

Лекция 5.
**Автоматизированные
системы контроля и учета
электроэнергии**

к.т.н., доцент Дичина О.В.

Информационно-измерительные системы

- Для автоматизации функций расчетного и технического учета электроэнергии в настоящее время используется совокупность технических, информационных и программных средств, объединенных в автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ).
- Термин АСКУЭ широко применялся до недавнего времени. При разработке проектов комплексной автоматизации объектов электроэнергетики в настоящее время наиболее часто употребляется термин автоматизированная информационно-измерительная системы (АИИС),
- **Определение АИИС** - “иерархическая система, представляющая собой техническое средство, функционально объединяющее совокупность измерительно-информационных точек измерений, информационно-вычислительных комплексов энергоустановок, информационно-вычислительного комплекса и системы обеспечения единого времени, выполняющее функции проведения измерения, сбора, обработки и хранения результатов измерений, информации о состоянии объектов и средств измерений, а также передачи полученной информации в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом на рынке электроэнергии с автоматизированным режимом”.

Технические средства учета

- ❑ Измерения выполняются с помощью измерительных систем, которые представляют собой (ГОСТ Р 8.596-2002) “совокупность измерительных, связующих, вычислительных компонентов, образующих измерительные каналы, и вспомогательных устройств (компонентов измерительной системы), функционирующих как единое целое”.
- ❑ Под средствами учета понимается “совокупность устройств, обеспечивающих измерение и учет электроэнергии (измерительные трансформаторы тока и напряжения, счетчики электрической энергии, телеметрические датчики, информационно-измерительные системы и их линии связи) и соединенных между собой по установленной схеме”.
- ❑ Таким образом, при получении, передаче и обработке информации для целей учета электроэнергии установлена важность всех технических средств.

4 Принципы построения АИИС КУЭ

- исходной информацией для систем должны служить данные, получаемые от счетчиков электроэнергии;
- системы должны создаваться как расчетные, использующие сертифицированное техническое и программное обеспечение. Для технического учета должны использоваться аналогичные комплексы технических средств;
- сбор, обработка, хранение и выдача информации об электроэнергии и мощности на объектах должны осуществляться с помощью метрологически аттестованных и защищенных от несанкционированного доступа устройств;
- информация об электроэнергии и мощности, образующаяся и циркулирующая в АСКУЭ, должна быть привязана к астрономическому времени ее образования и обеспечивать единые временные срезы измеряемых величин по системе в целом;
- АСКУЭ объектов энергосистем должны охватывать все точки расчетного и технического учета активной и реактивной электроэнергии с целью получения полного баланса электроэнергии на объекте, включая балансы по уровням напряжения;
- система сбора и передачи информации АСКУЭ должна по возможности совмещаться с системами автоматизированных систем диспетчерского управления.

5 Важность создания АИИС КУЭ

- формирование в электроэнергетической системе Федерального оптового рынка электроэнергии и мощности, включающего электростанции и сети ФСК и межсистемные подстанции АО-энерго, расчеты между субъектами которого должны производиться в едином временном срезе;
- необходимость проведения расчетов с потребителями на розничных рынках электроэнергии и мощности в АО-энерго с использованием дифференцированных, многоставочных и блочных тарифов, необходимость контроля за соблюдением договорных отношений между энергоснабжающими организациями и потребителями;
- потребность осуществления энергосбережения, включая снижение технических и коммерческих потерь электроэнергии и рационализацию электропотребления, которые невозможны без точного и налаженного учета расхода электроэнергии.

6 Задачи, решаемые АИИС КУЭ

- осуществление точного, в единых временных срезах, учета и контроля электроэнергии на энергообъектах (электростанциях, подстанциях, промпредприятиях), а также учета и контроля балансов электроэнергии и мощности;
- представление легитимной и достоверной информации для коммерческих расчетов на рынке между его субъектами, а также представление возможности применения при этих расчетах стимулирующих энергосбережение тарифов;
- выполнение более точного учета и прогнозирования выработки и потерь электроэнергии в энергосистемах, электрических сетях и на объектах ЕЭС, а также удельных расходов топлива и других технико-экономических показателей электростанций;
- реализацию контроля и управления режимами электропотребления, в том числе контроля договорных значений потребления электроэнергии и мощности крупными промышленными предприятиями на основании коммерческих, метрологически обеспеченных данных и управления их нагрузкой;
- формирование информации для автоматизированных расчетов с потребителями за отпущенную электроэнергию и мощность.

7 ЦЕЛИ УЧЕТА НА УРОВНЕ ЭНЕРГОСИСТЕМ

- финансовые (коммерческие) расчеты за электроэнергию и мощность между субъектами рынка;
- управление режимами электропотребления;
- определение и прогнозирование всех составляющих баланса электроэнергии (выработка и отпуск с шин, потери);
- определение и прогнозирование удельных расходов топлива на электростанциях;
- определение себестоимости выработки, передачи и распределения электроэнергии

ЦЕЛИ УЧЕТА НА ПРЕДПРИЯТИЯХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

- учет и контроль перетоков электроэнергии и мощности на границах балансовой принадлежности, а также баланса электроэнергии и мощности по предприятию;
- учет электроэнергии, переданной в участки электрических сетей данного района и по распределительным линиям всех классов напряжений для учета и контроля потерь электроэнергии в этих линиях;
- учет и контроль балансов электроэнергии и мощности по основным подстанциям;
- учет и контроль балансов электроэнергии по распределительным линиям всех классов напряжений;
- статистический учет и отчетность по показателям распределения и потребления электроэнергии, формирование архива данных по электроэнергии и мощности по подстанциям и распределительным линиям, а также формирование данных для суточной диспетчерской ведомости;
- формирование данных по электропотреблению для передачи на участки предприятий сбыта электроэнергии.

ЦЕЛИ УЧЕТА НА ПРЕДПРИЯТИЯХ, ВЫПОЛНЯЮЩИХ ФУНКЦИИ СБЫТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

- статистический учет, контроль и анализ соблюдения договоров электропотребления группами потребителей;
- статистический учет и анализ режимов электропотребления;
- оперативный контроль за соблюдением договоров потребления электроэнергии и мощности с потребителями, находящимися на ежесуточном контроле;
- оперативный контроль мощности, потребляемой крупными потребителями в часы максимумов нагрузок;
- управление электропотреблением (с помощью средств телеуправления и команд оперативного персонала, обычно отключением за неуплату) и контроль за соблюдением заданных режимов электропотребления и вводимых ограничений для потребителей региона
- установка совместно с Сетевой организацией, учет, поверка электросчетчиков и информационно-измерительных систем, а также планирование ремонтов и замены приборов учета.

