

2. Математическое обеспечение (МО), объединяет математические методы, модели и алгоритмы, используемые для решения задач автоматизированного проектирования. МО по назначению и способам реализации делят на две части:

- математические методы и построенные на их основе математические модели объектов проектирования или их части;
- формализованное описание технологии автоматизированного проектирования.

3. Программное обеспечение (ПО), представляет компьютерные программы, необходимые для осуществления процесса проектирования (см. рис. 4.1) и подразделяется на общесистемное и прикладное:

- общесистемное ПО, предназначенное для управления компонентами технического обеспечения и обеспечения функционирования прикладных программ. Примером является операционная система.
- прикладное ПО, реализующее математическое обеспечение для непосредственного выполнения проектных процедур. Оно включает пакеты прикладных программ, предназначенные для обслуживания определенных этапов проектирования или групп однотипных задач внутри различных этапов.

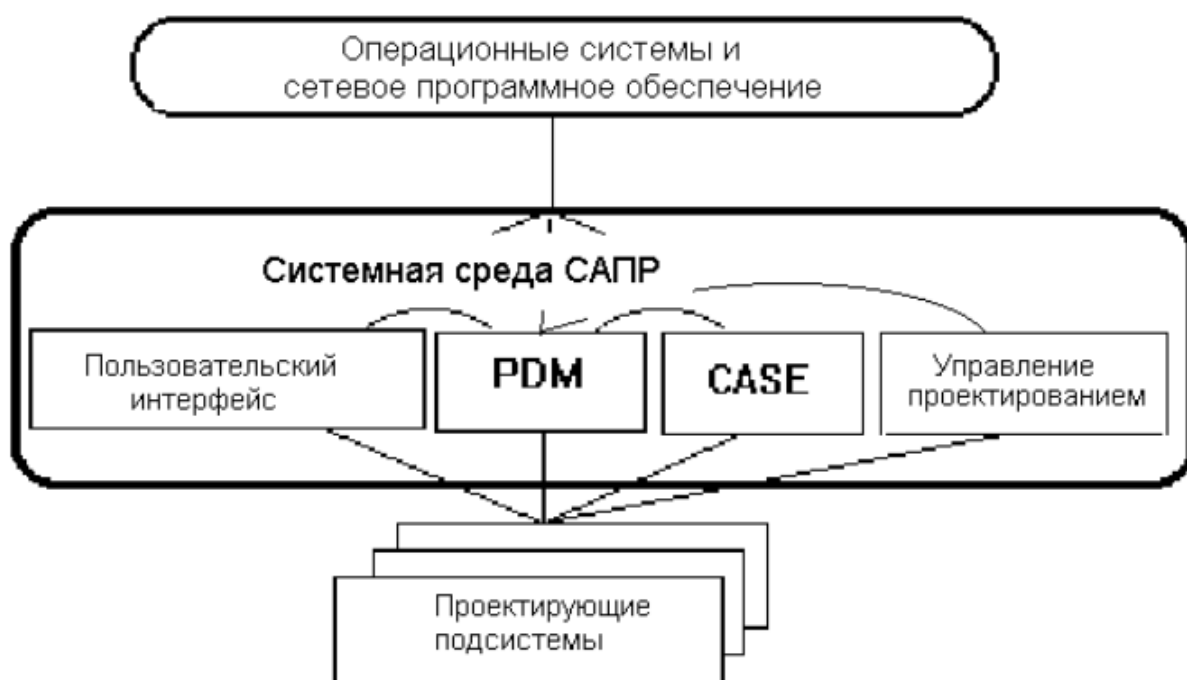


Рисунок 4.1. Программное ПО САПР (PDM — Product Data Management)



4. Информационное обеспечение (ИО) совокупность сведений, необходимых для выполнения проектирования. Состоит из описания стандартных проектных процедур, типовых проектных решений, комплектующих изделий и их моделей, правил и норм проектирования. Основная часть ИО САПР - базы данных и СУБД.

5. Лингвистическое обеспечение (ЛО) совокупность языков, используемых в САПР для представления информации о проектируемых объектах, процессе и средствах проектирования, а также для осуществления диалога проектировщик-ЭВМ и обмена данными между техническими средствами САПР.

Включает термины, определения, правила формализации естественного языка, методы сжатия и развертывания. В ЛО выделяют классы различных типов языков проектирования и моделирования: VHDL, VERILOG, UML, GPSS.

6. Методическое обеспечение (МетО) описание технологии функционирования САПР, методов выбора и применения пользователями технологических приемов для получения конкретных результатов. Включает в себя теорию процессов, происходящих в проектируемых объектах, методы анализа, синтеза систем и их составных частей, различные методики проектирования. Иногда к МетО относят также МО и ЛО.

7. Организационное обеспечение (ОО) совокупность документов, определяющих состав проектной организации, связь между подразделениями, организационную структуру объекта и системы автоматизации, деятельность в условиях функционирования системы, форму представления результатов проектирования. В ОО входят штатные расписания, должностные инструкции, правила эксплуатации, приказы, положения и другое.

### **4.3 Разделение САПР по отраслевому назначению**

В зависимости от отраслевого назначения выделяют:

- MCAD (mechanical computer-aided design) автоматизированное проектирование механических устройств. Машиностроительные САПР, применяются в автомобилестроении, судостроении, авиакосмической промышленности, производстве товаров народного потребления. Они включают в себя разработку деталей и сборок (механизмов) с использованием параметрического проектирования на основе конструктивных элементов, технологий поверхностного и объемного моделирования: SolidWorks, Autodesk Inventor, CATIA;

- EDA (electronic design automation) или ECAD (electronic computer-aided design) САПР электронных устройств, радиоэлектронных средств, печатных плат и другие: Altium Desinger, OrCAD;

- АЕС САД (architecture, engineering and construction computer-aided design) или СААД (computer-aided architectural design) САПР в области архитектуры и строительства. Используются для проектирования зданий, промышленных объектов, дорог, мостов и другие: Autodesk Atchitectural Desktop, Piranesi, ArchCAD.

По целевому назначению САПР, или подсистемы САПР, различают по аспектам проектирования:

- САД (computer-aided design/drafting) средства автоматизированного проектирования. В контексте указанной классификации термин обозначает средства САПР, предназначенные для автоматизации двумерного и/или трехмерного геометрического проектирования, создания конструкторской и/или технологической документации, САПР общего назначения. Для обозначения данного класса средств САПР используется также термин САДД (computeraided design and drafting) автоматизированное проектирование и создание чертежей. Системы геометрического моделирования обозначают как САГД (computer-aided geometric design).

- САЕ (computer-aided engineering) средства автоматизации инженерных расчётов, анализа и симуляции физических процессов. Они осуществляют динамическое моделирование, проверку и оптимизацию

изделий. Подкласс средств САЕ, используемых для компьютерного анализа, обозначается термином САА (computer-aided analysis).

- CAM (computer-aided manufacturing) средства технологической подготовки производства изделий. Они обеспечивают автоматизацию программирования и управления оборудованием с ЧПУ или ГАПС (Гибких автоматизированных производственных систем). Русским аналогом термина является АСТПП автоматизированная система технологической подготовки производства.

- CAPP (computer-aided process planning) средства автоматизации планирования технологических процессов, применяемые на стыке систем CAD и CAM.

#### **4.4 Основы проектирования АСУ**

Данная тема посвящена основам теоретических концепций объекта проектирования:

- трехуровневой модели АСУ;
- понятию жизненного цикла АСУ;
- каноническому подходу к проектированию АСУ.

##### **4.4.1 Трехуровневая модель АСУ**

Рассматривая любую организацию, фирму, институт или любое юридическое лицо, можно говорить об АСУ такого объекта.

Верхний и нижний уровни иерархии управления АСУ достаточно хорошо проработаны как в теоретическом плане, так и в плане практической реализации:

- АСУПП достаточно полно регламентируется и управляется набором государственных постановлений и указов о деятельности предприятий и организаций; для реализации этого уровня управления используются системы ERP;
- АСУТП также имеет свою теоретическую базу, основанную на различных технических решениях, и реализуется в виде систем SCADA.

Традиционно выделяется три иерархически связанных уровня АСУ.

Уровень управления	Уровень АСУ
Уровень стратегического управления	АСУП – АСУ производством или ERP-системы. Стратегическое административно-финансовое планирование и управление, решающее задачи: что произвести, в каких объемах, к каким срокам, из чего и прочее. ERP Enterprise Resource Planning, планирование ресурсов предприятия.
Уровень тактического управления	АСУПП АСУ производственными процессами или MES-системы. Уровень начальников производств, цеховых технологов, диспетчеров, мастеров, решающих задачу: как произвести заданное, по каким технологиям, на каких станках, в каком порядке выполнять заказы, чтобы минимизировать издержки и максимально эффективно использовать ресурсы. MES manufacturing execution system, система управления производственными процессами.
Уровень оперативного исполнения	АСУТП – АСУ технологическими процессами. Уровень контроллерного управления, НМІ с человеком исполнителем, SCADA-системы решает задачи: поддержания заданных технологических параметров производственных процессов. SCADA supervisory control and data acquisition, диспетчерское управление и сбор данных.

Средний уровень иерархии управления АСУ, до настоящего времени, не имеет некоторой эталонной системы, даже несмотря на то, что создана международная организация MESA. Рассмотрим этот уровень подробнее.

Ассоциация MESA International была основана в 1992 году с названием Manufacturing Execution System Association (далее Manufacturing Enterprise Solutions Association). Целью ассоциации стал обмен передовым опытом и инновационными идеями для распространения знаний о решениях в области оперативного управления производственными предприятиями.

MESA является автором «Функциональной модели MES», включающей основные функции систем класса MES.

На сегодняшний день (с 2004 г) модель включает 8 функций:

1. Контроль состояния и распределение ресурсов (RAS)
2. Диспетчеризация производства (DPU) ;
3. Сбор и хранение данных (DCA);
4. Управление персоналом (LM);
5. Управление качеством продукции (QM);
6. Управление производственными процессами (PM);
7. Отслеживание истории продукта (PTG);
8. Анализ производительности (PA).

Таким образом, несмотря на достаточную теоретическую проработанность концепции АСУ, имеется множество задач и подсистем, требующих создания проектов конкретных программных и технических реализаций объектов автоматизации.

#### 4.4.2 Жизненный цикл АСУ

Любая АСУ, как и любая техническая система, имеет свой жизненный цикл (ЖЦ):

1. АСУ задумывается;
2. Проектируется;
3. Создается;
4. Передается в промышленную эксплуатацию;

5. Эксплуатируется;
6. Морально устаревает;
7. Заменяется новой АСУ.

Известны три основных модели ЖЦ АСУ:

Каскадная модель – описывает классический подход к разработке систем в любых предметных областях. Она предусматривает последовательную организацию работ, которые разбиты на этапы. Следующий этап начинается только после завершения предыдущего этапа. Каждый этап завершается выпуском полного комплекта документации.

Создание АСУ разделяется на пять последовательных этапов:

1. Разработка требований;
2. Проектирование;
3. Реализация;
4. Тестирование;
5. Ввод в действие.

Преимущество данного подхода – четкое проектирование «сверху-вниз», но ошибки предыдущих этапов очень трудно исправлять.

Итерационная модель – не предполагает четкого разбиения на этапы: система проектируется сразу на нескольких уровнях и состоит из серии коротких циклов (шагов) по планированию, реализации, изучению и действию. Здесь имеется множество проектных решений «снизу-вверх», когда проектные решения по отдельным задачам объединяются в общие системные решения.

Спиралевидная модель – предполагает наличие этапов: разработка требований, проектирование, реализация, тестирование, ввод в действие. Но, в отличие от каскадной модели, предполагает итерационный процесс разработки АСУ. Каждая итерация представляет собой законченный цикл разработки, приводящий к выпуску внутренней или внешней версии изделия. На каждой итерации продукция совершенствуется, чтобы стать законченным изделием.

Каноническое проектирование АСУ ориентировано на каскадную модель жизненного цикла системы.

Стадии	Этапы работ
1. Формирование требований к АС	1.1. Обследование объекта и обоснование необходимости создания АС. 1.2. Формирование требований пользователя к АС. 1.3. Оформление отчёта о выполненной работе и заявки на разработку АС (тактико-технического задания).
2. Разработка концепции АС.	2.1. Изучение объекта. 2.2. Проведение необходимых научноисследовательских работ. 2.3. Разработка вариантов концепции АС, удовлетворяющего требованиям пользователя. 2.4. Оформление отчёта о выполненной работе.
3. Техническое задание.	Разработка и утверждение технического задания на создание АС.
4. Эскизный проект.	4.1. Разработка предварительных проектных решений по системе и её частям. 4.2. Разработка документации на АС и её части.
5. Технический проект.	5.1. Разработка проектных решений по системе и её частям. 5.2. Разработка документации на АС и её части. 5.3. Разработка и оформление документации на поставку изделий для комплектования АС и (или) технических требований (технических заданий) на их разработку. 5.4. Разработка заданий на проектирование в смежных частях проекта объекта автоматизации.
6. Рабочая документация.	6.1. Разработка рабочей документации на систему и её части. 6.2. Разработка или адаптация программ.
7. Ввод в действие.	7.1. Подготовка объекта автоматизации к вводу АС в действие. 7.2. Подготовка персонала.

	7.3. Комплектация АС поставляемыми изделиями (программными и техническими средствами, программно-техническими комплексами, информационными изделиями). 7.4. Строительно-монтажные работы. 7.5. Пусконаладочные работы. 7.6. Проведение предварительных испытаний. 7.7. Проведение опытной эксплуатации. 7.8. Проведение приёмочных испытаний.
8. Сопровождение АС	8.1. Выполнение работ в соответствии с гарантийными обязательствами. 8.2. Послегарантийное обслуживание.

С точки зрения разработчика-проектировщика перечисленные стадии группируются по степени важности и особенностям исполнения.

Группа стадий	Список стадий создания АСУ
До ТЗ	1-Формирование требований к АС 2-Разработка концепции АС
Подписание ТЗ	3-Техническое задание
Исполнение системы	4-Эскизный проект 5-Технический проект 6-Рабочая документация (Рабочий проект)
Завершение работ	7-Ввод в действие 8-Сопровождение АС

## 4.5 Моделирование АСУ

### 4.5.1 Понятия модели и моделирования

Задачи, которые решает человек в своей образовательной, научно-исследовательской и профессиональной деятельности, делятся на две категории – вычислительные и функциональные. Цель вычислительных задач – расчет параметров, характеристик, обработка данных. Функциональные задачи требуют решения при реализации функций управления, проектирования. Это, например, управление деятельностью торгового предприятия, планирование выпуска продукции, управление перевозкой грузов и т.п.

Процесс решения задачи средствами моделирования отображает схема, показанная на рис. 4.2. Под реальным объектом подразумевается



исследуемый объект (система, явление, процесс). Модель – это материальный или воображаемый объект, который в процессе познания замещает реальный объект, сохраняя при этом его существенные свойства. Моделирование – это процесс исследования реального объекта с помощью модели. Исходный объект называется при этом прототипом или оригиналом.

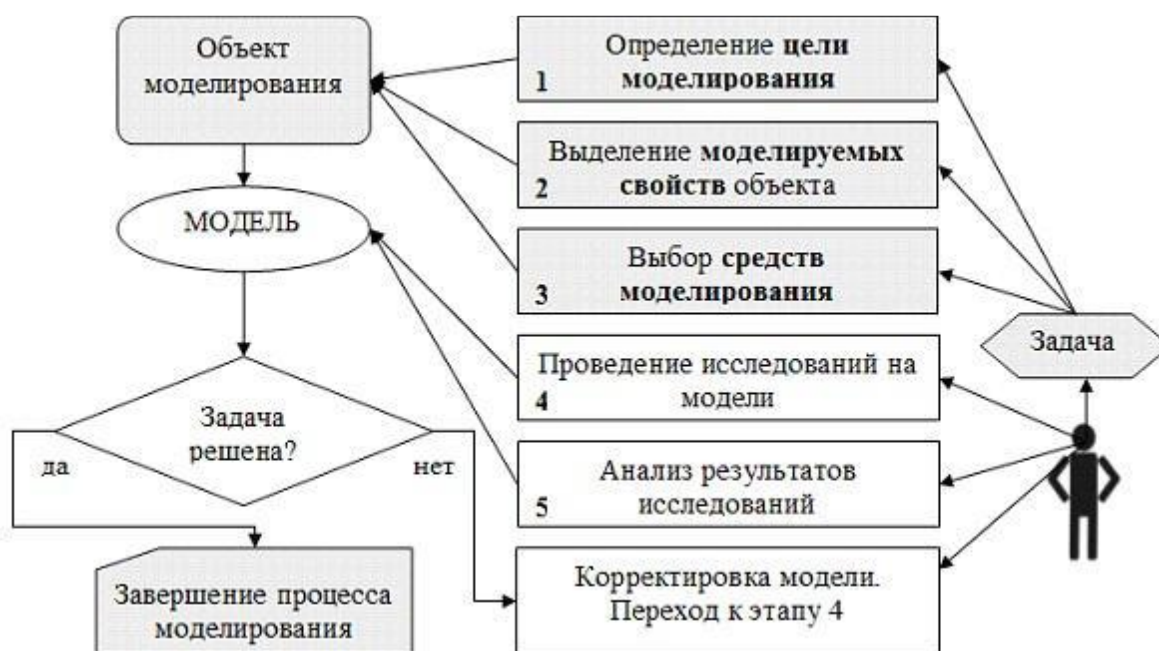


Рисунок 4.2. Схема процедуры решения задачи посредством моделирования

Моделировать можно не только материальные объекты, но и процессы. Например, конструкторы используют аэродинамическую трубу для воспроизведения на земле условий полета самолета. В дальнейшем термин «объект моделирования» будем понимать в широком смысле: это может быть как некоторый вещественный объект (предмет, система), так и реальный процесс.

Модель повторяет не все свойства реального объекта, а только те, которые требуются для ее будущего применения. Поэтому важнейшим понятием в моделировании является понятие цели. Цель моделирования – это назначение будущей модели. Цель определяет те свойства объекта-оригинала, которые должны быть воспроизведены в модели. Иначе говоря, модель – это упрощенное подобие реального объекта, который отражает

существенные особенности (свойства) изучаемого реального объекта, отвечающие цели моделирования.

К построению модели прибегают в тех случаях, когда использование объекта-оригинала по каким-либо причинам затруднено или невозможно. Такими причинами могут быть, например:

- слишком большой (Солнечная система) или слишком маленький размер объекта (молекула или атом);
- моделируемый процесс протекает слишком быстро (сгорание топлива в двигателе внутреннего сгорания) или слишком медленно (процесс возникновения жизни на Земле);
- исследование объекта может оказаться опасным для окружающих (атомный взрыв);
- объект-оригинал может быть разрушен в процессе исследования (исследование прочностных характеристик конструкции самолета).

Для одного и того же объекта можно создать множество различных моделей. Какую модель выбрать – зависит от цели моделирования, определяемой в соответствии с решаемой задачей. С другой стороны, одна и та же модель может представлять разные объекты. Например, математические модели процесса распространения инфекционной болезни и процесса радиоактивного распада являются одинаковыми с точки зрения их математического описания.

#### 4.5.2 Требования к моделям

Существует ряд общих требований к свойствам, которым должны удовлетворять модели:

- адекватность – достаточно точное отображение свойств объекта;
- конечность – модель отображает оригинал лишь в конечном числе его отношений и свойств;
- полнота (информативность) – предоставление исследователю всей необходимой информации об объекте в рамках гипотез,

принятых при построении модели;

- упрощенность – модель отображает только существенные стороны объекта;
- гибкость – возможность воспроизведения различных ситуаций во всем диапазоне изменения условий и параметров;
- приемлемая для имеющегося времени и программных средств трудоемкость разработки модели.

#### 4.5.3 Классификация моделей

Классификация – это разделение объектов на группы, имеющие один или несколько общих признаков. В зависимости от признака классификации одни и те же модели могут быть отнесены к разным классам.

Классификация по области использования модели представлена на рис. 4.3.



Рисунок 4.3. Классификация моделей по области использования

Учебные модели – наглядные пособия, тренажеры, обучающие программы.

Игровые модели – это экономические, военные, деловые игры. Они репетируют поведение объекта в различных ситуациях.

Исследовательские модели создаются для исследования процессов или явлений, например, стенды для проверки электронной аппаратуры.

Опытные модели – это уменьшенные или увеличенные копии объектов. Их используют для исследования объекта и прогнозирования его будущих характеристик (например, опытная модель проектируемого автомобиля).

Имитационные модели имитируют реальность, при этом, как правило, эксперимент многократно повторяется.

Классификация по отрасли представленных в модели знаний разделяет все модели на физические, биологические, социальные, экономические и т. д.

#### *Классификация по способу представления модели*

Отразить в модели признаки оригинала можно разными способами. Можно скопировать признаки, построив натурную (материальную) модель. Примерами натурных моделей являются макеты и муляжи – уменьшенные или увеличенные копии, воспроизводящие либо внешний вид объекта (например, глобус), либо его структуру (например, модель Солнечной системы), либо поведение (например, радиоуправляемая модель автомобиля).

Можно построить модель объекта, описав его свойства на одном из языков кодирования информации – дать словесное описание, привести формулу, чертеж, рисунок. Такая модель называется информационной моделью. Замена реального объекта его формальным описанием, т. е. его информационной моделью, называется формализацией. Существуют разные формы представления информационных моделей: словесные (вербальные), графические, математические, табличные и др. (рис. 4.4).

Вербальная модель – информационная модель в мысленной или разговорной форме.

Знаковая модель – информационная модель, выраженная знаками, т. е. средствами любого формального языка.