ЦЕЛИ УЧЕТА ДЛЯ БЫТОВЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

- реализация гибкой тарифной политики – мультитарифное регулирование, дифференцированное по группам населения;
- предоставление информации о процессе потребления, формирование, анализ и прогнозирование профилей нагрузок;
- объективную и документированную систему расчетов между потребителями и поставщиками энергии;
- снижение расходов на сбор и обработку информации о потреблении электроэнергии;
- автоматическое опознавание и фиксация незарегистрированных абонентов;
- снижение и локализация коммерческих потерь электроэнергии;
- эффективную связь с финансовыми институтами на основе легитимной информации

Рекомендации по установке средств учета

Основной принцип размещения средств учета можно сформулировать следующим образом. Расчетные счетчики должны обеспечивать учет выработанной, переданной, потребленной электроэнергии на границах балансовой принадлежности разных предприятий. Точками отчуждения электроэнергии являются:

- для сетевых компаний и потребителей - границы владения сетевыми элементами;
- для электростанций – выводы генераторов.

Учет активной электроэнергии должен обеспечивать определение количества энергии:

- выработанной генераторами электростанций;
- потребленной на собственные и хозяйственные (раздельно) нужды электростанций и подстанций;
- отпущенной потребителям по линиям, отходящим от шин электростанции непосредственно к потребителям;
- переданной в другие энергосистемы или полученной от них;
- отпущенной потребителям из электрической сети

ПРИНЦИПЫ РАЗМЕЩЕНИЯ ТОЧЕК УЧЕТА

- ❑ Субъекты рынка взаимно согласовывают схему размещения приборов коммерческого учета на энергообъекте с учетом границ балансовой принадлежности оборудования и взаимных интересов сторон. Схемы размещения приборов учета должны быть неотъемлемой частью договоров...
- ❑ В целях обеспечения договорных интересов субъектов рынка, точного определения потерь и взаимного резервирования счетчиков на линиях обмена электроэнергией и мощностью субъекты рынка должны устанавливать счетчики на обоих концах линии.
- ❑ В случае установки счетчиков не на границе балансовой принадлежности потери на участке сети от границы балансовой принадлежности до точки учета относятся на счет субъекта, на балансе которого находится этот участок сети. Процент потерь электроэнергии от места установки счетчика до границы балансовой принадлежности определяется расчетным путем и указывается в договоре.

Учет должен обеспечивать:

- определение поступления электроэнергии в электрические сети разных классов напряжений энергосистемы;
- составление балансов электроэнергии для энергообъекта;
- контроль за соблюдением потребителями заданных им режимов потребления и баланса электроэнергии.

Учет реактивной электроэнергии должен обеспечивать возможность определения количества реактивной электроэнергии, полученной потребителем от электроснабжающей организации или переданной ей, только в том случае, если по этим данным производятся расчеты или контроль соблюдения заданного **режима работы компенсирующих устройств.**

Тарифы на электроэнергию

Тарифы на электроэнергию – система ценовых ставок, по которым осуществляются расчеты за электроэнергию и мощность.

Тарифы должны отражать все виды затрат, связанные с производством, передачей и распределением энергии, а также планируемые отчисления и накопления для дальнейшего развития энергетики.

Различаются тарифы одноставочные и двухставочные.

- ❑ **Двухставочный тариф** включает в себя ставку за единицу электрической мощности (1 кВт) и ставку за 1 кВт*час потребленной электроэнергии.
- ❑ **Одноставочный тариф** включает в себя полную стоимость поставляемой электроэнергии.

Категории потребителей

Потребители, приравненные к населению

Потребители с максимальной мощностью менее 150 кВт

Потребители с максимальной мощностью от 150 до 670 кВт

Потребители с максимальной мощностью от 670 кВт до 10 МВт

Потребители с максимальной мощностью не менее 10 МВт

Электросетевые организации, Электросетевые организации, цены на электроэнергию, поставляемую ПАО "Мосэнергосбыт" для компенсации потерь

Структура тарифа конечного потребителя



Тариф на розничном рынке состоит из:

- ❑ средневзвешенной стоимости единицы электроэнергии и мощности, покупаемой гарантирующим поставщиком на оптовом рынке электроэнергии. Составляет **50%-60% от тарифа**;
- ❑ стоимость услуг сетевой компании по передаче единицы электроэнергии, мощности. Составляет порядка **40-45% от суммы тарифа**. Зависит от напряжения точки поставки. Утверждаются на 1 год.
- ❑ сбытовая надбавка гарантирующего поставщика. Составляет порядка **3-5% от тарифа**, одинаковая для всех потребителей ГП, утверждается на 1 год.
- ❑ инфраструктурные платежи (**0,2-0,3%**), т.е. услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка: НП “АТС”, ОАО “СО ЕЭС”, ЗАО “ЦФР”, утверждаются ФСТ на 1 год.

Ценовые категории энергосбытовых компаний

Ценовая категория	Оплата электрической энергии (мощности)	Оплата услуг по передаче	Структура нерегулируемой цены
I	Одноставочный (интегральный объем за расчетный период)	одноставочный тариф	- средневзвешенная нерегулируемая цена на э/э, дифф. по ЧЧМ - одноставочный дифф. по уровням напряжения тариф на услуги
II	Одноставочный, дифф. по зонам суток	одноставочный тариф	- средневзвешенная нерегулируемая цена на э/э, дифф. по зонам суток - одноставочный дифф. по уровням напряжения тариф на услуги
III	Двухставочный, с почасовым расчетом за эл.эн.	одноставочный тариф	- средневзвешенная нерегулируемая цена на э/э, дифф. по часам - средневзвешенная нерегулируемая цена на мощность - одноставочный дифф. по уровням напряжения тариф на услуги
IV	Двухставочный, с почасовым расчетом за эл.эн.	двухставочный тариф	- средневзвешенная нерегулируемая цена на э/э, дифф. по часам - средневзвешенная нерегулируемая цена на мощность - дифф. по уровням напряжения ставка за электроэнергию двухставочной платы за услуги - дифф. по уровням напряжения ставка за мощность двухставочной платы за услуги
V	Двухставочный, почасовое планирование и учет	одноставочный тариф	- средневзвешенная нерегулируемая цена на э/э, дифф. по часам - средневзвешенная нерегулируемая цена на мощность - одноставочный дифф. по уровням напряжения тариф на услуги
VI	Двухставочный, почасовое планирование и учет	двухставочный тариф	- средневзвешенная нерегулируемая цена на э/э, дифф. по часам - средневзвешенная нерегулируемая цена на мощность - дифф. по уровням напряжения ставка за электроэнергию двухставочной платы за услуги - дифф. по уровням напряжения ставка за мощность двухставочной платы за услуги