Математическая модель – модель, представленная с помощью математических формул.

Логическая модель – это модель, в которой представлены различные варианты выбора действий на основе умозаключений и анализа условий.

Специальные модели – это, например, химические формулы, ноты и т.д.



Рисунок 4.4. Классификация моделей по способу представления

Геометрическая модель – модель, представленная с помощью графических форм (граф, блок-схема алгоритма решения задачи, диаграмма).

Граф – это множество вершин и множество ребер, соединяющих между собой все или часть этих вершин. На рис. 1.5,а показана геометрическая модель в виде графа, представляющая схему дорог, соединяющих населенные пункты. Вершины графа – это населенные пункты, ребра – дороги. Построенная модель позволяет, например, ответить на вопрос: через какие населенные пункты нужно проехать, чтобы добраться из пункта А в пункт В. Однако, эта модель не позволяет ответить на вопрос, сколько составит расстояние от одного населенного пункта до другого. На этот вопрос можно ответить с помощью модели в виде взвешенного графа, каждое ребро которого отмечено числом, равным по значению расстоянию между соответствующими населенными пунктами (рис. 1.5,б).

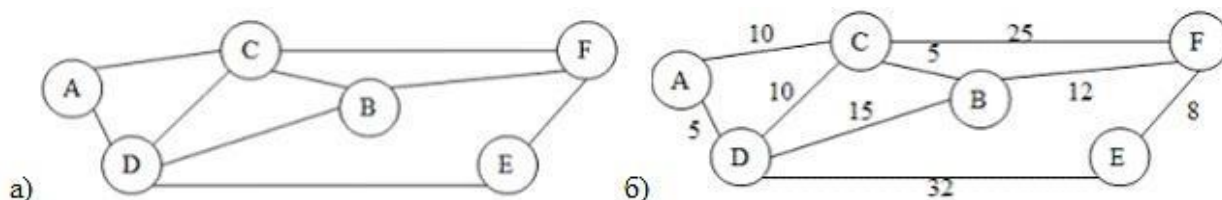


Рисунок 4.5. Модель в виде графа

Табличная модель – это информация о моделируемом объекте, структурированная в виде таблицы. Различают следующие типы табличных моделей:

1. таблица типа «объект-свойство» в одной строке содержит информацию об одном объекте в виде заданного набора его свойств:

Ф.И.О студента	Номер зачетки	Направление подготовки	Шифр группы	Военнообязанный (да/нет)
Андреев А.В.	100050	080100.62	Экб-101	да
Борисов Е.В.	100121	080200.62	Менб-102	нет
...	...			

2. таблица типа «объект-объект» отражает взаимосвязи между разными объектами по какому-либо свойству (связь между объектами Студент и Экзамен через свойство Оценка за экзамен):

Экзамен \ Студент	Информатика	История	Математика	Иностранный язык	Физика
Иванов А.А.	5	4	-	5	-
Борисов Е.И.	4	5	3	-	-
Гаврилов П.П.	-	-	4	3	4
...	...	...	...	...	...

3. таблица типа «двоичная матрица» является частным случаем таблицы «объект-объект» и отражает наличие или отсутствие связи между объектами (1 – связь присутствует, 0 – отсутствует). Далее показана табличная модель типа «двоичная матрица», соответствующая графу на рис. 4.5, б).

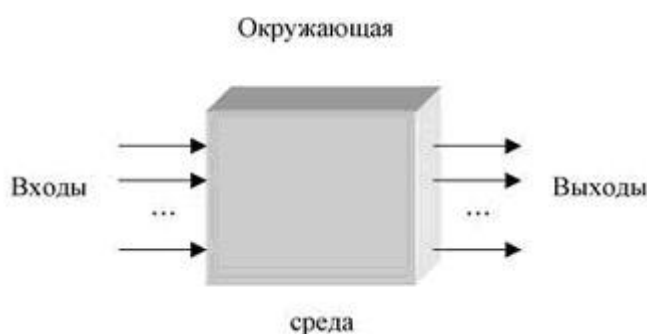
Населенный пункт	A	B	C	D	E	F
A	1	0	1	1	0	0
B	0	1	1	1	0	1
C	1	1	1	1	0	1
D	1	1	1	1	1	0
E	0	0	0	1	1	1
F	0	1	1	0	1	1

### *Классификация по характеру отображаемых свойств объекта моделирования*

По характеру отображаемых свойств выделяют два типа моделей:

- структурные – отражают структуру (устройство) моделируемого объекта, существенные для целей исследования свойства и взаимосвязи компонентов этого объекта;
- функциональные – отражают внешне воспринимаемое поведение (функционирование) объекта.

Функциональные модели часто строятся как модели черного ящика. В такой модели задаются только входные и выходные связи моделируемого объекта со средой (рис. 4.6). Название «черный ящик» образно подчеркивает отсутствие сведений о внутреннем содержании объекта.



**Рисунок 4.6. Модель «черного ящика»**

Наряду с моделью черного ящика по степени информированности исследователя о моделируемом объекте, выделяют еще два вида моделей:

- «белый ящик» – известно все о внутреннем содержании объекта;
- «серый ящик» – известна структура объекта, неизвестны количественные значения параметров.

### *Классификация с учетом фактора времени*

С учетом фактора времени модели можно разделить на два класса:

- статические модели – это одномоментный срез информации по объекту;
- динамические модели позволяют увидеть изменение объекта во времени.

Например, медицинская карта состояния здоровья пациента в поликлинике отражает изменение состояния здоровья человека за некоторый период времени (динамическая модель), а медицинское обследование при поступлении на работу дает картину состояния здоровья на данный момент времени (статическая модель).

#### *Классификация по характеру изменения модели во времени*

Классификация по характеру изменения модели во времени охватывает динамические модели и выделяет два типа моделей:

- непрерывные – изменяют свое состояние во времени за сколь угодно малое приращение времени;
- дискретные – изменяют свое состояние во времени дискретно, через определенный временной интервал.

#### *Классификация по признаку причинной обусловленности*

Классификация по признаку причинной обусловленности выполняется в зависимости от возможности или невозможности учета в рассматриваемой модели одного или нескольких случайных факторов, при этом выделяют два вида моделей:

- детерминированные – модели, в которых все воздействия и факторы определены и известны заранее;
- стохастические (вероятностные) – модели, в которых хотя бы один из факторов носит случайный характер.

#### *Классификация по способу реализации информационных модели*

По способу реализации информационные модели делятся на компьютерные и некомпьютерные. Компьютерная модель – модель, реализованная с помощью программных средств на компьютере. Программное обеспечение, средствами которого может осуществляться компьютерное моделирование, может быть как универсальным (например, текстовые или табличные процессоры), так и специализированным, предназначенным лишь для определенного вида моделирования.



Математическое моделирование не связано напрямую с компьютером. Аналитические решения (математические формулы, выражающие зависимость результата от исходных данных) удобнее и информативнее численных решений. Аналитическая модель – математическая модель, представляющая собой совокупность аналитических выражений и зависимостей, позволяющих оценивать те или иные свойства моделируемого объекта.

Аналитические модели позволяют быстро и точно объяснить процессы, происходящие в системах и предсказать их возможное поведение в различных условиях. Однако возможности аналитических методов решения сложных математических задач весьма ограничены, поэтому исследователи часто прибегают к построению моделей, основанных на численных методах решения математических задач. При этом получаемые решения являются приближенными, допускающими некоторую заранее заданную погрешность.

#### 4.5.4 Этапы математического моделирования

Построение математической модели начинается с описания исходных данных и результатов. Затем на основании изучения реальной системы устанавливают виды взаимосвязи между исходными данными и результатами. Формальная запись этих зависимостей дает математическую модель. Рассмотрим этапы компьютерного математического моделирования, включающего численный эксперимент с моделью.

Определение целей моделирования – первый этап математического моделирования. Основные цели моделирования:

- понять, как устроен конкретный объект, какова его структура, основные свойства, законы развития и взаимодействия с окружающим миром;
- научиться управлять объектом;
- прогнозировать последствия тех или иных способов и форм воздействия на объект.

Вторым этапом моделирования является ранжирование параметров – разделение входных параметров по степени важности их влияния на результаты моделирования.

Третий этап – выбор математического описания. На этом этапе необходимо перейти от абстрактной формулировки модели к математическому описанию в виде уравнения, системы уравнений, системы неравенств и т. д.

Выбор метода исследования – следующий необходимый этап. Если выбранный метод использует компьютер, то необходимо подобрать программное средство из числа имеющихся или разработать соответствующую программу на одном из доступных языков программирования.

Проведение исследования – выполнение эксперимента с моделью (изменение входных данных с последующей фиксацией значений на выходе модели, изменение параметров в описании модели и т. д.).

На этапе анализа результатов выясняется, соответствует ли модель реальному объекту или процессу. Модель адекватна реальному процессу, если изучаемые характеристики процесса, полученные в ходе моделирования, совпадают с заданной степенью точности с экспериментальными. В случае несоответствия модели реальному процессу возвращаются к одному из предыдущих этапов.

#### 4.5.5 Типы математических моделей

С точки зрения целей моделирования можно выделить следующие типы математических моделей: описательные, оптимизационные, игровые, имитационные.

Описательные математические модели используются для описания объекта моделирования с помощью математических формул. Такое описание позволяет применить для исследования модели математические методы. Например, в решении экономических задач широко используются матричные

математические модели, для исследования которых применяются методы линейной алгебры.

Оптимизационные модели. Возможны случаи, когда, моделируя те или иные процессы, можно воздействовать на них, пытаясь добиться какой-либо цели. В этом случае в модель входит один или несколько параметров, значения которых можно варьировать.

Игровые модели предназначены для обоснования решений в условиях неопределенности (неполноты информации) и связанного с этим риска. Рассматриваются ситуации, в которых сталкиваются противоборствующие стороны, каждая из которых преследует свою цель. Достижение цели каждой из сторон (выигрыш) зависит от того, какие действия предпримет противник. Такие ситуации называются конфликтными. Игровые модели находят применение при обосновании управленческих решений в условиях политических, социальных, производственных, трудовых и других конфликтов.

Теория игр – это раздел математики, изучающий методы разрешения конфликтных ситуаций, характеризующихся неопределенностью возможных действий конфликтующих сторон. Под игрой понимается взаимодействие нескольких игроков, каждый из которых стремится добиться выигрыша. Стратегия – это реализуемый игроком метод выбора ходов в течение игры. Если рассматривать игру двух участников, то совокупность выигрышей можно представить в виде матрицы выигрышей. Матрица строится с позиции одного из игроков. Каждый элемент матрицы соответствует величине выигрыша этого игрока в зависимости от выбранной стратегии. Обычно строки матрицы соответствуют стратегиям первого игрока, а столбцы – стратегиям второго. Первый игрок выбирает строку, второй игрок – столбец, при этом на пересечении находится выигрыш (или проигрыш, если значение отрицательное) первого игрока. Рассмотрим построение матрицы выигрышей на простейшем примере анализа военных действий.

Имитационные модели. Имитационное моделирование – это метод исследования, при котором изучаемый объект заменяется компьютерной математической моделью, с достаточной точностью описывающей реальный объект. С полученной моделью проводятся эксперименты с целью получения информации об объекте. Часто имитационные модели строятся как статистические модели на основе метода Монте-Карло.

Например, при оценке риска инвестиционных проектов используют прогнозные данные об объемах продаж, затратах, ценах и т. д. Чтобы адекватно оценить риск, необходимо иметь достаточное количество информации для формулировки правдоподобных гипотез о вероятностных распределениях ключевых параметров процесса. В этом случае отсутствующие фактические данные заменяются величинами, полученными в процессе имитационного эксперимента, т. е. сгенерированными компьютером.

## 5 Автоматизированные системы управления электроснабжением

### 5.1 Основные понятия АСКУЭ

АИИСКУЭ – это автоматизированная система, используемая для удалённого сбора данных коммерческого учета электроэнергии, по каждому прибору учета, а также применяется для контроля за параметрами электроэнергии, соблюдением лимитов энергопотребления, и получения сведений баланса по каждой расчетной группе.

Системы АСКУЭ — это полезное нововведение, которое активно внедряется на государственном уровне. Оно призвано решить проблемы контроля энергоресурсов и энергосбыта, позволяя компаниям-поставщикам автоматически производить учет электроэнергии. Система востребована в двухсторонних договорах между поставщиками и потребителями электроэнергии как на оптовом, так и на розничном рынке электроэнергии (ОРЭ и РРЭ).

Схема передачи данных в АСКУЭ с применением технологии PLC

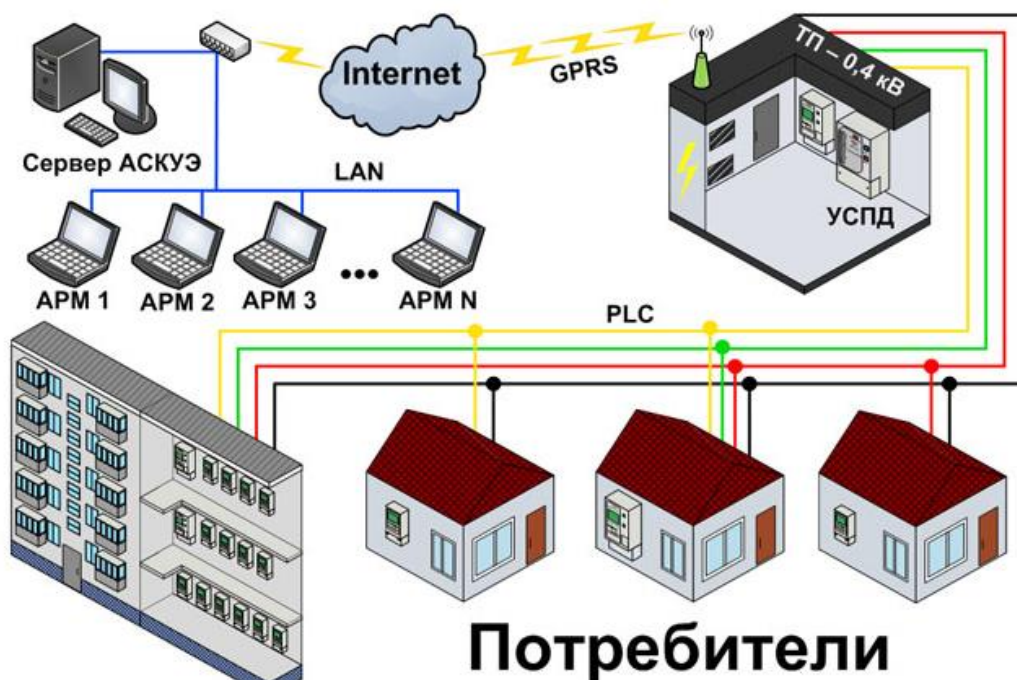


Рисунок 5.1

Более развернутое название — АИИС КУЭ (автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета

электроэнергии). Система представляет собой комплекс контрольно-измерительной аппаратуры, коммуникаций связи (сетей передачи данных), ЭВМ и программного обеспечения (ПО).

Принцип работы системы состоит в следующем: показания электросчетчиков автоматически снимаются с каждой точки потребления (например, квартиры в многоквартирном доме или коттеджа в дачном поселке) и доводятся через линии связи до сервера, где происходит обработка данных.

Автоматизированный коммерческий учет электроэнергии (мощности) позволяет определить величины учетных показателей, которые могут использоваться в финансовых расчетах.

Предназначение АСКУЭ состоит в том, чтобы осуществлять процедуры сбора и передачи информации, хранения информации в специализированной базе данных (база имеет повышенную степень защищенности от потери информации и от несанкционированного доступа), обработки показаний расхода (проводить расчеты потребленной электроэнергии). На основе полученных данных составляется отчет. С его помощью рассчитывается стоимость израсходованной электроэнергии и выставляются счета потребителям.

Система позволяет отслеживать баланс, прогнозировать результаты будущих периодов по потреблению (генерации), принимать решения по поводу изменения режима работы электрооборудования (осуществлять дистанционное управление). Если потребление энергии осуществляется без оплаты, то поставщик может дистанционно отключать нагрузку, вводить ограничения по мощности. Возможность незаконного потребления электроэнергии сокращается в частном секторе за счет выноса прибора учета на границу балансной принадлежности (на опору).

Как для потребителей, так и для поставщиков, преимущество системы в том, что счетчики АСКУЭ исключают ошибки, возникающие при ручном снятии показаний.

## 5.2 Термины и определения АИИС КУЭ

В соответствии с СТО 5694700735.240.01.023-2009 Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанции приведены следующие термины с соответствующими определениями:

**автоматизированная информационно-измерительная система учета электроэнергии (АИИС УЭ) субъекта:** Совокупность функционально объединенных информационно-измерительных комплексов точек учета, информационно-вычислительных комплексов электроустановок, информационно-вычислительных комплексов субъектов и системы единого времени данного субъекта. АИИС УЭ по своему назначению могут подразделяться на автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) и автоматизированные информационно-измерительные системы технического учета электроэнергии (АИИС ТУЭ);

**жизненный цикл автоматизированной системы:** Совокупность взаимосвязанных процессов создания и последовательного изменения состояния системы от формирования исходных требований к ней до окончания эксплуатации и утилизации комплекса средств автоматизации, характеризующий изменения технического состояния, параметров и режимов работы этого устройства с привязкой к календарному времени;

**информационно-вычислительный комплекс Центра сбора данных АИИС УЭ субъекта (ИВК):** Комплекс функционально объединенных программных, вычислительных и других технических средств для решения задач сбора данных от ИВКЭ, диагностики, обработки и хранению информации по учету электроэнергии по всем точкам поставки субъекта, а также обеспечения интерфейсов доступа к этой информации со стороны заинтересованных организаций;

**информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ):** Комплекс функционально объединенных программных,

вычислительных и других технических средств АИИС УЭ электроустановки (или группы электроустановок) для решения задач сбора данных от счетчиков электроэнергии ИИК, диагностики и обработки информации по учету электроэнергии, а также передачи информации в Центр сбора информации субъекта;

**информационно-измерительный комплекс (ИИК) точки учета/поставки:** элемент АИИС УЭ электроустановки, включающий измерительные трансформаторы тока и напряжения, счетчик электрической энергии и электрические цепи между ними и выполняющий функцию измерения электрической энергии/мощности;

**присоединение:** Электрическая цепь (оборудование и шины) одного назначения, наименования и напряжения, присоединенная к шинам распределительного устройства, генератора, щита, сборки и находящаяся в пределах электроустановки;

**система обеспечения единого времени (СОЕВ):** Функционально объединенная совокупность программно-технических средств измерения и синхронизации времени в АИИС УЭ. Выполняет законченную функцию измерений времени и имеет нормированные метрологические характеристики.

Охватывает элементы АИИС УЭ, выполняющие функции измерения, синхронизации или поддержания времени (интервалов времени);

**стадия создания автоматизированной системы:** Одна из частей процесса создания системы, установленная нормативными документами и заканчивающаяся выпуском документации на систему, содержащей описание полной, в рамках заданных требований, модели системы на заданном для данной стадии уровне, или изготовлением несерийных компонентов системы, или приемкой системы в промышленную эксплуатацию;

**техническое задание на автоматизированную систему (ТЗ):**

Документ, оформленный в установленном порядке и определяющий цели создания автоматизированной системы, требования к ней и основные



исходные данные, необходимые для ее разработки, а также план-график создания автоматизированной системы;

**технорабочий проект автоматизированной системы:** Комплект проектных документов автоматизированной системы, утвержденный в установленном порядке и содержащий решения в объеме технического проекта и рабочей документации на автоматизированную систему;

**точка поставки:** Место в электрической сети, определяемое для каждого участника рынка системным оператором и администратором торговой системы по согласованию с сетевыми компаниями и указанным участником рынка и используемое для определения и исполнения участником рынка обязательств по договорам купли-продажи электрической энергии и владельцем объектов электросетевого хозяйства обязательств по оплате потерь электрической энергии;

**точка учета:** Физическая точка на элементе сети, в которой измеряется электрическая энергия, проходящая по данному элементу;

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

### **5.3 Система АСКУЭ**

Система АСКУЭ — это сложный «организм», требующий мониторинга и сервисного обслуживания. Однако простейшая схема АСКУЭ состоит всего из 3 элементов:

1. сбор информации;
2. связь;
3. анализ и хранение данных.

В структуре АСКУЭ в общем случае можно выделить четыре уровня (см.рисунок 5.2):

Первый уровень – первичные измерительные приборы (ПИП) с телеметрическими или цифровыми выходами, осуществляющие непрерывно или с минимальным интервалом усреднения измерение параметров энергоучета потребителей (потребление электроэнергии, мощность, давление, температуру, количество энергоносителя, количество теплоты с энергоносителем) по точкам учета (фидер, труба и т.п.);

Второй уровень – устройства сбора и подготовки данных (УСПД), специализированные измерительные системы или многофункциональные программируемые преобразователи со встроенным программным обеспечением энергоучета, осуществляющие в заданном цикле интервала усреднения круглосуточный сбор измерительных данных с территориально распределенных ПИП, накопление, обработку и передачу этих данных на верхние уровни;

Третий уровень – персональный компьютер (ПК) или сервер центра сбора и обработки данных со специализированным программным обеспечением АСКУЭ, осуществляющий сбор информации с УСПД (или группы УСПД), итоговую обработку этой информации как по точкам учета, так и по их группам – по подразделениям и объектам предприятия, документирование и отображение данных учета в виде, удобном для анализа и принятия решений (управления) оперативным персоналом службы главного энергетика и руководством предприятия;

Четвертый уровень – сервер центра сбора и обработки данных со специализированным программным обеспечением АСКУЭ, осуществляющий сбор информации с ПК и/или группы серверов центров сбора и обработки данных третьего уровня, дополнительное агрегирование и структурирование информации по группам объектов учета, документирование и отображение данных учета в виде, удобном для анализа и принятия решений персоналом службы главного энергетика и руководством территориально распределенных средних и крупных предприятий или энергосистем, ведение

договоров на поставку энергоресурсов и формирование платежных документов для расчетов за энергоресурсы.