Сайт Мосэнергосбыта: <http://mosenergobyt.ru/>

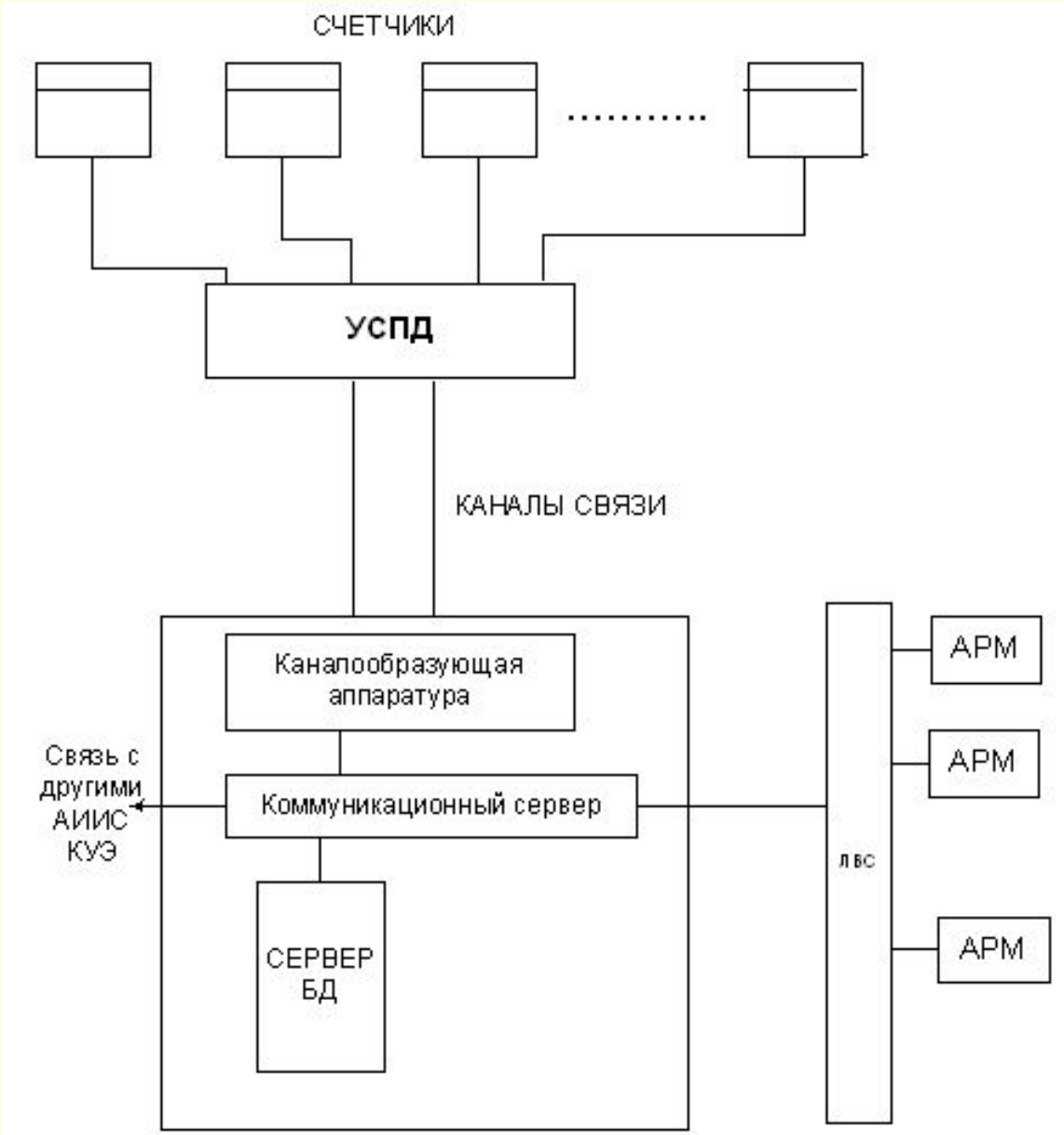
Стоимость услуг по передаче электроэнергии

Стоимость услуг **сетевых компаний** по передаче единицы электроэнергии, мощности устанавливается федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса индивидуально для сетевой компании или устанавливаются единые тарифы по сетям субъекта Российской Федерации на 1 год.

Каждая сетевая компания защищает расчет технологических потерь в базовом (прошедшем году) и норматив технологических потерь, который включается в тарифы в регулируемом году (вперед на 5 лет) и расчеты тарифов на передачу. **Потери электроэнергии – это одна часть затрат на транспорт электроэнергии.**

Другой частью затрат является **содержание электрических сетей** (ремонт, обслуживание, зарплата персонала сети и т.д.). Сетевые компании также рассчитывают свои расходы на содержание сетей и подают расчет тарифов.

Структурная схема АИИС КУЭ



Технические средства АИИС КУЭ

Структура автоматизированной системы учета зависит от количества счетчиков, их расположения, количества пользователей системы и имеет конфигурацию, соответствующую схеме предприятия. Набор компонентов системы достаточно стандартный:

- индукционные и электронные трехфазные счетчики активной и реактивной электроэнергии, доукомплектованные или имеющие встроенные (в электронных счетчиках) специальные датчики импульсов;
- информационно-измерительные системы (ИИС) и устройства сбора и передачи данных (УСПД), обеспечивающие сбор, обработку, накопление, хранение и передачу через каналы связи на верхний уровень управления информации о расходе электроэнергии и мощности в контролируемых точках; ;
- технические средства системы сбора и передачи информации от ИИС (УСПД) до серверов ЛВС предприятия, включая каналы связи, модемы, устройства коммутации сигналов и т.д.;
- система обеспечения единства времени (СОЕВ), чтобы обеспечивать единые временные срезы всех измеряемых величин по системе в целом и при передаче в АИИС верхнего уровня.
- вычислительная техника: сервер для хранения данных, локальная вычислительная сеть предприятия, персональные компьютеры рабочих станций
- специализированное программное обеспечение (СПО) для автоматизированных рабочих мест (АРМ).