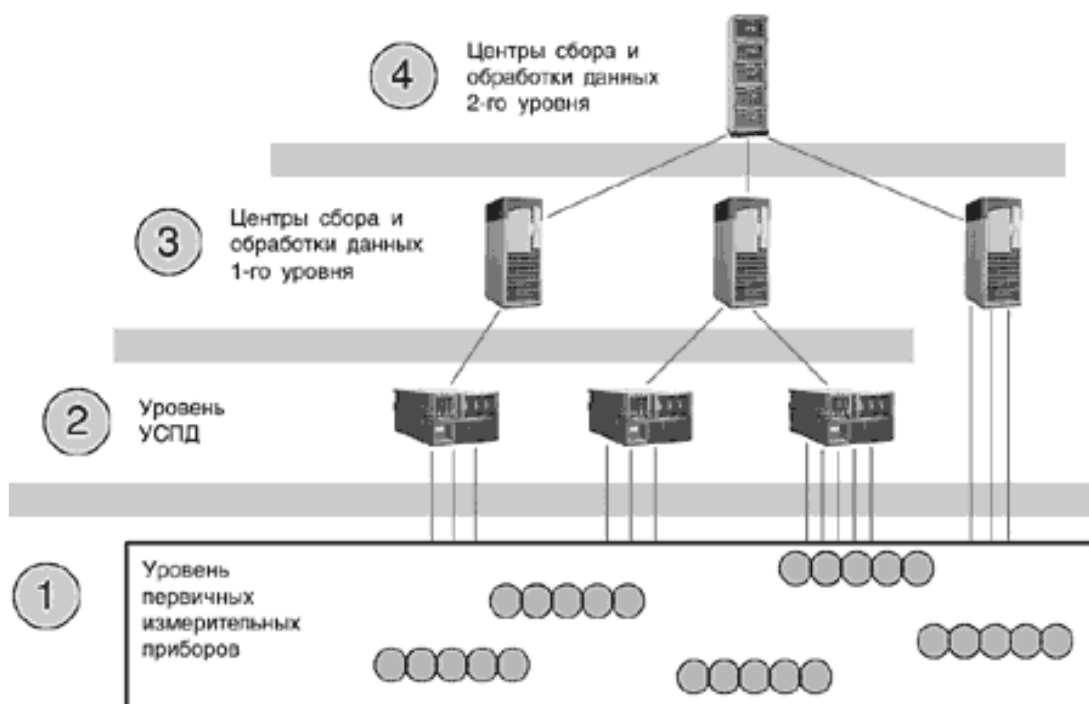


Рисунок 5.2. Структура АСКУЭ

Все уровни АСКУЭ связаны между собой каналами связи. Для связи уровней ПИП и УСПД или центров сбора данных, как правило, используется прямое соединение по стандартным интерфейсам (типа RS-485, ИРПС и т.п.). УСПД с центрами сбора данных 3-го уровня, центры сбора данных 3-го и 4-го уровней могут быть соединены по выделенным, коммутируемым каналам связи или по локальной сети.

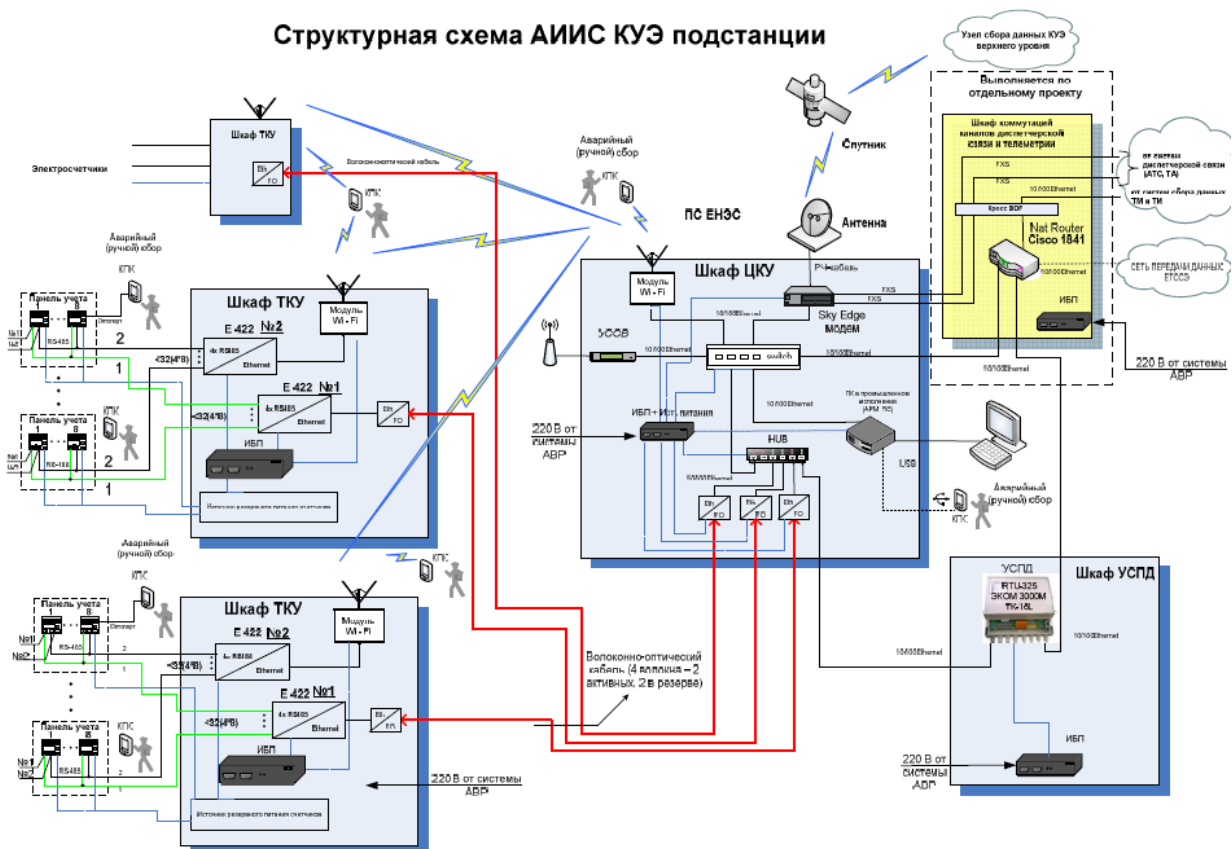
В качестве первичных измерительных приборов - приборов учета могут применяться датчики, имеющие выход для подключения интерфейса RS-485, и датчики, подключаемые через специальные аналого-цифровые преобразователи. Можно использовать и старые индукционные приборы при условии установки считывающих устройств, которые преобразуют количество оборотов диска в электрические импульсы. Считывающие датчики позволяют передавать информацию даже с прибора учета старого образца. Однако для подключения датчиков требуется специальное ПО.

Сегодня индукционные счетчики считаются устаревшими. Счетчики нового типа (электронные) передают информацию на сервер через специальный порт. Основными компонентами современного электронного счетчика являются: трансформатор тока, дисплей ЖКИ, источник питания электронной схемы, микроконтроллер, часы, телеметрический выход, супервизор, органы управления, оптический порт (опционально).

Существуют ограничения, связанные с числом приемников цифрового сигнала. Для соединения датчиков с контроллерами применяют интерфейс RS-485. Входное сопротивление приемника информационного сигнала по линии интерфейса RS-485 составляет 12 кОм. Так как мощность передатчика ограничена, это создает ограничение и на количество приемников, подключенных к линии. Стандартный интерфейс способен принимать электронные сигналы не более чем от 32 датчиков. Это является проблемой, которая решается на стадии проектирования.

#### **5.4 Построение архитектуры АИИС КУЭ подстанции**

Пример технических решений при построении архитектуры АИИС КУЭ подстанции представлен на рисунке ниже.



**Рисунок 5.3 - Пример технических решений при построении архитектуры АИИС КУЭ подстанции**

## 5.5 Цели и задачи АСКУЭ

Целью коммерческого учета на оптовом рынке является получение Продавцами, Покупателями, Оператором торговой системы и другими заинтересованными участниками оптового рынка достоверной, соответствующей действующим нормативным документам, информации о поставке товарной продукции (электроэнергии, мощности) для организации коммерческих расчетов в соответствии с правилами работы оптового рынка электроэнергии.

Данные коммерческого учета могут быть использованы также и для решения технических, технико-экономических и статистических задач, как самого субъекта оптового рынка, так и на всех уровнях иерархии управления энергетическим производством.

Коммерческий учет для определения движения товарной продукции должен быть автоматизированным и охватывать весь объем потребления,

передачи и отпуска в натуральном выражении (при невозможности, это должно быть оговорено договором поставки). При этом информация не автоматизированного коммерческого учета должна заноситься в базу данных АСКУЭ вручную, с периодичностью, определяемой расчетным периодом и договором с Оператором торговой системы.

Организация коммерческого учета (в т.ч. АСКУЭ) должна осуществляться, как правило, собственником энергообъекта (энергообъектов) по техническим условиям (ТУ) Оператора торговой системы (для предприятий Минатома России ТУ на АСКУЭ согласовываются с концерном «Росэнергоатом»).

К АСКУЭ субъекта оптового рынка, по согласованию с их собственником, могут быть предъявлены дополнительные технические требования со стороны органов управления энергетическим производством (в том числе органов оперативно- диспетчерского управления) по объему и периодичности передаваемой информации.

В этом случае реализация данных технических требований (сверх требований организации коммерческого учета на оптовом рынке) должна производиться за счет средств органов предъявляющих эти требования.

Оснащение средствами коммерческого учета оптового рынка энергообъектов, независимо от их формы собственности и балансовой принадлежности, должно осуществляться на всех границах их балансовой принадлежности с энергообъектами других собственников. Центры сбора информации АСКУЭ сетей устанавливаются в соответствующих региональных подразделениях этих сетей.

Основным критерием выбора и внедрения АСКУЭ является снижение потерь электроэнергии.

## **5.6 Потери электроэнергии и способы их уменьшения.**

Разделение потерь на составляющие может проводиться по разным критериям: характеру потерь (постоянные, переменные), классам напряжения, группам элементов, производственным подразделениям и т. п.

Для целей анализа и нормирования потерь целесообразно использовать укрупненную структуру потерь электроэнергии, в которой потери разделены на составляющие исходя из их физической природы и специфики методов определения их количественных значений.

На основе такого подхода фактические потери могут быть разделены на четыре составляющие:

1) технические потери электроэнергии, обусловленные физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии по электрическим сетям и выражающимися в преобразовании части электроэнергии в тепло в элементах сетей. Теоретически технические потери могут быть измерены при установке соответствующих приборов, фиксирующих поступление и отпуск электроэнергии на рассматриваемом объекте. Практически же оценить действительное их значение с приемлемой точностью с помощью средств измерения нельзя. Для отдельного элемента это объясняется сравнительно малым значением потерь, сопоставимым с погрешностью приборов учета. Например, измерение потерь в линии, фактические потери энергии в которой составляют 2 %, с помощью приборов, имеющих погрешность  $\pm 0,5$  %, может привести к результату от 1,5 до 2,5 %. Для объектов, имеющих большое количество точек поступления и отпуска электроэнергии (электрическая сеть), установка специальных приборов во всех точках и обеспечение синхронного снятия их показаний практически нереальна (особенно для определения потерь мощности). Во всех этих точках счетчики электроэнергии и так установлены, однако мы не можем сказать, что разность их показаний и есть действительное значение технических потерь. Это связано с территориальной разбросанностью многочисленных приборов и невозможностью обеспечения полного контроля правильности их показаний и отсутствия случаев воздействия на них других лиц. Разность показаний этих приборов представляет собой фактические потери, из которых следует выделить искомую составляющую. Поэтому можно утверждать, что измерить технические потери на реальном сетевом объекте

нельзя. Их значение можно получить только расчетным путем на основе известных законов электротехники;

2) расход электроэнергии на СН подстанций, необходимый для обеспечения работы технологического оборудования подстанций и жизнедеятельности обслуживающего персонала. Этот расход регистрируется счетчиками, установленными на трансформаторах СН подстанций;

3) потери электроэнергии, обусловленные погрешностями ее измерения (недоучет электроэнергии, метрологические потери). Эти потери получают расчетным путем на основе данных о метрологических характеристиках и режимах работы приборов, используемых для измерения энергии (ТТ, ТН и самих электросчетчиков). В расчет метрологических потерь включают все приборы учета отпуска электроэнергии из сети, в том числе и приборы учета расхода электроэнергии на СН подстанций;

4) коммерческие потери, обусловленные хищениями электроэнергии, несоответствием показаний счетчиков оплате электроэнергии бытовыми потребителями и другими причинами в сфере организации контроля за потреблением энергии. Коммерческие потери не имеют самостоятельного математического описания и, как следствие, не могут быть рассчитаны автономно. Их значение определяют как разницу между фактическими потерями и суммой первых трех составляющих. Три первые составляющие укрупненной структуры потерь обусловлены технологическими потребностями процесса передачи электроэнергии по сетям и инструментального учета ее поступления и отпуска. Сумма этих составляющих хорошо описывается термином -технологические потери. Четвертая составляющая — коммерческие потери — представляет собой воздействие «человеческого фактора» и включает в себя все проявления такого воздействия: сознательные хищения электроэнергии некоторыми абонентами с помощью изменения показаний счетчиков, потребление энергии помимо счетчиков, неуплату или неполную оплату показаний счетчиков, определение поступления и отпуска электроэнергии по



некоторым точкам учета расчетным путем (при несовпадении границ балансовой принадлежности сетей и мест установки приборов учета) и т. п. Структура потерь, в которой укрупненные составляющие потерь сгруппированы по различным критериям, приведена на рисунке 5.4.

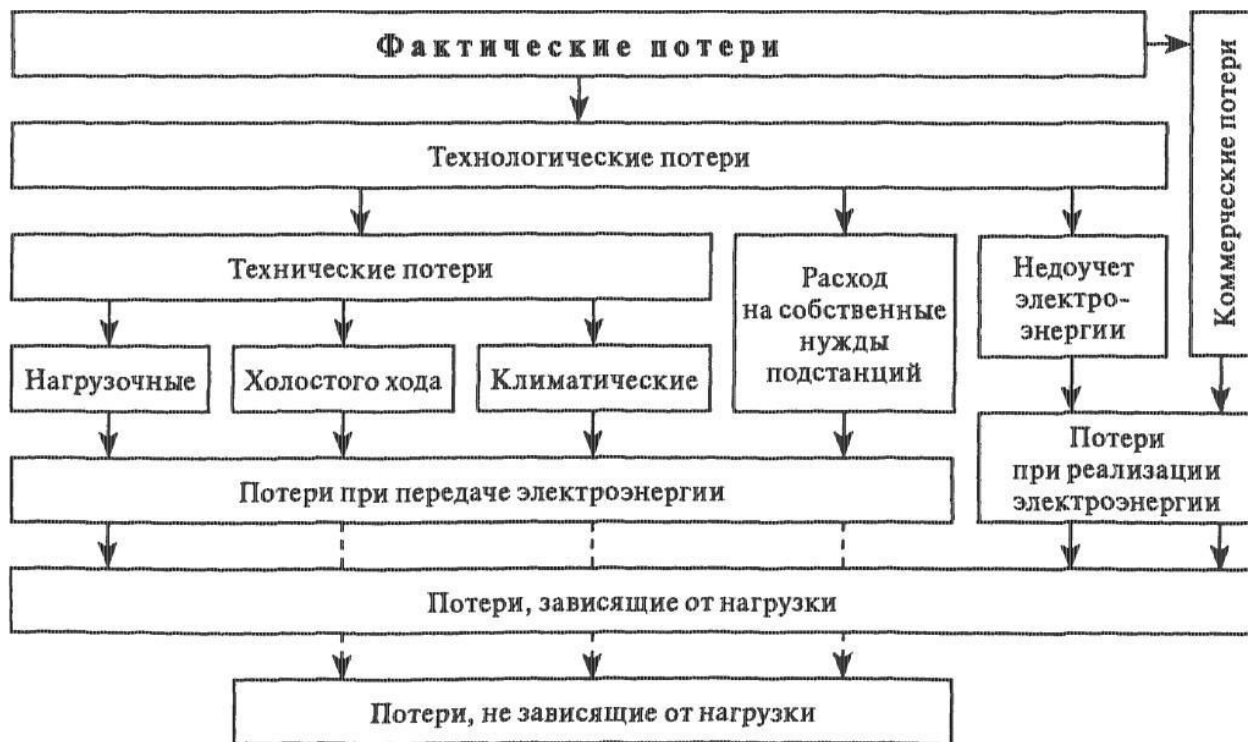


Рисунок 5.4. Структура потерь электроэнергии

Каждая составляющая потерь имеет свою более детальную структуру.

Нагрузочные потери включают в себя потери:

- в проводах линий передачи;
- силовых трансформаторах и автотрансформаторах;
- токоограничивающих реакторах;
- заградителях высокочастотной связи;
- трансформаторах тока;
- соединительных проводах и шинах распределительных устройств (РУ) подстанций.

Последние две составляющие в силу отсутствия практики их поэлементных расчетов и незначительной величины обычно определяют на

основе удельных потерь, рассчитанных для средних условий, и включают в состав условно- постоянных потерь.

Потери холостого хода включают в себя постоянные (не зависящие от нагрузки) потери:

- в силовых трансформаторах (автотрансформаторах); компенсирующих устройствах (синхронных и тиристорных компенсаторах, батареях конденсаторов и шунтирующих реакторах);
- оборудовании системы учета электроэнергии (ТТ, ТН, счетчиках и соединительных проводах);
- вентильных разрядниках и ограничителях перенапряжения;
- устройствах присоединения высокочастотной связи (ВЧ-связи);
- изоляции кабелей.

Потери, обусловленные погодными условиями (климатические потери) включают в себя три составляющие:

- потери на корону в воздушных линиях электропередачи (ВЛ) 110 кВ и выше;
- потери от токов утечки по изоляторам ВЛ;
- расход электроэнергии на плавку гололеда.

Расход электроэнергии на СН подстанций обусловлен режимами работы различных (до 23) типов ЭП. Этот расход можно разбить на шесть составляющих:

- на обогрев помещений;
- вентиляцию и освещение помещений;
- системы управления подстанцией и вспомогательные устройства синхронных компенсаторов;
- охлаждение и обогрев оборудования;
- работу компрессоров воздушных выключателей и пневматических приводов масляных выключателей;

- текущий ремонт оборудования, устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН), дистилляторы, вентиляцию закрытого распределительного устройства (ЗРУ), обогрев и освещение проходной (прочий расход).

Погрешности учета электроэнергии включают составляющие, обусловленные погрешностями измерительных ТТ, ТН и электрических счетчиков. Коммерческие потери также могут быть разделены на многочисленные составляющие, отличающиеся причинами их возникновения.

Критерии отнесения части электроэнергии к потерям могут быть физического и экономического характера. Некоторые специалисты считают, что расход электроэнергии на СН подстанций надо относить к отпуску электроэнергии, а остальные составляющие — к потерям. Расход на СН подстанций по характеру использования электроэнергии действительно ничем не отличается от ее использования потребителями. Однако это не является основанием считать его полезным отпуском, под которым понимают электроэнергию, отпущенную потребителям. Расход же электроэнергии на СН подстанций является внутренним потреблением сетевого объекта. Кроме того, при таком подходе необоснованно предполагается, что расход части энергии в элементах сетей на доставку другой ее части потребителям (технические потери), в отличие от расхода на СН подстанций, не является полезным.

Приборы учета не изменяют потоков мощности по сети, они лишь не совсем точно их регистрируют. Поэтому некоторые специалисты считают теоретически неверным относить недоучет электроэнергии, обусловленный погрешностями приборов, к потерям.

Для анализа отчетных потерь следует применять экономические критерии. С экономических позиций потери — это та часть электроэнергии, на которую ее зарегистрированный полезный отпуск потребителям оказался меньше электроэнергии, полученной сетью от производителей

электроэнергии. Под полезным отпуском электроэнергии понимается не только та электроэнергия, денежные средства за которую действительно поступили на расчетный счет энергоснабжающей организации, но и та, на которую выставлены счета, то есть потребление энергии зафиксировано. Выставление счетов является практикой, применяемой к юридическим лицам, потребление энергии которыми фиксируется ежемесячно. В отличие от этого ежемесячные показания счетчиков, фиксирующих потребление энергии бытовыми абонентами, обычно неизвестны.

Полезный отпуск электроэнергии бытовым абонентам определяют по поступившей за месяц оплате, поэтому вся неоплаченная энергия автоматически попадает в потери.

Расход электроэнергии на СН подстанций не является продукцией, оплачиваемой конечным потребителем, и с экономической точки зрения ничем не отличается от расхода электроэнергии в элементах сетей на передачу остальной ее части потребителям.

Занижение объемов полезно отпущенной электроэнергии приборами учета (недоучет) имеет такой же экономический характер, как и две описанные выше составляющие. То же самое можно сказать и о хищениях электроэнергии. Поэтому все четыре описанные выше составляющие потерь с экономической точки зрения одинаковы.