По роду тока: - переменного

- постоянного

Количеству фаз: - однофазные (2 проводного включения в сети до 230 В)

- трехфазные (в сетях напряжением 380 В и выше).

Могут быть 3-проводного или 4-проводного включения

По классу точности: - обычные с классом точности 2.0, 1.0, 0.5, 0.2

- образцовые с классом точности

По элементной базе: 0.2, 0.03

- *электромеханические*, или *индукционные*, (с индукционной измерительной частью и механическим сумматором-индикатором);
- *гибридные* - с электронной измерительной частью и механическим сумматором или с индукционной измерительной частью и электронным сумматором-индикатором;
- *электронные* - со 100 % электронным исполнением как измерительной, так и показывающей частей.

КЛАССИФИКАЦИЯ ТРЕХФАЗНЫХ СЧЕТЧИКОВ

По виду энергии и направлению учета :

- активной мощности
- реактивной мощности
- однонаправленные (прямого или обратного потока)
- двунаправленные

По типу включения и величине тока

- **непосредственного**, или **прямого включения** - на стороне НН для счетчиков с максимальным током до 100 А,
- **трансформаторного включения** на стороне НН и/или ВН для счетчиков с номинальными токами $I_N = 1$ или $I_N = 5$ А;
измерительные трансформаторы ТТ и ТН служат для пропорционального и согласованного по фазе преобразования измеряемых переменных токов и напряжения до уровней, которые могут быть измерены стандартными слаботочными приборами

По количеству тарифов: -однотарифные счетчики

-2-, 3- и 4- тарифные

- многотарифные счетчики

Технические характеристики счетчиков

Класс точности- это наибольшая допустимая относительная погрешность счетчика, выраженная в %. (0,2;0,5;1,0;2,0;2,5).

Порог чувствительности определяется минимальное значение тока в процентах от номинального I_N , на которое счетчик начинает реагировать и вести процесс измерения; для индукционных счетчиков - 0,5 %, а для электронных - 0,05 % I_N ; некоторые изготовители указывают значение порога в виде минимальной мощности),

Максимальный ток. Счетчики допускают длительную перегрузку по току без нарушения правильности учета: для индукционных - 120-600 % I_N , а для электронных 200-1000 % I_N ,

Полная потребляемая мощность счетчика по цепям напряжения и тока ограничивается стандартом и составляет для индукционных счетчиков соответственно 3-6 ВА и 0,6 ВА, а для электронных - 1-3 ВА и 0,05- 1 ВА.

Рабочий температурный - в пределах от $\{0...+40^\circ \text{C}\}$ до $\{-45...+80^\circ \text{C}\}$.

Межповерочный интервал. Нормативный межповерочный интервал для однофазных и трехфазных счетчиков составляет 16 и 8 лет соответственно.

Средний срок службы обычно составляет 24-30 лет.

Технические характеристики индукционных счетчиков

Передаточное число счетчика – это число оборотов его диска, соответствующее единице измеряемой энергии. Например, 1 кВт*ч равен 450 оборотам диска. Передаточное число указывается на табличке счетчика.

Постоянная счетчика – это значение энергии, которое он измеряет за один оборот диска. Если передаточное число N имеет размерность “оборот на киловатт*час”, то его постоянная C , Вт*с/оборот определяется по выражению

$$C = 3600 * 1000 / N.$$

Емкость счетного механизма определяется числом часов работы счетчика при номинальном напряжении и токе, по истечении которых счетчик дает первоначальные показания. Согласно ГОСТ 6570 емкость должна быть не менее 1500 часов.

Технические характеристики электронных счетчиков

- **Общие временные и тарифные параметры:** отсчет значения текущего времени (час, мин, сек); отсчет даты; номер текущего тарифа; временные границы тарифных зон; временные границы зон контроля максимума и ограничений; постоянная суточная коррекция хода часов; время и дата перехода на зимнее/летнее время; и т.д.
- **Параметры энергии:** измеренная электроэнергия нарастающим итогом с момента включения счетчика, в том числе и по тарифным зонам; измеренная электроэнергия за каждые сутки каждого месяца текущего и прошлого годов и т.д.
- **Параметры мощности:** текущая мгновенная мощность; текущая усредненная за 1-, 3- или 5- мин мощность; текущая 30- минутная мощность с заданным интервалом усреднения (1, 3 или 5 мин); суточный график 30-минутных мощностей за каждые сутки каждого месяца текущего и прошлого года; и т.д.
- **Параметры максимальной мощности :** максимальная 30-минутная мощность за каждые сутки каждого месяца текущего и прошлого года;
- **Параметры диагностики и автодиагностики**
- **Показатели качества электроэнергии**

Классы точности коммерческих счетчиков активной электроэнергии

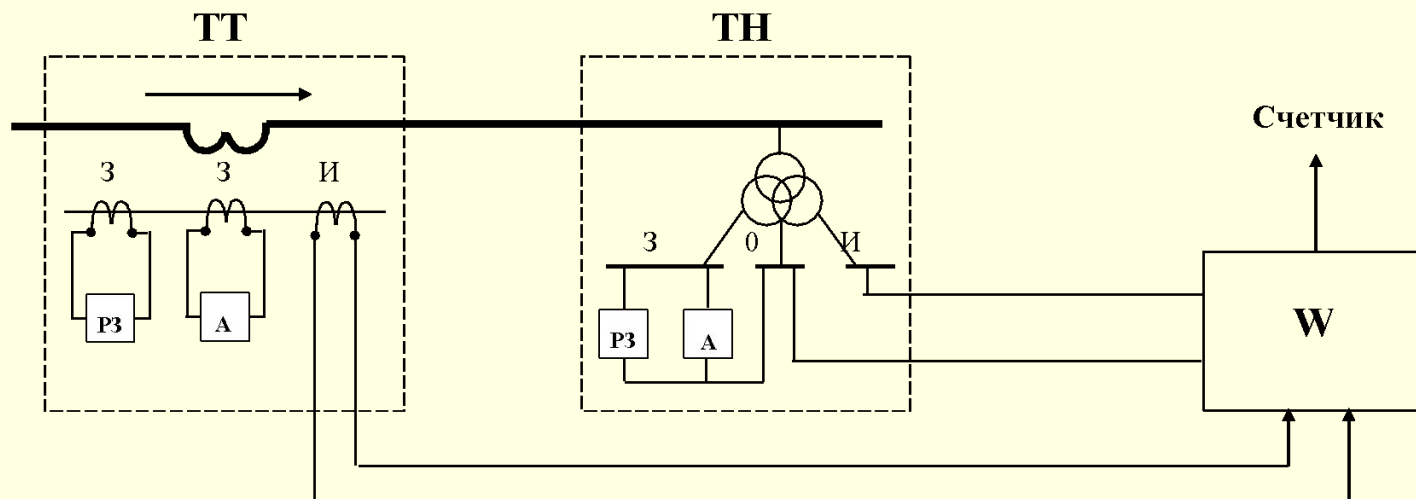
Таблица 1.

Классы точности коммерческих счетчиков активной электроэнергии

Объект учета электроэнергии	Класс точности счетчиков, не ниже:
Генераторы мощностью 50 МВт и более	0,2
Линии электропередачи напряжением 220 кВ и выше	0,2
Трансформаторы мощностью 63 МВА и более	0,2 (0,5)
Генераторы мощностью 12—50 МВт	0,5
Линии электропередачи напряжением 35-150 кВ	0,5 (0.5S)
Линии электропередачи и вводы напряжением 6—10 кВ с присоединенной мощностью 5 МВт и выше	0,5 (0.5S)
Прочие объекты учета	1(2)

- Классы точности измерительных трансформаторов тока (ТТ) и трансформаторов напряжения (ТН) для присоединения коммерческих счетчиков класса точности 0,2 принимаются, как правило, не ниже 0,2 (0,2S), для счетчиков класса 0,5 и 1 - не ниже 0,5 (0,5S) и для класса точности 2 - не ниже 1.

Общая схема учета электроэнергии



Измерительные трансформаторы тока (ТТ) и напряжения (ТН) служат для уменьшения измеряемых токов и напряжений до уровней, которые могут быть измерены стандартными слаботочными приборами. Для подключения приборов учета сейчас делаются отдельные измерительные обмотки ТТ и ТН. Прямое или непосредственное включение счетчиков без измерительных трансформаторов возможно только на стороне 0,4 кВ и ниже при максимальном токе нагрузки до 100 А. В сетях напряжением выше 1000 В для подключения приборов учета обязательны измерительные трансформаторы.

Количество измеренной счетчиком электроэнергии

Количество измеренной счетчиком электроэнергии $W_{сч}$ определяется как произведение разности показаний счетчика ($\Pi_1 - \Pi_2$) на расчетный коэффициент счетчика K_p :

$$W_{сч} = K_p (\Pi_1 - \Pi_2) .$$

Под расчетным коэффициентом счетчика понимают коэффициент пересчета его показаний от промежуточных единиц в единицы электроэнергии. Расчетный коэффициент счетчика определяется как произведение коэффициента счетчика, который указывается на табличке (паспортные данные), коэффициента трансформации ТТ и коэффициента трансформации ТН:

$$K_p = K_{p\ сч} K_{ТТ} K_{ТН}$$

Есть счетчики универсальные, под любые трансформаторы тока и напряжения, а есть трансформаторные, т.е. для ТТ и ТН с определенным коэффициентами трансформации. Счетчики непосредственного включения измеряют киловатт–часы и их $K_p = 1$.

Устройства сбора и передачи данных (УСПД)

УСПД - это микропроцессорное устройство (контроллер), используемое на промежуточном уровне АИИС и предназначенное для запроса и приема данных измерения и учета с нижнего уровня АИИС (от группы электросчетчиков) по цифровым или иным проводным интерфейсам, накопления и/или обработки полученных данных, передачи их в канал связи на верхний уровень АИИС, а также обратной передачи в счетчики с верхнего уровня служебных и/или иных данных.

- УСПД предназначено в первую очередь для обмена данными с электронными счетчиками по цифровым интерфейсам АИИС уровня счетчиков и по цифровым интерфейсам верхнего уровня через каналы связи с корпоративной компьютерной сетью (сервером или рабочей станцией).
- УСПД может передавать данные со значительно меньшей скоростью, а это снижает требования к каналам передачи данных.
- Относительно счетчиков, УСПД является центром сбора данных по своему объекту, с другой стороны для более высокого уровня УСПД является объектом - типа счетчик. По каждой стороне первичной (счетчики) и системной УСПД работает независимо по своим алгоритмам и фактически является буферным устройством сбора и хранения данных со всеми требованиями по хранению и защите информации от несанкционированного доступа

Каналы связи и интерфейсы

импульсные выходы (поверочные и/или телеметрические, релейные, оптоэлектрические, с открытым или активным коллектором) с фиксированным или программируемым коэффициентом {имп/кВтч}.

Цифровые интерфейсы:

- RS-232 (2-, 3-, 4-, 5- сигнальный)
- RS-422
- RS-485 (2- или 4-проводной)
- ИРПС (токовая петля 10 или 20 mA)
- ModBus (M- bus)
- Модем (встроенный)
- оптический интерфейс (по МЭК 1107)

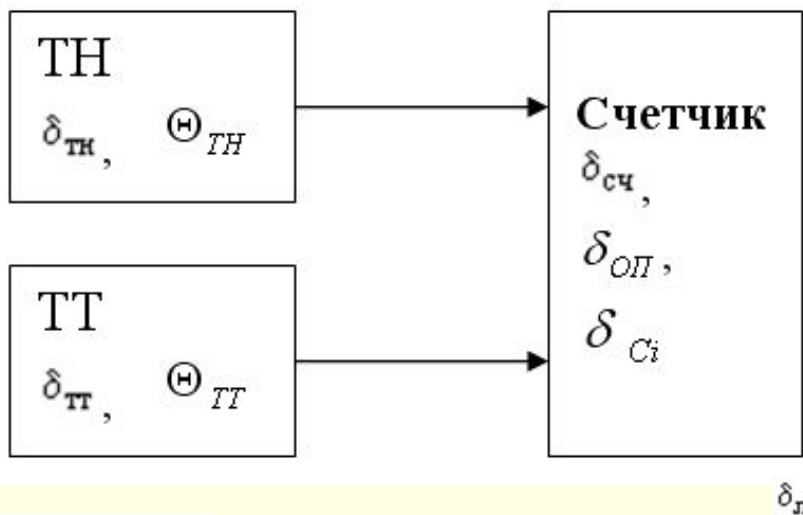
Система сбора данных со счетчиков строится по иерархическому принципу. По заданному алгоритму (времени) компьютер или УСПД посылают адресный запрос каждому счетчику, который в системе должен иметь свой уникальный идентификатор. По этому запросу счетчик передает в общем случае все новые параметры, которые добавились с момента последнего опроса, осуществляет корректировку времени синхронизации с центром сбора.