Фактические потери являются строго детерминированной величиной, жестко связанной с денежными средствами, полученными за проданную энергию. Задача «исправления» отчетных потерь на основе учета погрешностей счетчиков бессмысленна, так как не может привести к изменению объема полученных (и недополученных) денежных средств.

Для того, чтобы принять наиболее эффективные меры по снижению потерь, необходимо знать, где и по каким причинам они происходят. В связи с этим основной задачей расчета и анализа потерь является определение их детальной структуры, выявление конкретных очагов потерь и оценка возможностей их снижения до экономически оправданных значений. Одним

из методов такой диагностики потерь является анализ небалансов электроэнергии на объектах (подстанциях, предприятиях сетей) и в сетевых организациях.

### **5.7 Автоматическая система коммерческого учета электроэнергии**

По назначению АСКУЭ предприятия подразделяют на системы коммерческого и технического учета. Коммерческим или расчетным учетом называют учет поставки/потребления энергии предприятием для денежного расчета за нее (соответственно приборы для коммерческого учета называют коммерческими, или расчетными). Техническим, или контрольным учетом называют учет для контроля процесса поставки/потребления энергии внутри предприятия по его подразделениям и объектам (соответственно используются приборы технического учета). С развитием рыночных отношений, реструктуризацией предприятий, хозяйственным обособлением отдельных подразделений предприятий и появлением коммерчески самостоятельных, но связанных общей схемой энергоснабжения производств – субабонентов функции технического и расчетного учета совмещаются в рамках одной системы. Соответственно, АСКУЭ коммерческого и технического учета могут быть реализованы как отдельные системы или как единая система.

Два вида учета, коммерческий и технический, имеют свою специфику. Для коммерческого учета характерно наличие небольшого количества точек учета, по которым требуется установка приборов повышенной точности, а сами средства учета нижнего и среднего уровня АСКУЭ должны выбираться из государственного реестра измерительных средств. Кроме того, системы коммерческого учета в обязательном порядке пломбируются, что ограничивает возможности внесения в них каких-либо оперативных изменений со стороны персонала предприятия. Для технического учета характерно большое количество точек учета с разными задачами контроля энергоресурсов, по которым можно устанавливать в целях экономии средств

приборы пониженной точности. Технический контроль допускает использование приборов, не занесенных в госреестр измерительных средств, однако, при этом могут возникнуть проблемы с выяснением причин небаланса данных по потреблению энергоресурсов от систем коммерческого и технического учета.

Отсутствие пломбирования приборов энергосбытовой организацией позволяет службе главного энергетика предприятия оперативно вносить изменения в схему технического контроля энергоресурсов, в уставки первичных измерительных приборов в соответствии с текущими изменениями в схеме энергоснабжения предприятия и спецификой решаемых производственных задач.

## **5.8 Варианты организации и построения АСКУЭ**

Варианты организации и построения АСКУЭ рассмотрим на примере систем учета электроэнергии.

1. Организация АСКУЭ с проведением опроса счетчиков через оптический порт. Это наиболее простой вариант организации АСКУЭ. Счетчики не объединены между собой. Между счетчиками и центром сбора данных нет связи. Все счетчики опрашиваются последовательно при обходе счетчиков оператором. Опрос производится через оптический порт с помощью программы размещенной на переносном компьютере, которая формирует файл результатов опроса. На компьютере центра сбора данных необходимы программные модули, формирующие файл-задание на опрос и загружающие информацию в основную базу данных (БД).

Синхронизация времени счетчиков происходит в процессе опроса со временем переносного компьютера. Синхронизация времени переносного компьютера со временем центра сбора данных производится в момент приема файлов заданий на опрос счетчиков. Для максимальной экономии средств на создание АСКУЭ в этом варианте роль центра сбора данных можно возложить на переносной компьютер.

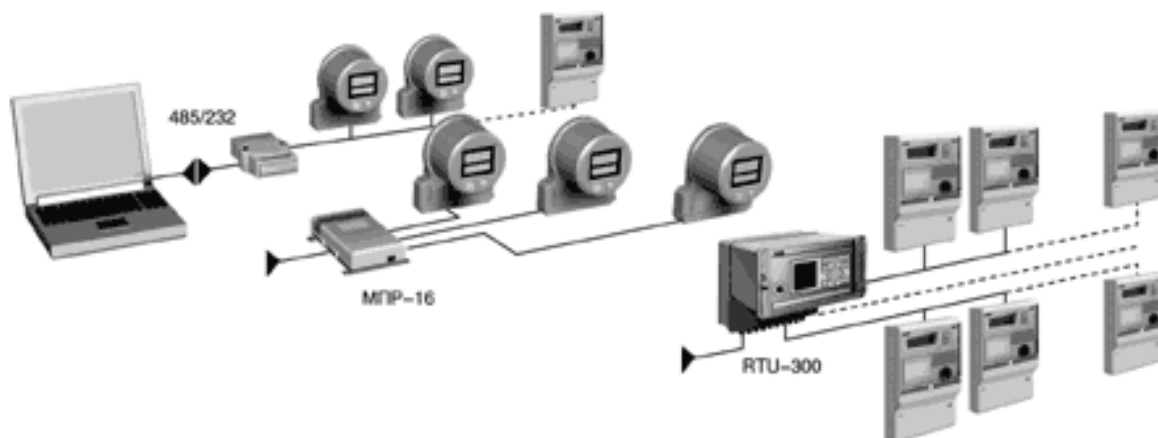
Недостатками данного способа организации АСКУЭ является большая трудоемкость сбора данных со счетчиков и невозможность использования в системе индукционных или электронных счетчиков с импульсным выходом.

2. Организация АСКУЭ с проведением опроса счетчиков переносным компьютером через преобразователь интерфейсов, мультиплексор или модем.

Счетчики, объединенные общей шиной RS-485, или по интерфейсу "токовая петля" на мультиплексор (типа МПР-16), или устройством сбора и подготовки данных (УСПД) могут располагаться в различных распределительных устройствах и опрашиваться один или несколько раз в месяц с помощью программы размещенной на переносном компьютере, которая формирует файл результатов опроса. Между счетчиками и центром сбора данных нет постоянной связи. УСПД выполняет роль коммуникационного сервера. На компьютере центра сбора данных необходимы программные модули, формирующие файл-задание на опрос и загружающие информацию в основную БД. Синхронизация времени счетчиков происходит в процессе опроса со временем переносного компьютера.

Синхронизация времени переносного компьютера со временем центра сбора данных производится в момент приема файлов заданий на опрос счетчиков.

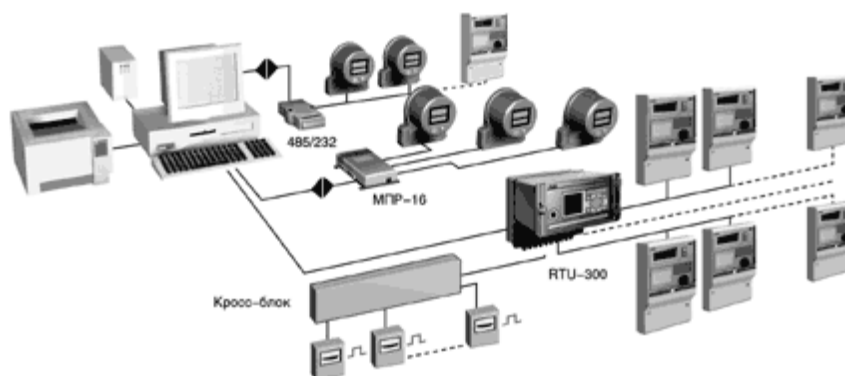
Выделенный компьютер для центра сбора данных в этом варианте также может отсутствовать, его роль может выполнять переносной компьютер.



**Рисунок 5.5. Организации АСКУЭ с проведением опроса счетчиков переносным компьютером через преобразователь интерфейсов, мультиплексор или модем**

3. Организация АСКУЭ с проведением автоматического опроса счетчиков локальным центром сбора и обработки данных.

Счетчики постоянно связаны с центром сбора данных прямыми каналами связи и опрашиваются в соответствии с заданным расписанием опроса. Первичная информация со счетчиков записывается в БД. Синхронизация времени счетчиков происходит в процессе опроса со временем компьютера центра сбора данных. В качестве компьютера центра сбора данных используется локальная ПЭВМ. На ней же происходит обработка данных и ведение БД. В зависимости от количества пользователей, количества счетчиков и интервалов их профиля, квалификации пользователей, сложности математической обработки и т.д. локальная БД может функционировать либо под MS Access, либо под СУБД ORACLE8.X. Сбор данных в БД происходит периодически с заданными интервалами.



**Рисунок 5.6. Организация АСКУЭ с проведением автоматического опроса счетчиков локальным центром сбора и обработки данных**

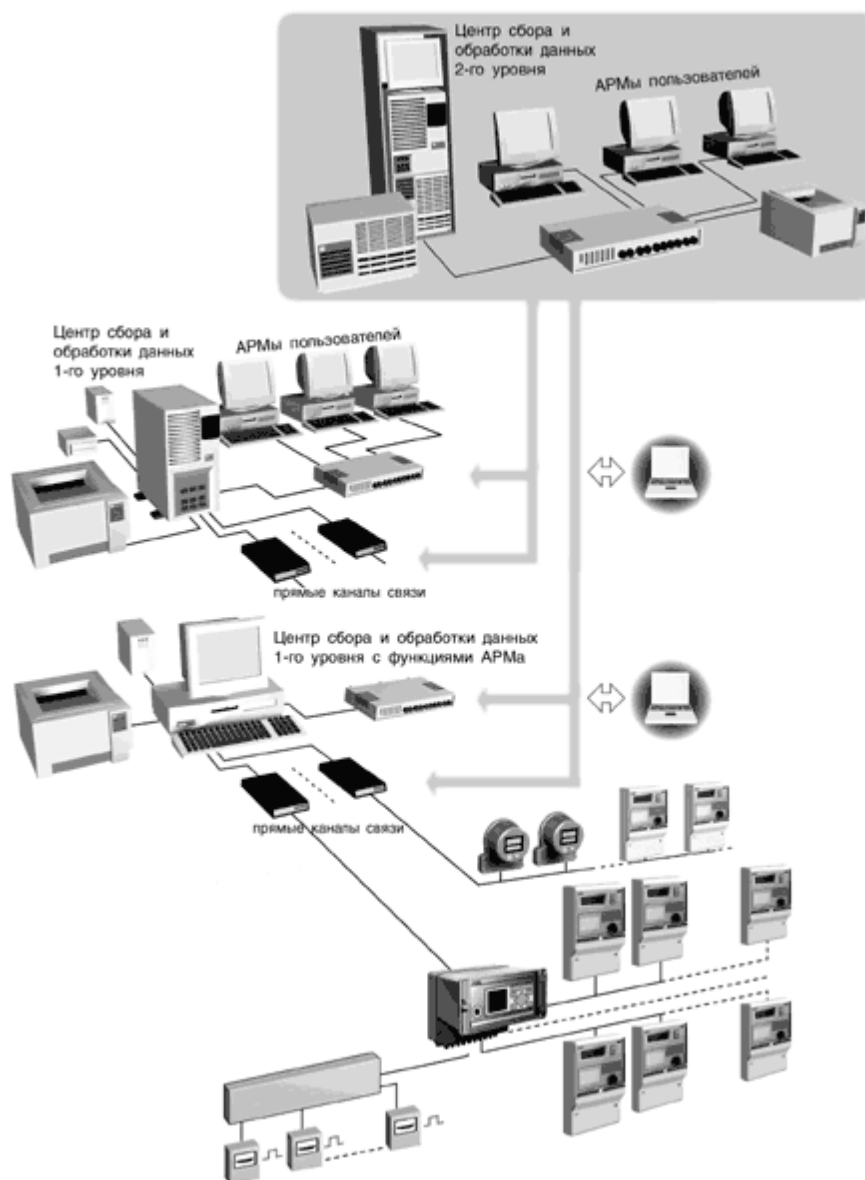


4. Организация многоуровневой АСКУЭ для территориально распределенного среднего и крупного предприятия или энергосистемы.

Основная часть счетчиков постоянно связана с центрами сбора данных первого уровня прямыми каналами связи и опрашивается в соответствии с заданным расписанием опроса, как в третьем способе организации АСКУЭ. Между некоторыми счетчиками и центром сбора данных первого уровня может не быть постоянной связи, они могут опрашиваться с помощью переносного компьютера, как во втором способе организации АСКУЭ. Первичная информация со счетчиков записывается в БД центров сбора данных первого уровня, на них же происходит обработка данных. В центрах сбора данных второго уровня осуществляется дополнительное агрегирование и структурирование информации, запись ее в БД центров сбора данных второго уровня.

Центры сбора данных, как правило, выполняют только функции сбора и обработки данных, АРМы пользователей подключаются к ним по локальной сети. При небольшом количестве счетчиков на объекте центр сбора данных первого уровня может выполнять функции АРМа.

Центры сбора данных 1-го уровня связаны с центрами сбора данных 2-го уровня каналами связи. Каналы связи могут быть выделенными, коммутируемыми, прямым соединением по локальной сети.



**Рисунок 5.7. Организация АСКУЭ с проведением автоматического опроса счетчиков локальным центром сбора и обработки данных**

Сервер сбора данных центра сбора данных 2-го уровня автоматически запрашивает необходимую информацию из БД центров сбора данных 1-го уровня в соответствии с установленным расписанием.

### **5.9 Экономическая эффективность АСКУЭ промышленных предприятий.**

Смысл создания и использования АСКУЭ заключается в постоянной экономии энергоресурсов и финансов предприятия при минимальных начальных денежных затратах. Величина экономического эффекта от

использования АСКУЭ достигает по предприятиям в среднем 15-30% от годового потребления энергоресурсов, а окупаемость затрат на создание АСКУЭ происходит за 2-3 квартала. На сегодняшний день АСКУЭ предприятия является тем необходимым механизмом, без которого невозможно решать проблемы цивилизованных расчетов за энергоресурсы с их поставщиками, непрерывной экономии энергоносителей и снижения доли энергозатрат в себестоимости продукции предприятия.

По мере автоматизации технологических процессов предприятия, снижения степени человеческого участия в производстве и повышения уровня его организации АСКУЭ можно вводить в обратный контур управления энергопотреблением не через энергетика-диспетчера или руководителя, а через соответствующие устройства управления нагрузками-регуляторами. До тех пор, пока в технологии производства преобладает человек со своими случайными волевыми решениями, АСКУЭ сохранится как автоматизированная система, позволяющая, в первую очередь, выявлять все потери энергоресурсов. Уровень энергопотребления предприятия складывается из двух составляющих: базовой и организационно-технической.

Базовая составляющая определяется энергоемкостью установленного технологического оборудования.

Организационно-техническая составляющая (ОТС) определяется режимами эксплуатации оборудования, которые задаются персоналом предприятия, исходя из производственных и личных интересов и потребностей. Изменение первой базовой составляющей энергопотребления требует замены устаревших энергоемкого оборудования и техпроцесса более современными и менее энергоемкими, что связано с модернизацией производства и привлечением крупных инвестиций, что в условиях нашей экономики проблематично. Поэтому необходимо обратить внимание на возможности минимизации ОТС уровня энергопотребления предприятия, которая не требует крупных денежных затрат, но при реализации дает

быстрый практический эффект. Заметим, что актуальность минимизации этой составляющей сохраняется и после сокращения базового энергопотребления в результате модернизации производства.

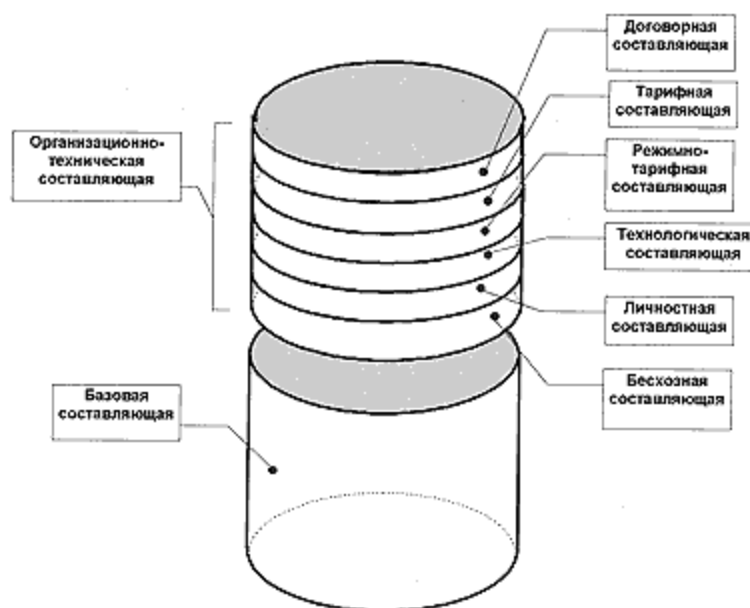


Рисунок 5.8

ОТС уровня энергопотребления предприятия, в свою очередь, имеет, по крайней мере, шесть основных частей:

1) договорная, фиктивная составляющая связана с расчетами за энергоресурсы с поставщиками не по фактическим значениям энергопотребления, а по договорным и, как правило, существенно завышенным значениям, что приводит потребителя к финансовым потерям. Эта составляющая потерь сводится к минимуму (и даже к нулю) при организации АСКУЭ коммерческого учета;

2) тарифная составляющая, связанная с расчетами за энергоресурсы с поставщиком по фактическим значениям энергопотребления, но не по самому выгодному для потребителя тарифу из-за отсутствия учета, способного реализовать этот лучший тариф. Эта составляющая потерь сводится к нулю при организации АСКУЭ коммерческого учета, способной отслеживать любые действующие и перспективные тарифы;

3) режимно-тарифная составляющая, связанная с возможностью изменения режимов работы оборудования по времени и величине энергопотребления в заданных зонах суток (пиковых зонах) с целью минимизации тарифных платежей в рамках одного и того же тарифа. Эта составляющая потерь сводится к минимуму при организации АСКУЭ коммерческого и технического учета с элементами прогнозирования и анализа состава нагрузок;

4) технологическая составляющая, связанная с нарушением технологического цикла и неэффективным использованием оборудования. Эта составляющая потерь сводится к минимуму при организации АСКУЭ глубокого (до уровня цехов, участков и крупных энергоустановок) технического учета с введением хозрасчета по энергоресурсам между подразделениями предприятия или норм потребления энергоресурсов подразделениями предприятия;

5) личностная составляющая, связанная с использованием персоналом производственного оборудования в личных целях. Эта составляющая потерь сводится к минимуму при организации АСКУЭ глубокого технического учета с расчетом реальных удельных норм на выпуск единицы продукции;

6) бесхозная составляющая, связанная с незаинтересованностью, безразличием персонала на рабочих местах к энергопотерям разного вида. Эта составляющая сводится к минимуму при организации АСКУЭ технического учета с введением внутреннего хозрасчета по энергоресурсам между подразделениями предприятия или норм потребления энергоресурсов подразделениями предприятия при материальном стимулировании работников по показаниям АСКУЭ за экономию энергоресурсов. На различных промышленных предприятиях указанные составляющие энергопотерь имеют разный удельный вес в рамках ОТС, но в целом могут достигать 15-30 и более процентов от общего энергопотребления предприятия.

Учет, контроль и минимизация этих составляющих возможны только при автоматизации энергоучета и являются одной из главных целей создания АСКУЭ на предприятии и его объектах.

### **5.10 Элементы системы учета электроэнергии.**

Основой системы АСКУЭ являются:

- приборы учета электрической энергии;
- измерительные трансформаторы;
- смежные элементы системы учета энергетических ресурсов.

Рассмотрим требования к ним.

#### **5.10.1 Прибор учета электрической энергии**

Прибор учета электрической энергии — специальный прибор, предназначенный для измерения расхода электроэнергии переменного или постоянного тока. Принцип работы электросчетчика зависит от типа конструкции самого прибора.

Так, в электрическом счетчике индукционной системы подвижная часть вращается во время потребления электроэнергии, расход которой определяется по показаниям счетного механизма. Диск вращается за счет вихревых токов, наводимых в нем магнитным полем катушки счетчика. Магнитное поле вихревых токов взаимодействует с магнитным полем катушки счетчика. В электрическом счетчике электронного типа переменный ток и напряжение воздействуют на твердотельные (электронные) элементы для создания на выходе импульсов, число которых пропорционально измеряемой активной энергии.

#### *Требования к расчетным счетчикам электрической энергии*

Для учета электрической энергии используются приборы учета, типы которых утверждены федеральным органом исполнительной власти по техническому регулированию и метрологии и внесены в государственный реестр средств измерений.

Технические параметры и метрологические характеристики счетчиков электрической энергии должны соответствовать требованиям ГОСТ 52320-2005 Часть 11 «Счетчики электрической энергии», ГОСТ Р 52323-2005 Часть 22 «Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S», ГОСТ Р 52322-2005 Часть 21 «Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2» (для реактивной энергии - ГОСТ Р 52425-2005 «Статические счетчики реактивной энергии»).

Каждый установленный расчетный счетчик должен иметь на винтах, крепящих кожух счетчика, пломбы с клеймом госповерителя, а на зажимной крышке - пломбу сетевой организации.

На вновь устанавливаемых трехфазных счетчиках должны быть пломбы государственной поверки с давностью не более 12 месяцев, а на однофазных счетчиках - с давностью не более 2 лет.

Основным техническим параметром электросчетчика является «класс точности», который указывает на уровень погрешности измерений прибора. Классы точности приборов учета определяются в соответствии с техническими регламентами и иными обязательными требованиями, установленными для классификации средств измерений.