Каналы связи и каналообразующая аппаратура

К счетчикам можно подключить не только телефонные, но и радиомодемы, или ВЧ модемы, или сотовую связь, а также преобразователь интерфейса счетчика в Ethernet, для прямого подключения его к корпоративной компьютерной сети предприятия. От того, какие каналы связи используются с АИИС, выбирается каналообразующая аппаратура. Примеры каналообразующей аппаратуры:

- Модем для двухпроводных коммутируемых/выделенных линий;
- Мультиплексор;
- Сотовый модем;
- Спутниковый модем;
- Коммутаторы;
- Маршрутизаторы и др.

Погрешности измерительного комплекса



Предел допускаемой относительной погрешности измерительного комплекса рассчитывают по формуле:

$$\delta = \pm 1.1 \sqrt{\delta_{ТТ}^2 + \delta_{ТН}^2 + \delta_{л}^2 + \delta_{сч}^2 + \delta_{\theta}^2 + \delta_{о.п.}^2 + \sum_{i=1}^L \delta_{Ci}^2}$$

$\delta_{сч}$, $\delta_{ТТ}$, $\delta_{ТН}$ - основные допустимые погрешности счетчиков, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения при нормальных условиях (принимаются по значению классов точности), %;

$\delta_{л}$ - предел допустимых потерь напряжения в линиях присоединения счетчиков к ТН, %;

$\Theta_{ТТ}$, $\Theta_{ТН}$ - угловые погрешности трансформаторов тока и напряжения;

$\delta_{оп}$ - погрешность отсчета показаний счетчика;

Дополнительные погрешности

$$\sum_{i=1}^L \delta_{Ci}^2$$

Дополнительные погрешности, вызванные влиянием i -й внешней величины; L – число внешних влияющих величин. К внешним факторам, обуславливающим дополнительные погрешности, относятся:

- заниженный коэффициент мощности нагрузки;
- влиянием магнитных и электрических полей;
- недогрузка/перегрузка системы учета;
- несимметрия и несинусоидальность токов и напряжений;
- недопустимо низкая температура

Погрешности трансформаторов тока

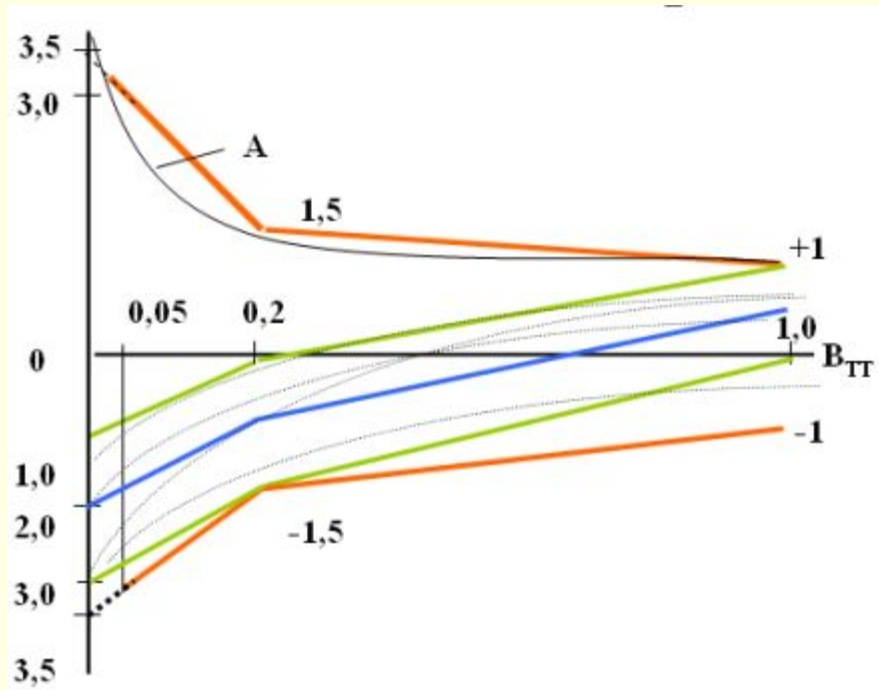


Рис.1 Поле допустимых токовых погрешностей ТТ по ГОСТ 7746 и рабочая область нагрузочных характеристик.

$\beta_{ТТ}$ - коэффициент токовой загрузки

Допустимые погрешности ТТ в соответствии с ГОСТ 7746 нормируются в трех точках, соответствующих токовой нагрузке 100, 20 и 5%. Погрешности ТТ классов точности 0,5 и 1,0 в этих точках не должны выходить за пределы $K_{ТТ}$; 1,5 $K_{ТТ}$ и 3,0 $K_{ТТ}$, где $K_{ТТ}$ – класс точности трансформатора тока. Это означает, что фактическая погрешность ТТ при малых нагрузках может быть в 1,5-3 раза больше класса точности.

Причины низкой токовой загрузки ТТ

Как следует из рисунка, для большинства ТТ погрешность измерения малых нагрузок находится в отрицательной области.

Причины низкой токовой загрузки ТТ:

- фактические нагрузки ниже проектируемых;
- дискретность шкалы номинальных токов ;
- средний ток ТТ существенно меньше максимального;
- условия динамической устойчивости.

Зависимость систематической Δ погрешностей от коэффициента токовой нагрузки и класса точности приведены в таблице

Зависимости токовых погрешностей ТТ
от коэффициента токовой загрузки и класса точности

$\beta_{\text{ТТ}}$, <u>отн.ед.</u>	$\Delta_{\text{ТТ}}$, %	
	Трансформаторы тока с номинальным током $I_{\text{НОМ}}$	
	До 1000 А	Свыше 1000 А
$\beta_{\text{ТТ}} \leq 0,05$	$30(\beta_{\text{ТТ}} - 0,0833)K_{\text{ТТ}}$	$\frac{625}{I_{\text{НОМ}}} (\beta_{\text{ТТ}} - 1,0)K_{\text{ТТ}}$
$0,05 < \beta_{\text{ТТ}} \leq 0,2$	$3,33(\beta_{\text{ТТ}} - 0,35)K_{\text{ТТ}}$	
$\beta_{\text{ТТ}} > 0,2$	$0,625(\beta_{\text{ТТ}} - 1,0)K_{\text{ТТ}}$	

Значение случайной погрешности $\delta_{\text{ТТ}}$ принимают равной классу точности трансформатора тока

Определение эквивалентного коэффициента загрузки ТТ

35

Погрешности измерения электроэнергии с помощью ТТ определяются не максимальным, а средневзвешенным (эквивалентным) коэффициентом токовой загрузки ТТ, который всегда ниже максимального значения :

$$\beta_{ТТэкв} = \frac{\sum_{i=1}^n \beta_{ТТ} I_i}{\sum_{i=1}^n I_i};$$

где n- число ступеней графика тока ТТ

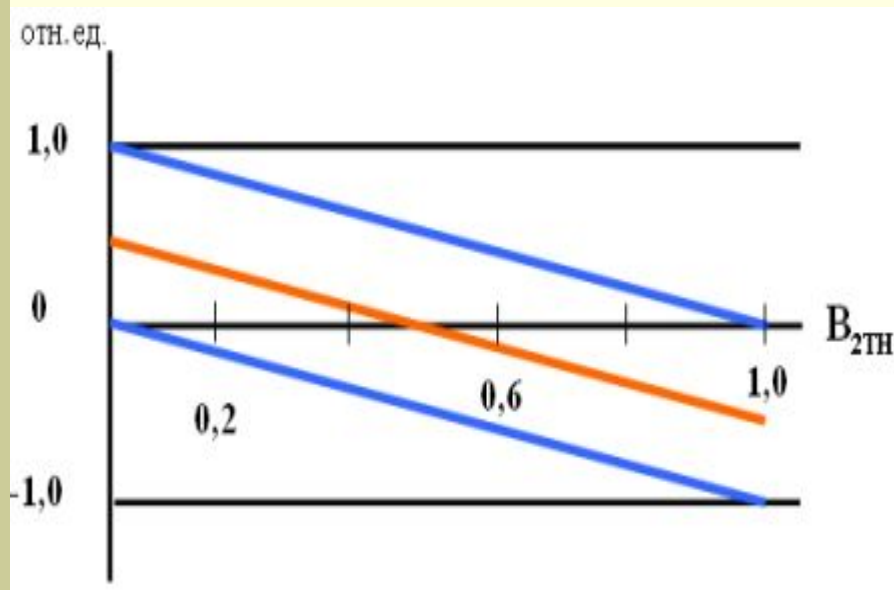
Если нет данных о графике нагрузки контролируемого присоединения, то используют следующие формулы:

$$\beta_{ТТэкв} = \beta_{ТТср} \frac{1 + 2K_3}{3K_3};$$

$$\beta_{ТТср} = \frac{W}{T \cos \varphi \sqrt{3} U_{ном} I_{ном}} 10^3$$

W подставляют в тысячах киловатт-часов, $U_{ном}$ – в киловольтах, $I_{ном}$ - в амперах, K_3 – коэффициент заполнения графика нагрузки.

Погрешности трансформаторов напряжения



Формулы для систематической $\Delta_{ТН}$ и случайной $\delta_{ТН}$ погрешностей ТН по модулю напряжения:

$$\Delta_{ТН} = (0,5 - \beta_{2ТН}) K_{ТН};$$

$$\delta_{ТН} = \pm 0,5 K_{ТН};$$

Поле допустимых погрешностей ТН в отличие от ТТ имеет одинаковую ширину во всем диапазоне коэффициента загрузки вторичной цепи $\beta_{2ТН}$. Зависимость погрешности ТН от загрузки вторичной цепи имеет вид, приведенный на рисунке. Средняя линия представляет собой математическое ожидание систематических погрешностей всех ТН, используемых на объекте, а боковые - границы рабочей области поля допустимых погрешностей. Очевидно, что при больших нагрузках вторичных цепей ТН погрешность также уходит в отрицательную область.

Угловые погрешности ТТ и ТН

Дополнительная погрешность измерения активной составляющей тока обусловлена влиянием угловой погрешности ТТ. Поле допустимых угловых погрешностей ТТ имеет такой же вид, как и поле допустимых токовых погрешностей. Но наиболее заполненными областями являются нижняя в зоне $\beta_{ТТ}=1,0$ и верхняя - в зоне малых значений $\beta_{ТТ}$. Нормированная угловая погрешность составляет 60 мин для класса 1,0 и 30 мин для класса точности 0,5:

$$d^{\ominus}_{ТТ} = 60 K_{ТТ}$$

Характеристики угловых погрешностей ТН располагаются аналогично характеристикам погрешностей измерения модуля напряжения. Нормированные угловые погрешности составляют ± 40 мин для класса 1,0 и ± 20 мин для класса 0,5, т.е. :

$$d^{\ominus}_{ТН} = 40 K_{ТН}$$

При малых токовых нагрузках ТТ погрешность измерения угла увеличивается в плюс, при больших нагрузках вторичной цепи ТН погрешность измерения угла увеличивается в минус, в результате оба фактора увеличивают разность углов приводя к уменьшению активной и увеличению реактивной энергии, т. е. тоже к недоучету энергии.

Погрешность счетчиков

В среднем сроки службы после последней поверки всей массы индукционных счетчиков находятся в середине межповерочных интервалов, т.е. составляют соответственно 8 и 4 года, средний тренд систематической погрешности составляет приблизительно минус 0,2 отн. ед.

$$\Delta_{\text{сч}} = - 0,2 T_{\text{пов}} K_{\text{сч}}$$

где $K_{\text{сч}}$ – класс точности счетчика;

$T_{\text{пов}}$ – срок службы счетчика после последней поверки.

Для электронных счетчиков принимают $\Delta_{\text{сч}} = 0$. Значение случайной погрешности $\delta_{\text{сч}}$ принимают равным классу точности для обоих типов счетчиков.