Допустимые классы точности расчетных счетчиков активной электроэнергии для различных объектов учета и потребителей:

Категория потребителей	Уровень напряжения	Подключение	Альтернативное условие	Класс точности
Граждане-потребители	Не имеет значения	Не имеет значения		2.0 и выше
Многоквартирные жилые дома	0,4 кВ и ниже	новое	при замене выбывших из эксплуатации приборов учета	1.0 и выше
Потребители юридические и приравненные к ним лица мощностью менее 670кВт	35 кВ и ниже/1.0 и выше	новое	при замене выбывших из эксплуатации приборов учета	
1.0 и выше 0.5 S и выше				
Потребители	Не имеет значения	новое	при замене	Приборы учета

юридические и приравненные к ним лица мощностью не менее 670 кВт	значения		выбывших из эксплуатации приборов учета	позволяющие измерять почасовые объемы потребления электрической энергии, класса точности 0.5S и выше, обеспечивающие хранение данных о почасовых объемах потребления электрической энергии за последние 120 дней.
Производители электрической энергии	Не имеет значения	Не имеет значения	Не имеет значения	Приборы учета, позволяющие измерять почасовые объемы производства электрической энергии, класса точности 0.5 S и выше, обеспечивающие хранение данных о почасовых объемах потребления электрической энергии за последние 120 дней и более или включенные в систему учета.

Приборы коммерческого учета электроэнергии, работающие в составе АСКУЭ и являющиеся источниками первичной информации для АСКУЭ, должны удовлетворять следующим основным требованиям и обеспечивать:

- учет активной (в одном или двух (при необходимости) направлениях) и реактивной (в двух направлениях) энергии и



мощности;

- наличие выходов (интерфейсов) поверочных импульсов (пропорциональных измеряемым величинам) для каждого из видов измеряемой энергии;
- вычисление параметров энергопотребления за текущие и прошедшие сутки, месяц, сезон, год;
- вычисление и фиксацию средней мощности за истекшие полчаса;
- ведение графика нагрузки;
- период интеграции измеряемых величин с интервалом 1, 3, 5, 10, 15, 30, 60 мин.;
- сохранность информации не менее чем за последние 45 суток;
- формирование базы данных результатов учета с обязательной привязкой величин ко времени измерений и хранить их в энергонезависимой памяти;
- отслеживание превышения заданного предела максимальной нагрузки (по активной энергии);
- наличие защиты (парольная, механическая блокировка (пломба)) от несанкционированного изменения параметров;
- автоматический переход на летнее/зимнее время;
- подключение внешнего резервного электропитания;
- локальную коммуникацию с компьютером и/или переносным программатором-считывателем через оптопорт и дистанционное считывание накопленной информации средствами (предпочтительно по цифровым каналам передачи данных RS-232 или RS-485 (RS-422));
- погрешность хода внутреннего таймера не более 0,5 сек. в сутки и иметь возможность внешней синхронизации хода внутреннего таймера;
- ведение «журнала фиксации нестандартных ситуаций (событий)»

программируемую последовательность сообщений;

- работоспособность при температуре окружающего воздуха от - 25°C до +55°C;
- срок службы не менее - 20 лет;
- межповерочный интервал - не менее 6 лет.
- дисплей: многосегментный (опцион с подсветкой);
- конструктивное исполнение счетчика должно полностью соответствовать требованиям надежности, простоты и безопасности эксплуатации, предотвращения несанкционированного доступа;
- независимо (одновременно) работающих коммуникационных интерфейсов;
- независимая работа оптического интерфейса и интерфейса передачи данных RS;
- программное обеспечение прибора учета.

Программное обеспечение прибора учета должно обеспечивать:

- программирование счетчика
- считывание данных, просмотр данных в эксплуатационном режиме (мгновенные данные)
- документирование данных, возможность конвертации информации в один из распространенных форматов (\*.xls, \*.csv, \*.txt)
- возможность экспорта/импорта (переноса, добавления, обновления) баз данных, установленных на разных компьютерах

### *Классификация счетчиков электроэнергии*

По типу подключения:

- счетчики прямого включения в силовую цепь;
- счетчики трансформаторного включения, подключаемые к

силовой цепи через специальные измерительные трансформаторы.

По измеряемым величинам:

- однофазные (измерение переменного тока 220В, 50Гц);
- трехфазные (380В, 50Гц). Современные электронные трехфазные счетчики поддерживают однофазный учет.

По конструкции:

1. *Индукционные* (электромеханические электросчетчики) - электросчетчики, в которых магнитное поле неподвижных токопроводящих катушек влияет на подвижный элемент из проводящего материала. Подвижный элемент представляет собой диск, по которому протекают токи, индуцированные магнитным полем катушек. Количество потребленной электроэнергии, в этом случае, прямо пропорционально числу оборотов диска;

2. *Электронные* (статический электросчетчик) - электросчетчики, в которых переменный ток и напряжение воздействуют на твердотельные (электронные) элементы для создания на выходе импульсов, число которых пропорционально измеряемой активной энергии. Другими словами, измерения активной энергии такими электросчетчиками основаны на преобразовании аналоговых входных сигналов тока и напряжения в счетный импульс. Измерительный элемент электронного электросчетчика служит для создания на выходе импульсов, число которых пропорционально измеряемой активной энергии. Счетный механизм представляет собой электромеханическое (имеет преимущество в областях с холодным климатом, при условии установки прибора на улице) или электронное устройство, содержащее как запоминающее устройство, так и дисплей;

3. *Гибридные счетчики электроэнергии* - редко используемый промежуточный вариант с цифровым интерфейсом, измерительной частью индукционного или электронного типа, механическим вычислительным устройством.

В последнее время индукционные (механические) счетчики электроэнергии становятся менее популярны и постепенно вытесняются с рынка электронными счетчиками вследствие их недостатков:

- отсутствие возможности автоматического дистанционного снятия показаний,
- одностарифность,
- большие погрешности учета,
- плохая защита от хищения электроэнергии,
- низкая функциональность,
- неудобства в установке и эксплуатации по сравнению с современными электронными приборами.

Основным достоинством электронных электросчетчиков является возможность учета электроэнергии по дифференцированным тарифам (одно-, двух- и более тарифный). Другими словами, счетчики данного типа способны запоминать и показывать количество использованной электроэнергии в зависимости от запрограммированных периодов времени. Многотарифный учет достигается за счет набора счетных механизмов, каждый из которых работает в установленные интервалы времени, соответствующие различным тарифам. Электронные электросчетчики значительно более долговечны, имеют больший межповерочный период (4-16 лет).

Индукционные приборы при конструировании не были рассчитаны на наличие в квартирах большого количества мощных бытовых приборов и зачастую не выдерживали нагрузки, в то время как электронные счетчики гораздо более устойчивы широкому диапазону нагрузок в сети. Кроме того, помимо очевидных технических преимуществ, улучшенного дизайна, рост популярности электронных счетчиков был обусловлен и постепенным снижением их стоимости на рынке.

### 5.10.2 Измерительные трансформаторы

Измерительные трансформаторы тока по техническим требованиям должны соответствовать ГОСТ 7746-2001 («Трансформаторы тока. Общие технические условия»).

Класс точности трансформаторов тока и напряжения для присоединения расчетных счетчиков электроэнергии должен быть не более 0,5.

Допускается применение трансформаторов тока с завышенным коэффициентом трансформации (по условиям электродинамической и термической стойкости или защиты шин), если при максимальной нагрузке присоединения ток во вторичной обмотке трансформатора тока будет составлять не менее 40% номинального тока счетчика, а при минимальной рабочей нагрузке - не менее 5%.

Присоединение токовых обмоток счетчиков к вторичным обмоткам трансформаторов тока следует проводить, отдельно от цепей защиты и совместно с электроизмерительными приборами.

Использование промежуточных трансформаторов тока для включения расчетных счетчиков запрещается.

Измерительные трансформаторы напряжения по техническим характеристикам должны соответствовать ГОСТ 1983-2001 («Трансформаторы напряжения. Общие технические условия»).

Нагрузка вторичных обмоток измерительных трансформаторов, к которым присоединяются счетчики, не должна превышать номинальных значений.

Сечение и длина проводов и кабелей в цепях напряжения расчетных счетчиков должны выбираться такими, чтобы потери напряжения в этих цепях составляли не более 0,25 % номинального напряжения при питании от трансформаторов напряжения класса точности 0,5. Для обеспечения этого требования допускается применение отдельных кабелей от трансформаторов напряжения до счетчиков.

### 5.10.3 Места установки приборов учета

Счетчики для расчета электроснабжающей организации с потребителями электроэнергии рекомендуется устанавливать на границе раздела сети (по балансовой принадлежности) сетевой организации и потребителя.

В случае если расчетный прибор учета расположен не на границе балансовой принадлежности электрических сетей, объем принятой в электрические сети (отпущенной из электрических сетей) электрической энергии корректируется с учетом величины нормативных потерь электрической энергии, возникающих на участке сети от границы балансовой принадлежности электрических сетей до места установки прибора учета, если соглашением сторон не установлен иной порядок корректировки. Величина нормативных потерь определяется в соответствии с методикой выполнения измерений, согласовываемой сторонами по договору и аттестованной федеральным органом исполнительной власти по техническому регулированию и метрологии.

Счетчики должны размещаться в легко доступных для обслуживания сухих помещениях, в достаточно свободном и не стесненном для работы месте с температурой в зимнее время не ниже 0 °С.

Не разрешается устанавливать счетчики в помещениях, где по производственным условиям температура может часто превышать +40 °С, а также в помещениях с агрессивными средами.

Допускается размещение счетчиков в неотапливаемых помещениях и коридорах распределительных устройств электростанций и подстанций, а также в шкафах наружной установки. При этом должно быть предусмотрено стационарное их утепление на зимнее время посредством утепляющих шкафов, колпаков с подогревом воздуха внутри них электрической лампой или нагревательным элементом для обеспечения внутри колпака положительной температуры, но не выше +20 °С.

Счетчики должны устанавливаться в шкафах, камерах комплектных распределительных устройств (КРУ, КРУН), на панелях, щитах, в нишах, на стенах, имеющих жесткую конструкцию.

Допускается крепление счетчиков на деревянных, пластмассовых или металлических щитках. Высота от пола до коробки зажимов счетчиков должна быть в пределах 0,8 - 1,7 м. Допускается высота менее 0,8 м, но не менее 0,4 м.

В местах, где имеется опасность механических повреждений счетчиков или их загрязнения, или в местах, доступных для посторонних лиц (проходы, лестничные клетки и т.п.), для счетчиков должен предусматриваться запирающийся шкаф с окошком на уровне циферблата. Аналогичные шкафы должны устанавливаться также для совместного размещения счетчиков и трансформаторов тока при выполнении учета на стороне низшего напряжения (на вводе у потребителей).

Конструкции и размеры шкафов, ниш, щитков и т.п. должны обеспечивать удобный доступ к зажимам счетчиков и трансформаторов тока. Кроме того, должна быть обеспечена возможность удобной замены счетчика и установки его с уклоном не более 1°. Конструкция его крепления должна обеспечивать возможность установки и съема счетчика с лицевой стороны.

Для безопасной установки и замены счетчиков в сетях напряжением до 380 В должна предусматриваться возможность отключения счетчика установленными до него на расстоянии не более 10 м коммутационным аппаратом или предохранителями. Снятие напряжения должно предусматриваться со всех фаз, присоединяемых к счетчику.

Трансформаторы тока, используемые для присоединения счетчиков на напряжении до 380 В, должны устанавливаться после коммутационных аппаратов по направлению потока мощности.

#### 5.10.4 Смежные элементы системы учета энергетических ресурсов

Система учета энергетических ресурсов, кроме счетчиков (рисунок 5.9) электрической энергии содержит элементы передачи сигналов, накопления и

обработки данных учета, а также систем автоматизированной обработки массивов данных для расчета с энергоснабжающими потребителями.

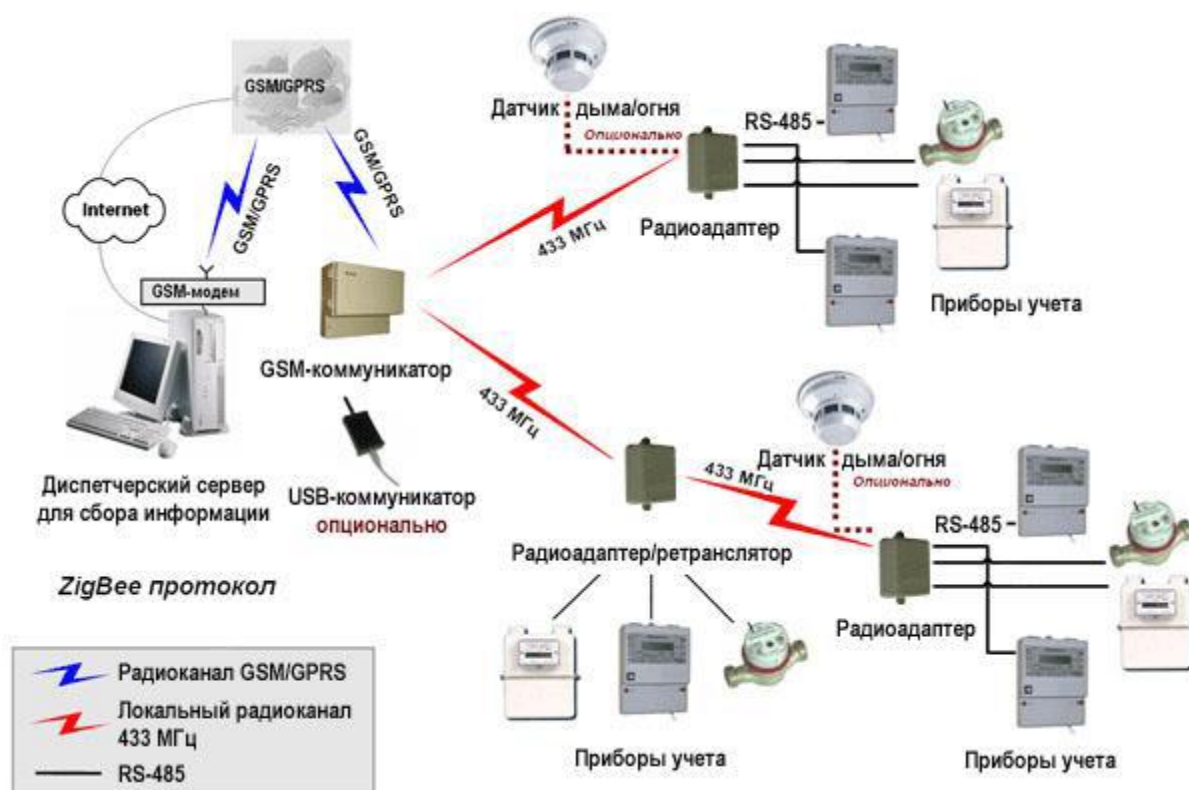


Рисунок 5.9. Схема организации передачи данных

Ниже приведены основное назначение и свойства элементов системы.

#### *GSM-коммуникатор*

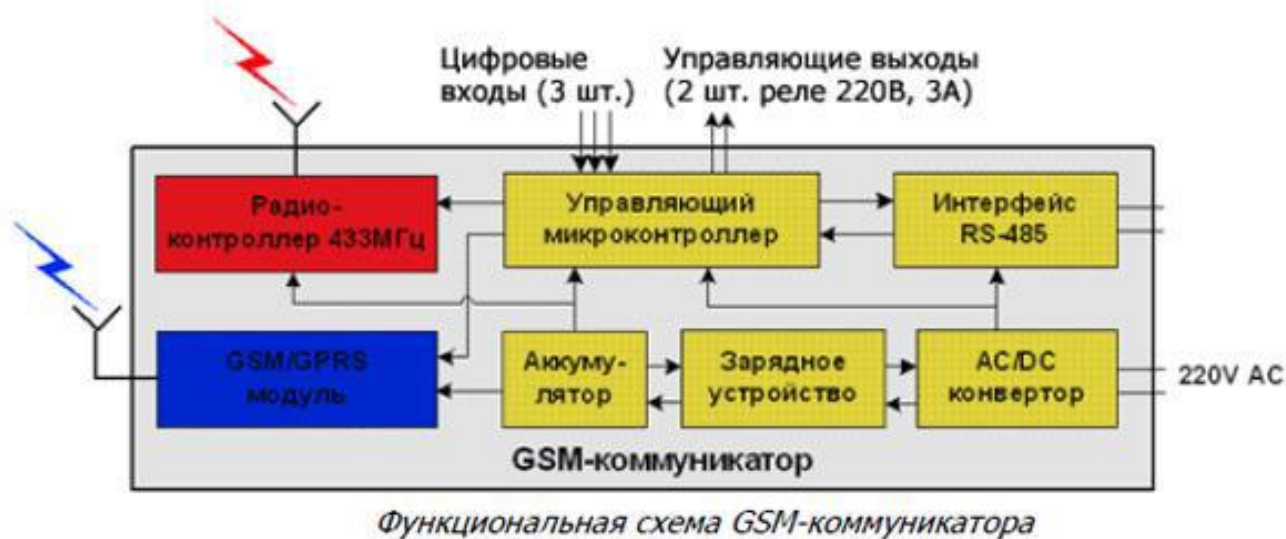


Рисунок 5.10. Функциональная схема GSM-коммутиатора



Является основным связующим звеном между диспетчерским сервером и приборами учета электроэнергии. Он соединяет между собой каналы связи - GSM/GPRS, 433 МГц, RS-485, Ethernet.

На данный момент имеется два типа GSM-коммуникаторов: GSM-Коммуникатор S (Smart) и GSM-Коммуникатор E (Embedded).



**Рисунок 5.11. Виды GSM-коммутированных**

GSM коммуникатор S (Smart) (GCS) является связующим звеном между диспетчерским сервером и различными приборами учета. Для связи с диспетчерским сервером могут использоваться каналы связи GSM/GPRS/CSD и/или Ethernet (имеется два варианта встроенного ПО). GSM коммуникатор E (Embedded) предназначен для встраивания в корпус прибора учета.

В отличие от GSM коммуникатора S, он не имеет корпуса, встроенного аккумулятора, позволяет использовать только одну SIM-карту. Для связи с прибором учета используется интерфейс RS-485, радиоканал отсутствует.

Вариант встроенного ПО – «А»: для связи с диспетчерским сервером используются каналы GPRS (основной канал) и CSD (резервный канал). Интерфейс Ethernet не используется.

Вариант встроенного ПО – «В»: в качестве основного канала используется Ethernet. GPRS канал является резервным. CSD не используется.

Для обмена данными с приборами учета могут использоваться проводной (RS-485) и беспроводный (433 МГц) интерфейсы.

Имеется встроенный аккумулятор, который позволяет сохранять работоспособность при пропадании питания в течение не менее 24 часов.

Важно отметить, что GCS позволяет использовать две SIM-карты, при пропадании сети одного из операторов, GCS использует альтернативного оператора.

GSM-коммуникатор S состоит из:

- Управляющего микроконтроллера;
- GSM/GPRS модуля, осуществляющего прием-передачу данных через сеть GSM/GPRS;
- Радио-контроллера 433МГц, осуществляющего прием-передачу данных через локальный радиоканал 433МГц;
- Интерфейса Ethernet
- Интерфейса RS-485 для обеспечения проводного соединения с приборами учета или для прямого подключения (через преобразователь) к COM/USB порту компьютера;
- AC/DC конвертора для питания устройства от сети переменного тока;
- Аккумулятора;
- Зарядного устройства для аккумулятора;
- Антенны для радио-контроллера 433МГц;
- Антенны сети GSM.

GSM-коммуникатор E представляет собой сильно упрощенную версию обычного GSM- Коммуникатора, он не имеет корпуса и предназначен для встраивания в корпус электросчетчика.

GSM-коммуникатор E состоит из:

- Управляющего микроконтроллера (используется микроконтроллер ATmega64(128) компании Atmel);
- GSM/GPRS модуля, осуществляющего прием-передачу данных

через сеть GSM/GPRS (используется GSM/GPRS модуль SIM300 компании SIMCOM);

- Интерфейса RS-485 для обеспечения проводного соединения с прибором учета.

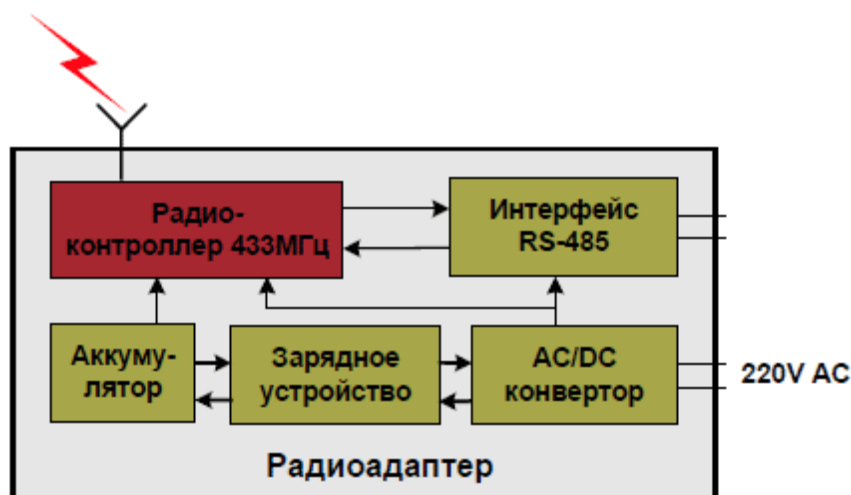
**USB-коммуникатор** Предназначен для подключения ноутбука или компьютера к радиосети частотой 433 МГц, состоящей из радиоадаптеров и ретрансляторов.

Данное устройство выполнено в отдельном металлическом корпусе, имеет USB кабель для связи с ноутбуком или компьютером и разъем для подключения внешней антенны.

Основное назначение - инсталляция радиосети, поиск неисправностей в радиосети, автономная работа без использования сетей GSM/GPRS и Интернет.

#### *Радиоадаптеры и ретрансляторы*

Функциональная схема радиоадаптера с резервным питанием



**Рисунок 5.12. Функциональная схема радиоадаптера**

Составляют нижнее звено в сети передачи данных.

Радиоадаптер работает в не лицензируемом частотном диапазоне 433МГц. Радиоадаптеры и ретрансляторы составляют нижнее звено в сети передачи данных.

Радиоадаптер работает в не лицензируемом частотном диапазоне 433МГц. К одному радиоадаптеру можно подключить до 31 прибора учета,

настройки интерфейса радиоадаптера (скорость, паритет) можно изменять дистанционно.

Основное отличие радиоадаптеров и ретрансляторов заключается в следующем:

- радиоадаптеры являются оконечными устройствами, которые могут принимать данные из центра только по радиоканалу, передавать эти данные приборам учета по интерфейсу RS-485, принимать от приборов учета подтверждение о выполнении команды и передавать это подтверждение в центр по радиоканалу;
- ретрансляторы выполняют все вышеперечисленные функции, а так же могут транслировать команды другим устройствам (ретрансляторам или радиоадаптерам) по радиоканалу.

По умолчанию все новые устройства являются радиоадаптерами. Для того чтобы радиоадаптер стал ретранслятором, ему выделяется персональный адрес в сети. Процедура выделения (отмены) персонального адреса производится дистанционно с компьютера. В одной сети может быть не более 250 ретрансляторов.

В отличие от ретрансляторов, количество радиоадаптеров ограничено только адресным пространством протокола обмена, который применяется приборами учета.

Для повышения надежности работы сети имеется возможность резервирования для ретрансляторов. Для резервирования выбирается радиоадаптер, который расположен рядом с ретранслятором, или устанавливается дополнительный радио-адаптер. Все настройки выполняются дистанционно. В процессе работы резервный ретранслятор может «на лету» подменить основной, при этом не потребуются изменять маршрут передачи данных.

Радиоадаптер состоит из:

- Радио-контроллера 433МГц, осуществляющего прием-передачу

данных через локальный радиоканал 433МГц;

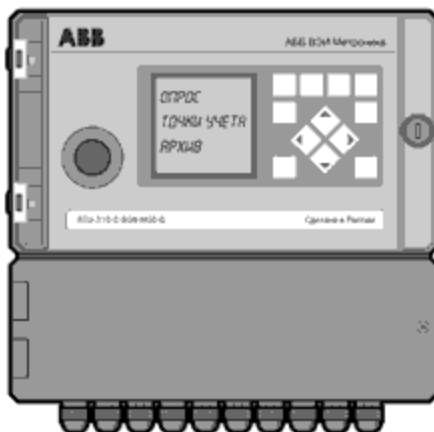
- Интерфейса RS-485, обеспечивающего проводное соединение с приборами учета и другими радио-адаптерами (ретрансляторами);
- AC/DC конвертора для питания устройства от сети переменного тока;
- Аккумулятора;
- Зарядного устройства для аккумулятора;
- Антенны для радио-контроллера 433МГц.

В случае если резервный аккумулятор не требуется, его можно не применять или использовать другую модификацию устройства с питанием только от электрической сети, что существенно дешевле.

Для передачи данных по радиоканалу к радиоконтроллеру 433МГц, входящему в состав радиоадаптера, подключается антенна, которая может быть внутреннего или внешнего исполнения. Антенна внутреннего исполнения, размещаемая в корпусе радиоадаптера, используется в основном для организации связи внутри помещений.

Внутренняя антенна является всенаправленной, поэтому изделие не требует юстировки при инсталляции. Данный вариант является наиболее экономичным. Внешние (выносные) антенны в основном устанавливаются вне помещений для увеличения дальности связи. При этом радиоадаптер имеет высокочастотный разъем, через который подключается внешняя антенна. Внешние антенны могут быть направленными или с круговой диаграммой направленности (всенаправленные). Антенна с круговой диаграммой направленности излучает сигнал равномерно во все стороны в горизонтальной плоскости. Направленная антенна используется для увеличения дальности связи в определенном направлении.

### *УСПД (Устройства сбора и передачи данных)*



**Рисунок 5.13. Внешний вид УСПД**

Устройства сбора и передачи данных (УСПД) предназначены для высокоточного коммерческого учета потребления (выдачи) электрической энергии и мощности за фиксированные интервалы времени (в условиях многотарифности), технического учета и мониторинга заданных нагрузок в режиме реального времени.

УСПД рассчитаны для применения на объектах энергетики, промышленных предприятиях, а также в других организациях, осуществляющих самостоятельные взаиморасчеты с поставщиками или потребителями электроэнергии.

Функциональные возможности и производительность могут наращиваться, как за счет перехода от одной серии УСПД к другой, так и путем включения дополнительных модулей в контроллеры.

Сбор данных с УСПД, к примеру, RTU-300 осуществляется по цифровым каналам со счетчиков типа АЛЬФА и ЕвроАЛЬФА (ИРПС "токовая петля", RS232 и RS422/485) и импульсным каналам со счетчиков, которые удовлетворяют всем типовым техническим требованиям к средствам автоматизации и учета электроэнергии и мощности для АСКУЭ энергосистем.

УСПД имеют корпусное исполнение с защитой IP 65 (IEC 529 - Российский ГОСТ 14254-80) и шкафное исполнение с защитой IP 55,

позволяющее устанавливать их как непосредственно на объектах, так и в центрах сбора.

УСПД серии должны полностью удовлетворять "Положению об организации коммерческого учета электроэнергии и мощности на оптовом рынке" и "Типовым техническим требованиям к средствам автоматизации контроля и учета электроэнергии и мощности для АСКУЭ энергосистем". Должны быть внесены в государственный реестр средств измерений № 19495-00.

Функциональные возможности УСПД обеспечивает выполнение следующих функций:

- Сбор, обработка, накопление, хранение и отображение данных со счетчиков электроэнергии измерительной информации о потребленной и выданной активной и реактивной энергии, и мощности.
- Объединение измерений, полученных со счетчиков в единые групповые измерения, соответствующие конкретным объектам.
- Измерение энергии по заданным тарифам на заданном интервале времени.
- Измерение средних мощностей на двух заданных временных интервалах усреднения (на одном из: 1,3, 5-х минутном и 15, 30 минутном).
- Поиск максимальных мощностей на заданных интервалах времени. Ведение архивов заданной структуры. Поддержание единого системного времени с целью обеспечения синхронных измерений.
- Отслеживание превышения мощностью 2-х заданных лимитов.
- Отображение показаний индикаторов счетчика по измеренной энергии.
- Передача информации от RTU по физической линии, по коммутируемому или выделенному телефонному каналу (или

другой физической среде) в центр сбора информации.

- Ввод, накопление, хранение и отображение информации, поступающей из RTU, на центральном пункте учета.
- Защита измерительной информации и метрологических характеристик ИВК от несанкционированного доступа и изменения.
- Контроль работоспособности ИВК.

#### Коммуникации

Подключение внешних устройств к УСПД производится по интерфейсам:

- RS-232 (более 32).
- RS-485/422 (более 32).
- Profibus.
- Ethernet.

Максимальная скорость при подключении к последовательным портам 38400 бит/с. Устройства, подключаемые к УСПД, можно разделить на несколько групп:

#### 5.10.5 Программное обеспечение АСКУЭ (АИИС КУЭ)

АИИС КУЭ представляет собой многоуровневую систему с распределенной функцией измерения и учета и централизованной функцией сбора, накопления, обработки и отображения данных измерений, в состав которой входят следующие уровни:

Первый уровень — информационно-измерительный канал (ИИК), отвечающий за проведение измерений.

Второй уровень — технический комплекс информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), осуществляющий консолидацию, передачу и хранение данных, полученных от ИИК.

Третий уровень — вычислительный комплекс верхнего уровня (ИВК).



### *Программное обеспечение*

Программное обеспечение (далее ПО) предназначено для использования в составе автоматизированных информационно-измерительных систем контроля и учета электроэнергии (АИИС КУЭ) в качестве базовой программы оператора учета.

Она позволяет осуществлять опрос точек учета в автоматическом или ручном режимах, вносить принятую информацию в базу данных, представлять результат опроса на экране монитора персонального компьютера (ПК), формировать отчеты в заданных форматах.

Осуществление обмена данными возможно через любую каналообразующую аппаратуру, образующую проводные или беспроводные способы связи.

Для удаленного чтения и сохранения в отчетных формах доступен весь функционал счетчиков: энергия нарастающим итогом, энергия за расчетные периоды, профили нагрузок, мгновенные параметры электросети, журнал событий, журнал показателей качества электроэнергии.

Программа является многопоточной и обеспечивает одновременное получение данных с четырех СОМ-портов по четырем различным каналам связи.

Другой особенностью является возможность группировки счетчиков в произвольные балансные группы и гибкость конфигурирования отчетных форм для таких групп.

В зависимости от типа счетчика программа позволяет:

- Устанавливать и считывать параметры и режимы функционирования счетчика;
- Осуществлять просмотр считанной со счетчика информации;
- Создавать отчеты в форматах .xls (MS Excel), .xml , .pdf, .html и др. на основе считанных со счетчика данных;
- Создавать базу данных и вести автоматизированный опрос групп счетчиков;

- Обеспечивает чтение профиля нагрузок с трехфазных счетчиков "M230, M233", имеющих данную функцию с последующим сохранением в БД;
- Осуществлять мониторинг параметров электросети и энергопотребления для группы счетчиков;
- Осуществлять контроль за соблюдением норм качества электрической энергии в электросетях потребителей;
- Позволяет контролировать работу линий связи, анализирует причины сбоев, формирует специальные файлы (логфайлы) ошибок линий связи;
- Ограничить функции программы в зависимости от полномочий оператора – имеется три уровня полномочий: пользователь, оператор и администратор.

#### *ПО для автоматизации*

Программное обеспечение АИИС КУЭ играет ключевую роль в жизненном цикле функционирования систем. За прошедшие годы счетчики приобрели принципиально новые параметры и, по сути, стали микрокомпьютерами. Появилась возможность контролировать не только потребление электроэнергии, но и отдельные параметры качества — токи, напряжения, сдвиги фаз, частоту и т.д. Приборы учета стали предупреждать о внешнем воздействии на них. Современные «умные» приборы сообщают о сбоях в работе, проводят самодиагностику. С их помощью возможно дистанционно ограничить или полностью отключить абонента от электроэнергии.

Чтобы обеспечить возможность полноценного использования возможностей современного оборудования, Инженерным центром «ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» была проведена разработка программного комплекса Resource Data Manager (RDM). RDM представляет собой программный комплекс верхнего уровня (ИБК).

Комплекс используется для работы на оптовом и розничном рынке электроэнергии. При разработке ПО был учтен опыт передовых аналогов, которые сегодня используются в мире. Обеспечивается возможность обработки и хранения весьма значительных объемов информации. Комплекс может быть легко расширен, является оптимизированным для совместной работы с подавляющим большинством СУБД, которые могут использоваться потенциальными заказчиками.

Некоторые функции программного обеспечения RDM:

- дистанционное считывание данных результатов измерений приборов
- учета энергоресурсов;
- ведение журналов событий, в том числе событий
- несанкционированного доступа (вскрытие крышки, инверсия фаз и прочее);
- дистанционное управление нагрузкой и энергопотреблением;
- дистанционное параметрирование и конфигурирование прибора учета
- и устройства сбора-передачи данных (УСПД);
- мониторинг состояния измерительного, связного и серверного
- оборудования;
- расчет потерь и сведение балансов;
- возможность обмена данными с другими сертифицированными
- системами;
- гибкий инструмент для создания отчетов;
- личный кабинет абонента (web-версия, приложение для мобильных
- устройств, с возможностями анализа потребления и онлайн-оплаты).

Общее количество точек, опрашиваемых с помощью системы RDM, на территории России составляет более 340 тысяч.

Программное обеспечение коммерческого учета энергоресурсов RDM позволяет автоматизировать наиболее трудоемкую часть настройки и эксплуатации системы. Такие как ввод в систему описаний объектов, приборов и точек учета, их атрибутов и параметров или актуализировать данную информацию посредством импорта данных из различных источников.

Программное обеспечение RDM способно работать с приборами учета и УСПД различных, наиболее распространенных в России, производителей. Их перечень постоянно расширяется.

Как таковое программное обеспечение верхнего уровня АСКУэ должно интегрироваться в АРМ энергетика, позволяющие вести учет не только потребления электроэнергии, но и контроль графика ТО установленного электрооборудования, нормы и наличие запасных частей и т.д.

## 6 Противоаварийная автоматика энергосистем

### 6.1 Противоаварийная автоматика в структуре релейной защиты и автоматики

Противоаварийная автоматика – совокупность устройств, обеспечивающая измерение и обработку параметров электроэнергетического режима энергосистемы, передачу информации, команд управления и реализацию управляющих воздействий в соответствии с заданными алгоритмами и настройкой с целью выявления, предотвращения развития и ликвидации *аварийного* режима энергосистемы.

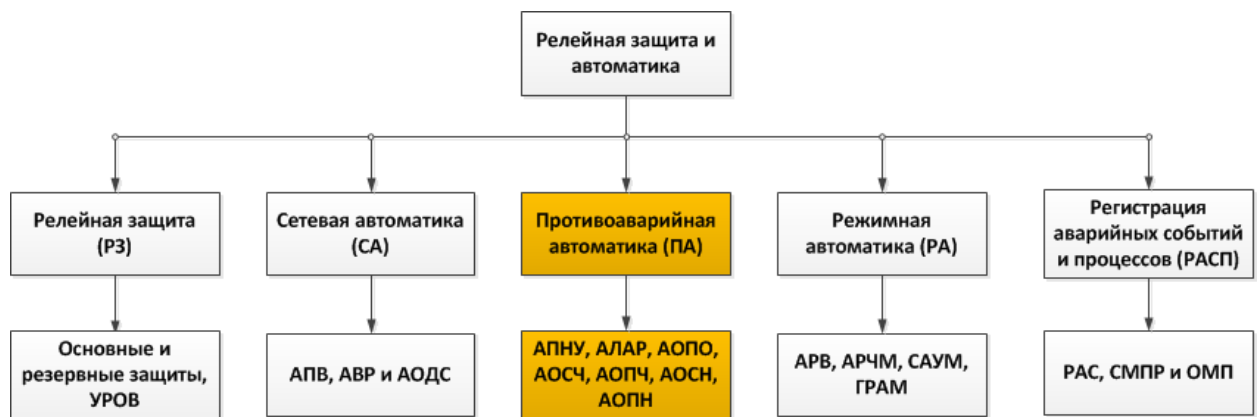


Рисунок 6.1

Комплексы ПА, предназначенные для повышения степени использования пропускной способности электрической сети:

Автоматика предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ).

Комплексы ПА, предназначенные для обеспечения живучести ЭЭС:

Автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР);

Автоматика ограничения перегрузки оборудования (АОПО);

Автоматики ограничения снижения или повышения напряжения (АОСН и АОПН);

Автоматика ограничения частоты (АОСЧ и АОПЧ).

## **6.2 Задачи и управляющие воздействия противоаварийной автоматики**

Каждая подсистема ПА решает определенную задачу противоаварийного управления, складывающуюся из следующих операций:

1. Фиксация аварийного возмущения или нарушения контролируемыми параметрами режима заданных ограничений;
2. Запоминание предаварийного состояния энергосистемы (схемы сети – нормальная или ремонтная, текущего режима сети в момент фиксации возмущения или нарушения параметрами режима заданных ограничений);
3. Оценка степени тяжести аварийного возмущения и необходимости осуществления управляющих воздействий (УВ) для зафиксированного предаварийного состояния энергосистемы;
4. Выбор видов, объемов и мест реализации управляющих воздействий;
5. Реализация управляющего воздействия.

Как правило, устройства ПА осуществляют следующие виды УВ:

1. Отключение генераторов электрических станций (ОГ), в том числе и на АЭС;
2. Импульсная или длительная разгрузка турбинного оборудования (ИРТ и ДРТ);
3. Отключение нагрузки (ОН);
4. Автоматическая загрузка генераторов (АЗГ);
5. Изменение топологии электрической сети (включение ШР, деление сети и др.)

Ни одна из подсистем ПА не ограничивается одним видом УВ и ни одно УВ не предназначено только для одной подсистемы.

Реализация УВ может осуществляться как централизованным, так и децентрализованным способом. Реализация централизованного УВ на

смежных относительно места установки дозирующего устройства энергообъектах требует организации каналов связи.

### **6.3 Автоматика предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ)**

#### **6.3.1 Назначение и особенности АПНУ**

Назначением АПНУ является:

1. предотвращение нарушения статической устойчивости межсистемных ЛЭП в нормальных и послеаварийных режимах.;
2. предотвращение нарушения динамической устойчивости в аварийных режимах и в цикле работы ОАПВ и БАПВ.

Особенности АПНУ обусловлены тем, что короткие замыкания (К.З.) возникают случайно во времени и по электроэнергетической системе также распределяются случайно.

Особенностями АПНУ прежде всего являются три фазы ее функционирования:

1. противоаварийное управление по сохранению динамической устойчивости в аварийном режиме;
2. противоаварийное управление, необходимое для устойчивого перехода к послеаварийному режиму;
3. противоаварийное управление по предотвращению нарушения статической устойчивости в послеаварийном режиме.

Важной особенностью АПНУ является то, что она должна функционировать в условиях, когда число потенциально возможных возмущающих воздействий в ЭЭС практически неограниченно. А это требует выработки соответствующих различающихся по интенсивности и длительности противоаварийных управляющих воздействий.

Отсюда вытекает еще одна особенность АПНУ – использование очень обширной, поступающей в реальном времени информации о состоянии электроэнергетических управляемых объектов, их режимах работы и эффективности управляющих воздействий. Это значит, что их интенсивность

и длительность должны соответствовать виду, тяжести и месту возникновения возмущающего воздействия. Неправильная дозировка управляющих воздействий может усугубить аварийную ситуацию.

### 6.3.2 Возмущающие воздействия на ЭЭС

По степени тяжести различают три категории опасных возмущающих воздействий на ЭЭС.

К первой категории относятся отключения ЛЭП напряжением 500 кВ и ниже при однофазных К.З. на землю с успешным и неуспешным АПВ и отключение одного блока Г-Т.

Ко второй категории относятся отключения ЛЭП любого напряжения при двухфазных К.З. на землю и успешном или неуспешном ТАПВ; отключение наиболее мощного синхронного генератора или двух генераторов АЭС; одновременное отключение двух ЛЭП.

К третьей категории (наиболее тяжелой) относятся однофазные К.З. на землю на ЛЭП или шинах любого напряжения при отказе одного из выключателей и действии устройства УРОВ на отключение неповрежденного элемента; отключения генераторов одной системы шин; отключения распредустройства одного из напряжений суммарной мощностью, составляющей половину мощности ЭС.

Возмущающие воздействия угрожают нарушениями динамической в аварийном или статической в послеаварийном режиме устойчивости ЭЭС.

Для предотвращения нарушения динамической и статической устойчивости вырабатываются (производятся) противоаварийные управляющие воздействия (ПУВ).

### 6.3.3 Противоаварийные управляющие воздействия

Для предотвращения нарушения динамической и статической устойчивости

АПНУ вырабатываются противоаварийные управляющие воздействия.

Противоаварийные управляющие воздействия производят:

1. повышение пропускной способности управляемой



электропередачи;

2. снижение генерируемой мощности в избыточной части ЭЭС, в которой увеличивается частота вращения генераторов;
3. увеличение генерируемой мощности в дефицитной части ЭЭС, в которой частота вращения генераторов уменьшается;
4. уменьшение мощности потребителей в приемной части ЭЭС;
5. увеличение мощности потребителей в передающей части ЭЭС.

Для предотвращения нарушения динамической устойчивости противоаварийные управляющие воздействия осуществляют:

1. программную форсировку возбуждения синхронных генераторов (быстрое кратковременное увеличение ЭДС генераторов до допустимого по их термической стойкости уровня);
2. интенсивное кратковременное снижение мощности паровых турбин (импульсную разгрузку турбогенераторов);
3. электрическое торможение гидрогенераторов (быстрое кратковременное подключение к гидрогенератору резистивной нагрузки  $RH$ );
4. быстрый перевод тиристорных преобразователей в инверторный режим накопителей электроэнергии в приемной части ЭЭС.

Для сохранения статической устойчивости в послеаварийном режиме противоаварийные управляющие воздействия осуществляют:

1. изменение настройки АРВ сильного действия для достижения максимально возможной пропускной способности электропередачи;
2. форсировку продольной компенсации, т.е. увеличение емкостного сопротивления УПК для повышения пропускной способности ЛЭП;
3. отключение реакторов для повышения напряжения в начале и в конце ЛЭП;
4. отключение гидрогенераторов и длительную разгрузку

турбогенераторов в передающей энергосистеме для снижения в ней частоты переменного тока;

5. быструю загрузку недогруженных гидрогенераторов в приемной части ЭЭС и перевод гидрогенераторов из режима СК в генераторный режим;
6. частичное отключение нагрузки в приемной энергосистеме для предотвращения снижения частоты.

#### 6.3.4 Основные технические требования к устройствам АПНУ

Устройства и системы АПНУ должны удовлетворять следующим основным техническим требованиям.

Быстродействие является главным для устройств АПНУ, предназначенных для предотвращения нарушения динамической устойчивости.

Влияние быстродействия АПНУ на ее эффективность можно проиллюстрировать таким примером. На рис. 6.2 приведена схема электропередачи, а на рис. 6.3 ее характеристика устойчивости. В нормальном режиме электропередача работает с углом  $\delta H$  (рис. 6.3). При возникновении трехфазного К.З. в точке К, находящейся вблизи шин ГЭС, активная мощность, поступающая от генераторов, снижается до нуля. При этом происходит ускорение генераторов и к моменту отключения К.З. угол достигает значения  $\delta 1$ . После отключения ЛЭП передаваемая мощность будет определяться новой характеристикой с амплитудой  $P_{max2}$ , меньшей  $P_{max1}$ , и устойчивость будет нарушена, т.к. площадка ускорения превышает площадку торможения.

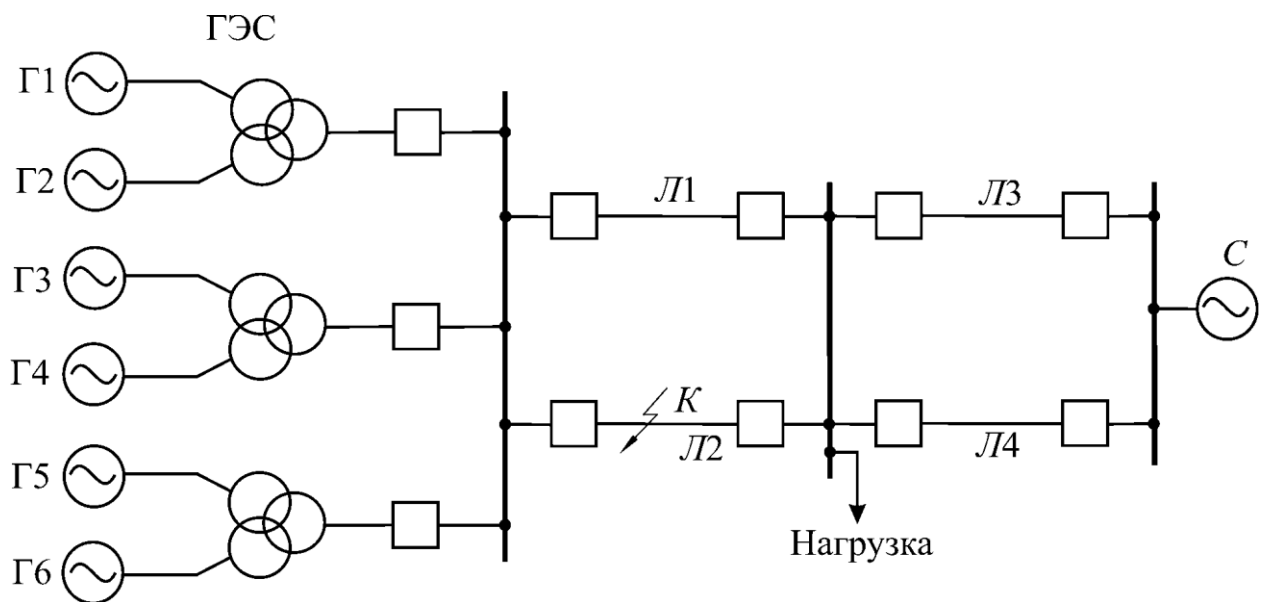


Рисунок 6.2.Схема электропередачи

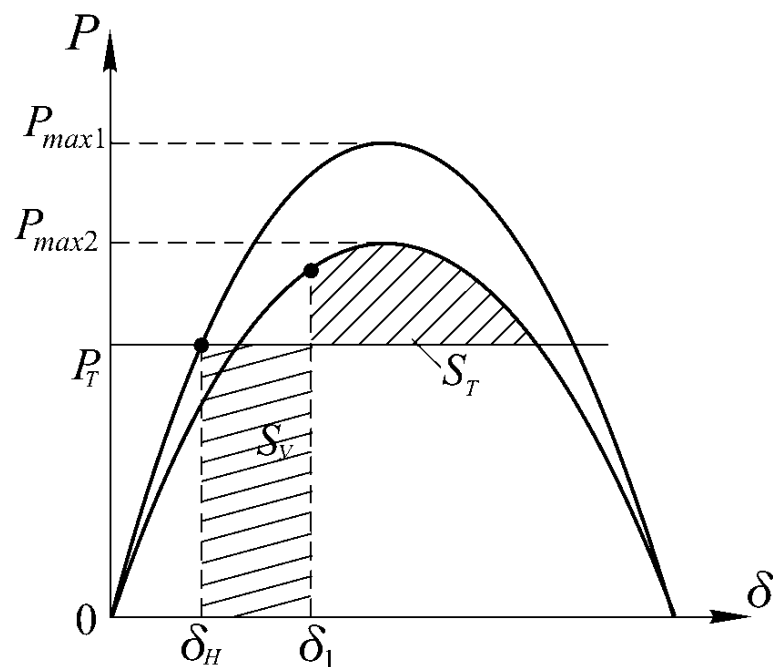
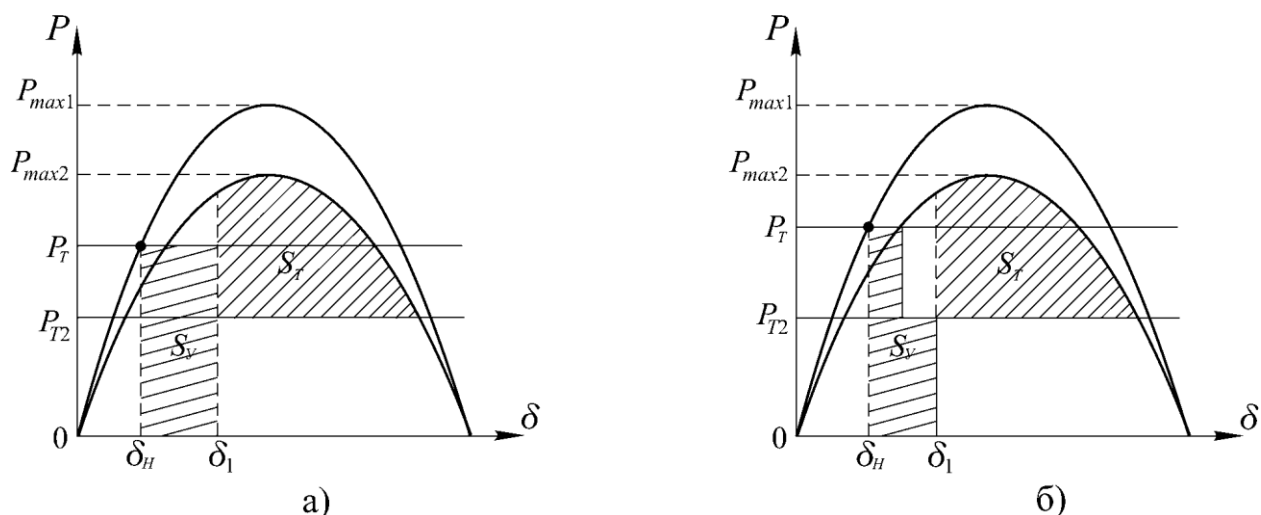


Рисунок 6.3. Характеристики устойчивости при трехфазном К.З. вблизи шин ГЭС

Повышение устойчивости может быть достигнуто уменьшением площадки ускорения и одновременным увеличением площадки торможения устройствами АПНУ, которые при возникновении К.З. действуют на отключение генераторов.

На рис. 6.4 приведены характеристики устойчивости после отключения гидрогенераторов.



**Рисунок 6.4. Площадки ускорения и торможения при разгрузке электропередачи путем отключения части генераторов**

Из рисунков видно, что отключение части генераторов приводит к существенному увеличению площадки торможения. Особенно эффективно отключение, если оно производится с опережением, т.е. до отключения К.З. В этом случае (рис. 6.4, б) не только увеличивается площадка торможения, но и уменьшается площадка ускорения.

Таким образом, с повышением быстродействия устройств АПНУ возрастает эффективность их действия.

Селективность означает способность устройств АПНУ выбирать объекты, виды и минимально необходимый объем воздействий, обеспечивающие наиболее эффективную локализацию нарушений нормального режима работы.

Чувствительность означает способность устройств АПНУ реагировать на такие отключения и нарушения нормального режима, на действие при которых они рассчитаны.

Надежность состоит в том, что устройства АПНУ должны безотказно действовать при нарушениях нормального режима и не действовать ложно в условиях, когда их действие не предусмотрено.

### 6.3.5 Автоматика разгрузки ЛЭП при набросе активной мощности

В качестве примера рассмотрим работу АПНУ при набросе активной мощности на межсистемную ЛЭП.

Рассмотрим две энергосистемы С1 и С2, связанные межсистемной ЛЭП (рис. 6.5).

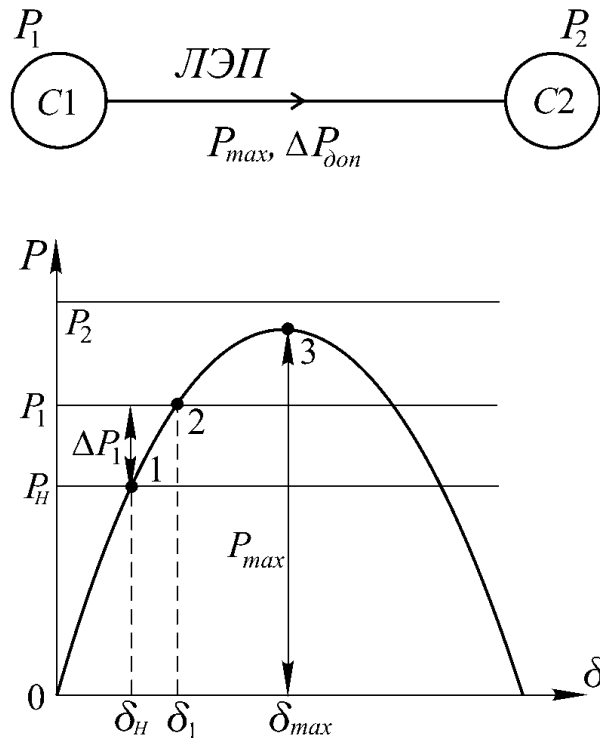


Рисунок 6.5

Электроэнергия передается из системы 1 в систему 2. Каждая система характеризуется суммарной мощностью электростанций, которые соответственно равны  $P_1$  и  $P_2$ . Межсистемная ЛЭП характеризуется максимальным перетоком  $P_{max}$  и значением наибольшего допустимого перетока мощности.

Наброс нагрузки на межсистемную ЛЭП возможен в следующих случаях:

1. Внезапное и резкое увеличение нагрузки в системе С2. В этом случае при наличии резерва мощности в системе С1 переток по ЛЭП начнет быстро возрастать и, если оперативный персонал не успеет принять меры, может превысить  $P_{max}$ , что приведет к нарушению статической устойчивости.

2. Внезапное аварийное отключение мощных генераторов на ЭС системы С2. Вероятность такого нарушения нормального режима работы достаточно велика в связи с наличием мощных энергоблоков  $300 \div 800$  МВт.

3. Резкое уменьшение потребляемой мощности в системе С1.

Рассмотренные случаи набросов мощности на межсистемную ЛЭП поясняются диаграммой на рис. 6.5. Нормальный режим работы ЛЭП характеризуется точкой 1. При увеличении перетока на величину  $DP1$  режим переходит в точку 2, что сопровождается увеличением угла от  $d$   $H$  до  $d1$  и соответственно накоплением роторами генераторов системы 1 кинетической энергии. Поэтому при подходе к углу  $d1$  (точка 2) движение роторов не остановится и угол будет расти дальше до тех пор, пока не будет израсходована вся накопленная кинетическая энергия. Если при этом угол превысит значение  $d_{max}$  (точка 3), произойдет нарушение устойчивости.

Может быть и другой случай, когда избыток мощности в энергосистеме С1 настолько велик, что мощность  $P2$ , которая должна быть передана по линии, превышает  $P_{max}$ . В этом случае также происходит нарушение устойчивости. Поэтому на ЛЭП, где возможны набросы мощности, устанавливается автоматика, обеспечивающая быструю разгрузку.

Передаваемая по ЛЭП активная мощность и угол между ЭДС генераторов и напряжением шин приемной системы имеют прямопропорциональную зависимость. Поэтому устройства АПНУ при набросах мощности могут выполняться по принципу контроля величины активной мощности или соответствующего ей угла.

Для обоснования выбора способа разгрузки необходимо выявить, какой из них требует наименьших воздействий для снижения перетока до допустимых значений.

*Отключение нагрузки в дефицитной энергосистеме С2.*

Из рассмотренного можно сделать вывод, что отключение нагрузки в дефицитной энергосистеме является эффективным воздействием при передаче мощности из более мощной системы в значительно менее мощную.

При других соотношениях эффективность отключения нагрузки снижается и для необходимого снижения перетока мощности по межсистемной ЛЭП требуется отключение большой мощности нагрузки. Учитывая, что отключение нагрузки приводит к экономическому ущербу, этот вид воздействий следует применять в тех случаях, когда предотвратить нарушение устойчивости другими способами не представляется возможным.

#### *Отключение генераторов или разгрузка турбин в системе С1.*

При этом, также происходит нарушение баланса генерируемой и потребляемой мощности в параллельно работающих энергосистемах С1 и С2, сопровождающееся общим понижением частоты. Это вызывает снижение потребления мощности нагрузки и увеличение генерируемой мощности под воздействием регуляторов частоты (АРЧВ). Уменьшение потребления и увеличение генерируемой мощности в системе С2 приводит к уменьшению перетока по ЛЭП, т.е. оказывает полезное действие. Но эти же факторы в системе С1 приводят к увеличению перетока. Вывод: эффективность отключения генераторов в системе С1 тем выше, чем меньше ее мощность относительно системы С2.

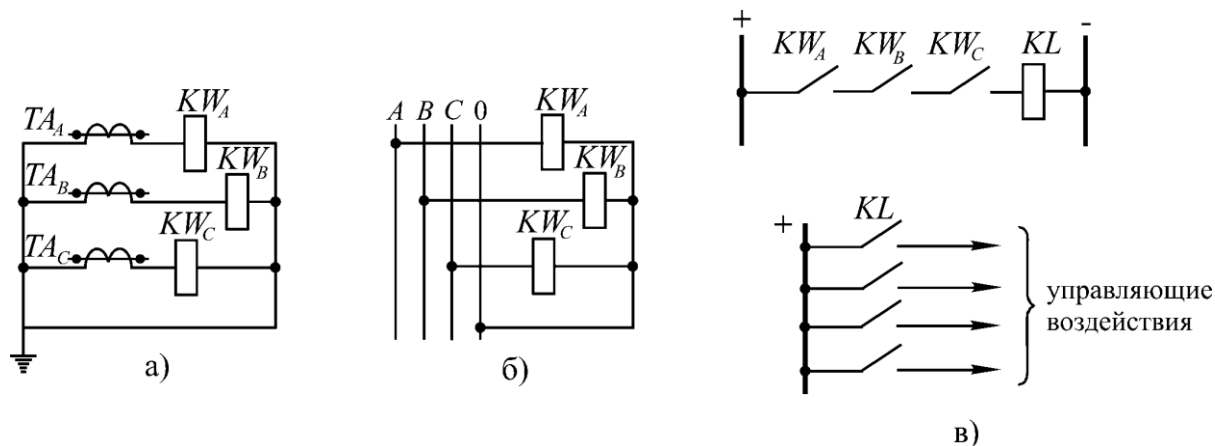
#### *Деление системы С1 по сечению*

Деление системы С1 по сечению, обеспечивающему выделение на ЛЭП ограниченной мощности. Это мероприятие аналогично отключению генераторов в системе С1, но более эффективно, т.к. ограниченная мощность выделенной части всегда имеет более благоприятное соотношение мощностей. Недостатком деления системы является прекращение параллельной работы энергосистем С1 и С2 и необходимость операций по ее восстановлению, а также необходимость воздействия на отключение нескольких выключателей, расположенных в разных частях системы, что усложняет и снижает надежность работы АПНУ.

Рассмотренные мероприятия приводят к нарушению баланса активной мощности и, как следствие этого, к изменению частоты в системах С1 и С2. А это, в свою очередь, может вызвать нежелательные изменения перетоков

### 6.3.6 Схемы АПНУ от наброса мощности на межсистемные ЛЭП

На рис. 6.7 изображена схема автоматики от наброса мощности с тремя разными реле мощности.



208



В этой схеме для исключения ложных действий автоматики при несимметричных К.З. применено три реле мощности. Реле настроены на одинаковые уставки, включены на фазные токи и напряжения, а контакты их соединены последовательно. Управляющие воздействия производятся только при условии срабатывания всех трех реле, что может быть только при увеличении мощности во всех фазах. При срабатывании по любой причине одного или двух реле мощности автоматика не действует.

#### 6.3.7 Автоматика ликвидации аварийного режима

##### *Асинхронный режим*

Асинхронный режим – режим ЭЭС, характеризующийся устойчивыми глубокими периодическими колебаниями напряжений, токов и мощностей, изменением взаимного угла ЭДС генераторов и наличием разности частот между частями синхронной зоны;

Возникновение АР может быть вызвано ненормативными аварийными возмущениями, отказом АПНУ, каскадным развитием аварии и др.;

В сетях 330 кВ и выше АР должен ликвидироваться АЛАР на первом цикле, в сетях 220 и ниже – после срабатывания АЛАР 330 кВ, но не позднее 4-х циклов АР; Устройства АЛАР должны устанавливаться в обязательном порядке на ЛЭП 500 кВ и выше.

Несмотря на оснащение ЭЭС автоматикой предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ), синхронная параллельная работа электрических станций или отдельных частей ЭЭС часто не сохраняется. В результате наступает асинхронный режим их работы с относительными проворотами роторов синхронных генераторов с угловой частотой скольжения. Несинхронный режим наступает обычно вследствие неполного соответствия дозировки противоаварийных управляющих воздействий тяжести возмущения, т.е. недостаточной эффективности АПНУ.

Несинхронный режим представляет серьезную опасность для ЭЭС. Он сопровождается периодическими значительными снижениями напряжения, может привести к остановке агрегатов собственных нужд ТЭС и АЭС, к

отключениям нагрузки и, в конечном счете, к развитию общесистемной аварии. Поэтому необходимо его устранение. Оно осуществляется устройствами автоматической ликвидации асинхронного режима (АЛАР).

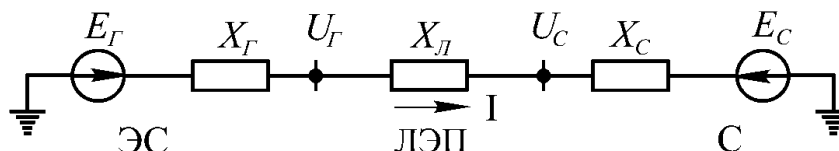
Устройства АЛАР делятся на три группы:

1. устройства, производящие противоаварийные управляющие воздействия при возникновении признаков нарушения синхронизма или в течение первого цикла асинхронного режима;
2. устройства, осуществляющие ресинхронизацию и действующие на деление ЭЭС при затянувшемся асинхронном режиме (длительностью более 30 с);
3. быстродействующие неселективные устройства деления ЭЭС в начальной фазе нарушения устойчивости.

#### *Признаки асинхронного режима*

На рис. 6.8 приведена схема замещения электропередачи, в состав которой входит электростанция ЭС, работающая на приемную систему С через ЛЭП – Л.

Результирующее сопротивление электропередачи равно



**Рисунок 6.8. Схема замещения электропередачи**

В нормальном режиме векторы ЭДС электростанции и энергосистемы вращаются с синхронной угловой скоростью, и угол между ними пропорционален активной мощности, передаваемой по ЛЭП. При нарушении устойчивости параллельной работы передача активной мощности от ЭС в систему прекращается и, поскольку мощность турбин осталась прежней, частота вращения турбин и генераторов увеличивается. В энергосистеме происходит противоположный процесс – возникает дефицит мощности и генераторы системы уменьшают частоту вращения. Поэтому частота ЭДС системы понижается.

В результате векторы ЭДС генераторов ЭС и системы начинают вращаться с разными частотами. Разность частот вращения называется скольжением.

Таким образом, первым характерным признаком асинхронного режима является периодическое изменение угла между несинхронными ЭДС от нуля до  $360^\circ$  с частотой скольжения.

На рис. 6.9 приведена кривая изменения угла выпадающих из синхронизма генераторов ЭС.

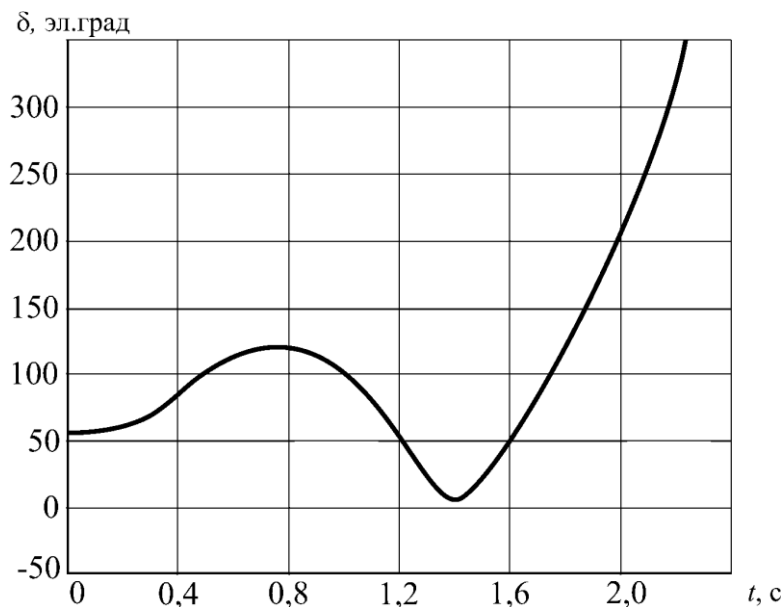


Рисунок 6.9. График изменения угла

Рассмотрим процесс изменения напряжения в некоторых характерных точках электропередачи при асинхронном режиме (рис. 6.10), считая, что вектор  $E_c$  неподвижен, а вектор  $E_g$  вращается относительно  $E_c$  с частотой вращения равной  $fS$ , и что ЭДС численно равны, т.е.  $E_g = E_c$ .

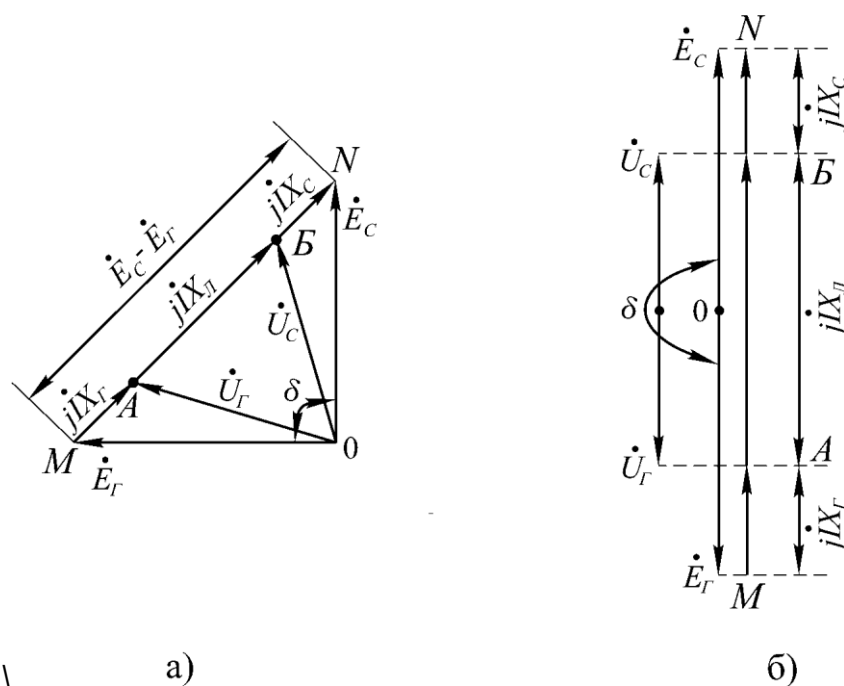
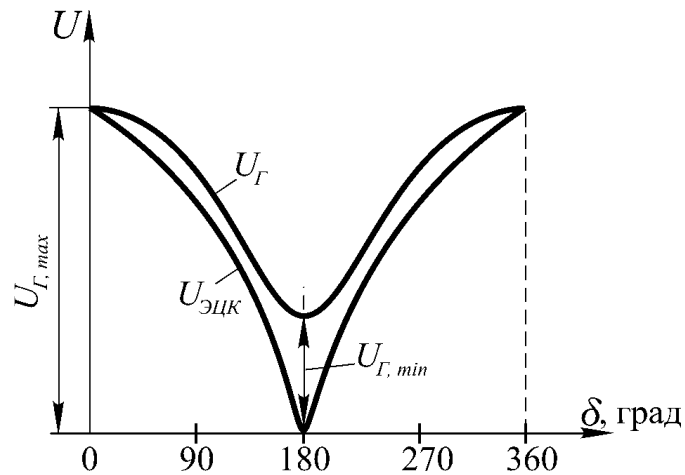


Рисунок 6.10. Векторная диаграмма ЭДС и напряжений электропередачи

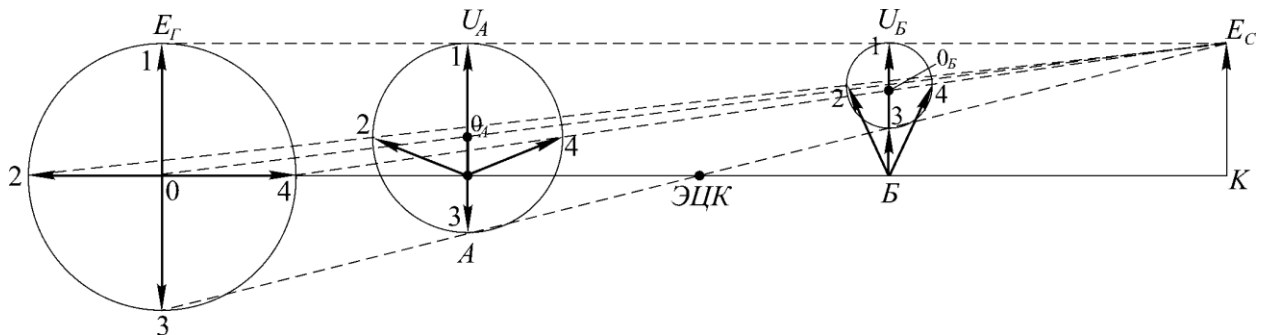
Рассмотрим для примера момент, когда вектор  $E_2$  опережает вектор  $E_1$  на угол  $90^\circ$  (рис. 6.10, а). Вектор  $MN$  представляет собой разность ЭДС, равный сумме падений напряжений в сопротивлениях  $X_2$ ,  $X_1$ ,  $X_c$  от проходящего по ним тока  $I$ .

Векторы  $OA$  и  $OB$  являются векторами напряжений на шинах ЭС  $U_2$  и на шинах энергосистемы. При повороте вектора  $E_2$  относительно вектора  $E_1$  на угол  $180^\circ$  (рис. 6.10, б) напряжения  $U_2$  и  $U_1$  изменяются по величине. Рассмотрев несколько векторных диаграмм при разных углах между  $E_2$  и  $E_1$ , можно убедиться, что напряжения в разных точках электропередачи периодически изменяются от максимального до минимального значения. На рис. 6.11 приведен пример изменения напряжения на шинах ЭС ( $U_2$ ) за один цикл асинхронного режима. На электропередаче имеется характерная точка, напряжение в которой при  $180^\circ$  снижается до нуля. Эта точка называется электрическим центром качаний (ЭЦК). Изменение напряжения в ЭЦК показано на рис. 6.11.



**Рисунок 6.11. Векторная диаграмма для определения напряжения в ЭЦК**

Изменение векторов напряжений в различных точках электропередачи в процессе асинхронного хода показано на рис. 6.12. Эта диаграмма строится следующим образом. По горизонтали откладывается отрезок  $OK$ , равный в масштабе суммарному сопротивлению электропередачи. Из точек  $O$  и  $K$  откладываются вертикально векторы  $E_G$  и  $E_C$ . Линия  $O-OA-OB$  является геометрическим местом центров окружностей, определяющих концы векторов напряжений в разных точках электропередачи при изменении угла  $\delta$ .



**Рисунок 6.12. Диаграмма изменения напряжений в различных точках электропередачи при асинхронном ходе.**

Конец вектора  $E_G$  при изменении угла  $\delta$  описывает окружность с центром в точке  $O$ . Конец вектора  $U_A$  описывает окружность с центром в точке  $OA$ , а вектор  $U_G$  окружность с центром в точке  $OB$ . Вектор напряжения в точке  $A$ , находящийся за ЭЦК от вектора  $E_C$  вращается относительно  $E_C$  с той же частотой, что и вектор  $E_G$ , т.е. с частотой скольжения. Аналогично

изменяются векторы напряжений во всех точках электропередачи, находящихся за ЭЦК от вектора  $EC$ .

Иначе изменяется напряжение в точках электропередачи, находящихся до ЭЦК от вектора  $EC$ . Вектор  $U_2$  не совершает оборота на  $360^\circ$ , а лишь колеблется по величине и углу.

Таким образом, вторым характерным признаком асинхронного режима является периодическое с частотой скольжения изменение (качания) напряжения во всех точках электропередачи.

На рис. 6.13 приведена диаграмма, показывающая зависимость  $I_{a.p.}$  от угла  $\delta$ .

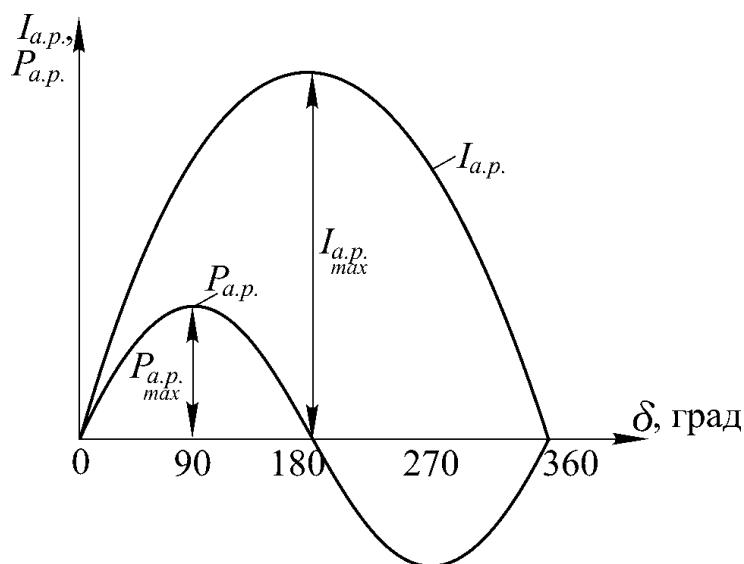


Рисунок 6.13. Диаграмма зависимостей  $I_{a.p.} = f(\delta)$  и  $P_{a.p.} = f(\delta)$

Таким образом, третьим характерным признаком асинхронного режима является периодическое с частотой скольжения изменение (качания) тока электропередачи.

Рассмотрим, как изменяется активная мощность при асинхронном режиме.

Из диаграммы видно, что за один цикл асинхронного режима знак активной мощности изменяется дважды. Физически это означает, что генераторы ЭС работают в течение первой половины периода качаний в генераторном режиме, а в течение второй половины — в двигательном

режиме. Поэтому средняя активная мощность за период асинхронного режима равна нулю, следовательно, ЭС, вышедшая из синхронизма, мощности не выдает.

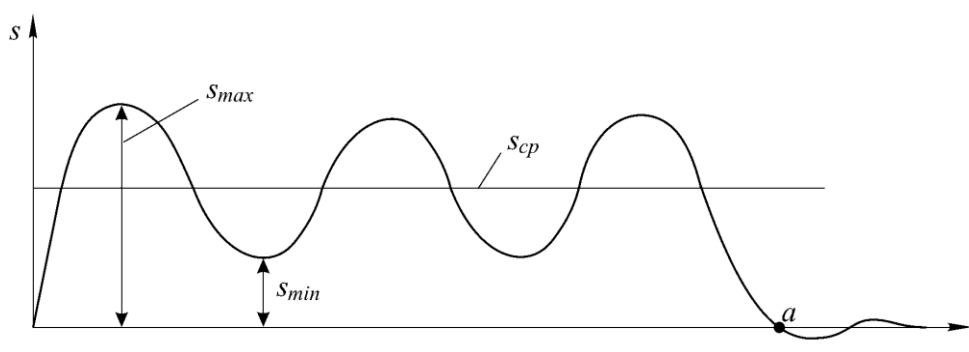
Таким образом, четвертым характерным признаком асинхронного хода является периодическое изменение с двойной частотой скольжения активной мощности генератора.

#### *Способы ликвидации асинхронного режима*

Из рассмотренного в предыдущем параграфе следует, что асинхронный режим является серьезным нарушением нормального режима работы, опасным для оборудования и потребителей электроэнергии. Поэтому асинхронный режим должен быть ограничен  $2 \div 3$  циклами. Предельная допустимая длительность асинхронного режима составляет  $15 \div 30$  сек. За это время должны быть приняты меры к восстановлению синхронизма. Если синхронизм не восстанавливается, то энергосистемы должны быть разделены в заранее намеченных местах.

Восстановление синхронизма в процессе асинхронного режима называется ресинхронизацией. Асинхронный режим может быть устойчивым и неустойчивым. При неустойчивом асинхронном режиме ресинхронизация происходит без специальных мер. В результате воздействия регуляторов частоты вращения турбин скольжение колеблется от максимального до минимального значения относительно среднего (рис. 6.14)

Ресинхронизация происходит в момент равенства частот, когда скольжение равно 0 (точка а на рис. 6.14) и частоты вращения векторов ЭДС генераторов ЭС и энергосистемы совпадают. Процесс втягивания в синхронизм обычно сопровождается синхронными качаниями.



**Рисунок 6.14. Изменение скольжения генераторов при А.Р. и ресинхронизация в точке а**

Установившееся значение скольжения, при котором ресинхронизация происходит без специальных мероприятий, называется критическим скольжением. То есть имеются два способа ликвидации асинхронного режима – ресинхронизация и разделение энергосистем.

Эти операции производятся автоматически с помощью устройств противоаварийной автоматики ликвидации асинхронного режима (АЛАР).

#### *Устройства и схемы АЛАР*

В начале рассмотрим схемы АЛАР, выполненные на электромеханических реле. Такие схемы состоят из измерительной и логической частей. Измерительная часть реагирует на один или два из рассмотренных выше признаков асинхронного режима и совместно с логической частью производит необходимые действия. На рис. 6.15 представлена принципиальная схема устройства АЛАР мгновенного действия, реагирующего на увеличении тока.



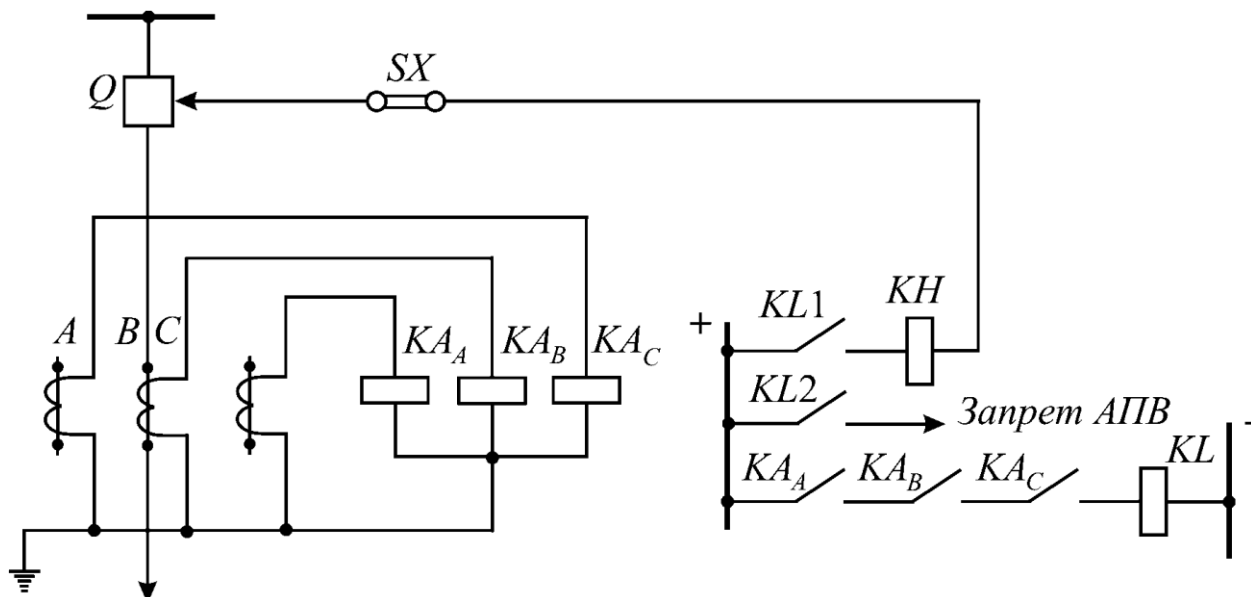


Рисунок 6.15. Принципиальная схема устройства АЛАР

Схема выполнена с помощью токовых реле типа РТ-40, включенных на фазные токи. Токовые реле срабатывают при увеличении тока при А.Р. и замыкают цепь отключения выключателя, который производит деление несинхронно работающих энергосистем.

Для того, чтобы предотвратить неправильное срабатывание АЛАР при однофазных и двухфазных К.З. в схеме используются три токовых реле. Контакты всех реле включены последовательно.

Недостатком этой схемы является возможность неправильного срабатывания при трехфазном К.З. и при синхронных качаниях, когда происходит увеличение тока во всех трех фазах.

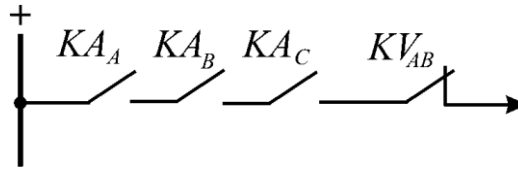
Схема на рис. 6.16 применяется главным образом для деления сети. Ток срабатывания реле отстраивается от максимального тока, который может проходить по линии в нагрузочном режиме:

$I_{C3} = (1,2 - 1,3)I_{\text{МАКС}}$ , Коэффициент чувствительности токовых реле проверяется по току А.Р. при угле  $d = 180^\circ$  :

$$K = \frac{I_{\text{AP}}}{I_{C3}} < 1,4 - 1,5.$$

Другим недостатком приведенной схемы является сложность отстройки токовых реле от максимального тока нагрузки и одновременного обеспечения необходимой чувствительности. Для повышения

чувствительности и избирательности АЛАР применяют схему измерительных органов, в которой последовательно с контактами токовых реле включены контакты реле минимального напряжения, включенного на одно из междофазных напряжений (рис. 6.16).



**Рисунок 6.16**

Такая схема дает возможность отстраивать токовые реле не от максимального, а от нормального тока нагрузки. При этом при протекании по ЛЭП максимального тока нагрузки токовые реле могут замкнуть контакты, но неправильного действия АЛАР не произойдет, т.к. контакт реле напряжения останется разомкнутым.

## Литература

1. К.Н. Лебедев. Автоматизированные системы управления технологическими процессами. Учебное пособие. Зерноград, 2008.
2. П.П. Проценко. Автоматизированные системы управления на электрических станциях. Учебное пособие. Благовещенск. Издательство АМГУ. 2014.
3. Мелешкин Г.А., Меркурьев Г.В. Устойчивость энергосистем. Книга 1.
4. И. И. Соловьев. Автоматические регуляторы синхронных генераторов. Под редакцией Н. И. Овчаренко. МОСКВА ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ 1981.
5. А.П. Вихарев. Автоматика энергосистем учебное пособие. Киров 2011.
6. Р. Н. Парахуда, Б.Я. Литвинов. Информационно – измерительные системы. Письменные лекции. САНКТ-ПЕТЕРБУРГ. 2002
7. Резник В.Г. Автоматизация проектирования систем и средств управления. Практические занятия и теория функционального моделирования. Учебно-методическое пособие. – Томск, ТУСУР, 2016. – 66 с.
8. СТО 5694700735.240.01.023-2009 Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанции.

## **Контрольные вопросы**

1. Понятие АСУ ТП.
2. Понятие технологического объекта управления (ТОУ).
3. Обобщенная модель АСУТП. Какие информационные потоки в ней присутствуют?
4. Информационная модель АСУ ТП.
5. Типы структурных решения АСУ ТП. Особенности распределённых АСУТП.
6. Типы функционирования АСУ ТП.
7. Автоматное описание функционирования системы управления
8. Внешний и внутренний алгоритмы функционирования АСУТП
9. Типовая организация традиционной АСУ ТП. Технические средства различных уровней АСУ ТП. Тенденции их развития.
10. Понятие УВМ. Основные типы УВМ. Тенденции развития УВМ.
11. Понятие ПЛК, требования к ним. Тенденции развития. Способы программирования ПЛК.
12. Аппаратная архитектура современных промышленных систем управления. Основные типы конструктивов, локальных и полевых шин.
13. Ввод и вывод сигналов в УВМ. Принципы построения устройств ввода/вывода сигналов.
14. Первичная обработка вводимых в УВМ сигналов.
15. Понятие информации в АСУ ТП. Понятие сигнала, типы сигналов. Канал связи, параметры каналов связи. Время в АСУ ТП.
16. Методы контроля передачи информации в АСУ ТП. Способы повышения достоверности информации.
17. Понятие и основные методы цифровой обработки сигналов. Суть алгоритмов экспоненциального сглаживания и скользящего среднего.
18. Режим работы УВМ. Понятие реального времени (РВ).
19. Назначение и состав ОС РВ. Ядра реального времени. Основные алгоритмы многозадачности.

20. Способы подключения внешних устройств к УВМ. Понятие интерфейса, какие сигналы передаются через интерфейс?

21. Основные типы и принципы построения ОС РВ. Понятие задач, их свойства.

22. Роль, место и основные характеристики оператора в АСУ ТП.

23. Меры для повышения точности и надёжности работы оператора АСУТП

24. Показатели, по которым человек в системе управления имеет преимущества перед техническими средствами.

Показатели, по которым технические средства имеют преимущества перед оператором

25. Принципы построения интерфейса оператора АСУТП.

26. Понятие мнемосхемы. Типовые элементы управления и отображения.

27. Что понимается под оптимальным управлением? Статическая и динамическая оптимизация.

28. Что понимается под адаптивным управлением? Идентификация ТОУ.

29. Цели и задачи АСКУЭ.

30. Основные составляющие АСКУЭ.

31. Преимущества от внедрения АСКУЭ для потребителей электроэнергии и электроснабжающих организаций.

32. Коммерческие и технические АСКУЭ.

33. Централизованные и децентрализованные АСКУЭ.

34. Основные функции АСКУЭ.