Пороги чувствительности индукционных счетчиков

Класс точности счетчика	0,5	1,0	2,0	2,5
Порог чувствительности по току, %	0,3	0,4	0,45	1,0
Порог чувствительности по акт. мощности, %	0,25	0,34	0,38	0,85

измерительного комплекса учета электроэнергии

Расчетные выражения для систематической и случайной составляющих инструментальной погрешности измерительного комплекса в самом общем виде имеют вид, %

$$\Delta_{ИК} = \Delta_{ТТ} + \Delta_{ТН} + \Delta_{СЧ} - \Delta U_{ТН}$$

$$\delta_{ИК} = \pm 1,1 \sqrt{\delta_{ТТ}^2 + \delta_{ТН}^2 + \delta_{СЧ}^2}$$

где $\Delta U_{ТН}$ - потеря напряжения во вторичной цепи ТН, ;

$\Delta_{ТТ}$ и $\delta_{ТТ}$ определяют по таблице погрешностей ТТ;

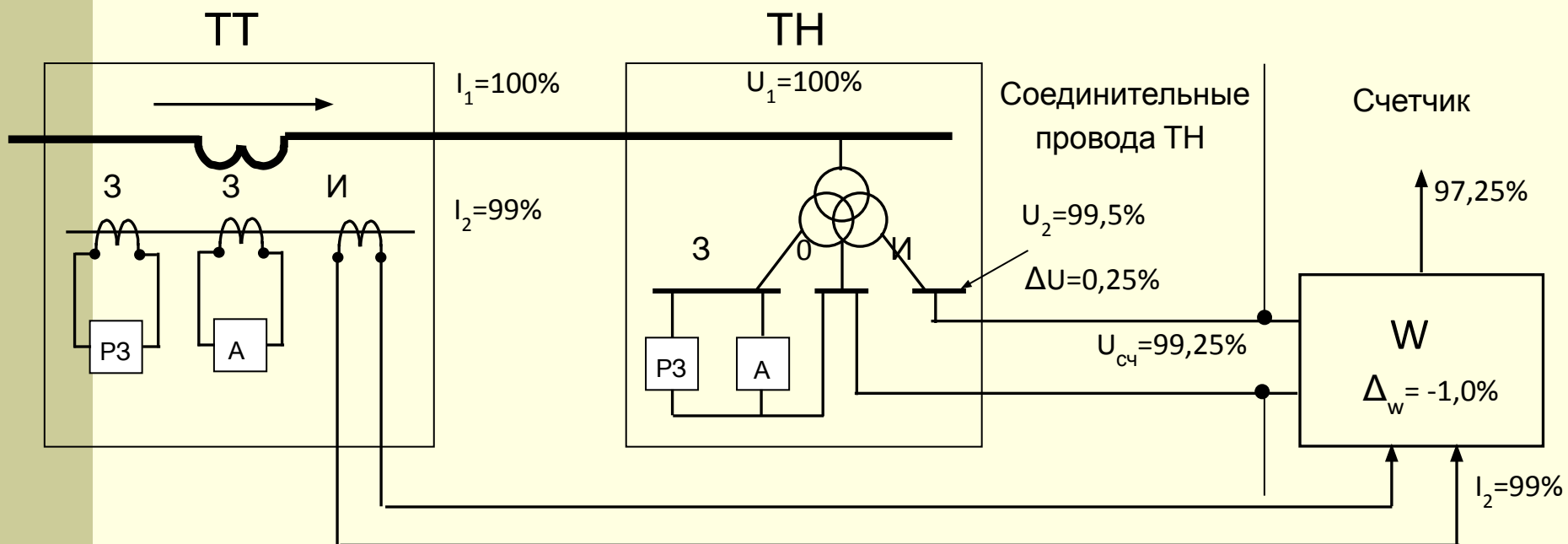
$\Delta_{ТН}$ и $\delta_{ТН}$ определяют по формулам для погрешностей ТН.

Обычно $\Delta_{ТН}$ принимают равной 0, а $\delta_{ТН}$ классу точности, т.к. точно не известна угловая погрешность ТН.

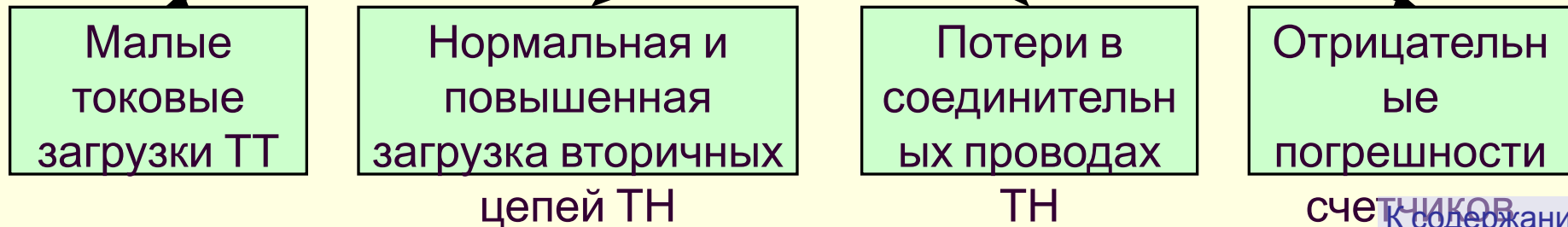
Допустимый уровень потерь напряжения в соединительных проводах

Принимают равным половине класса точности ТН.

Причины недоучета электроэнергии на энергообъекте



Причины недоучета электроэнергии



Этапы внедрения АИИС КУЭ

- Обследование предприятия;
- Разработка и согласование технико-коммерческого предложения (ТКП);
- Выбор поставщиков и подписание договора;
- Разработка, согласование и утверждение технических условий (ТУ), технического задания (ТЗ) на проект и согласование проекта с различными инстанциями;
- Производство и поставка оборудования;
- Выполнение монтажных, наладочных и пуско-наладочных работ;
- Обучение;
- Сдача системы в опытно-промышленную эксплуатацию, поверка системы и ее перевод в промышленную эксплуатацию;
- Гарантийное и послегарантийное обслуживание.
- Техническая и консультационная поддержка во все время существования системы.

Технические и программные средства АИИС, применяющиеся для коммерческого учета электроэнергии должны быть обязательно аттестованы и сертифицированы.

Информационное обеспечение АИИС КУЭ

Информационное обеспечение состоит из документов, регламентирующих работу АИИС КУЭ, работу обслуживающего персонала АИИС КУЭ, методик и нормативов, в соответствии с которыми выполняются те или иные действия в процессе работы системы. А также информации, которая образуется в процессе функционирования АИИС КУЭ:

- измеренные величины;
- техническая и технологическая информация;
- информация для сторонних систем КУЭ;
- отчетная и диагностическая информация.

При взаимодействии всех компонентов системы осуществляется обмен технической и технологической информацией об измерениях произведенных на объекте и состоянии оборудования на нем. Переданная информация размещается в базах данных на сервере системы. На основании информации, находящейся в БД, возможно:

- осуществлять контроль за потребляемой и потребленной электроэнергией;
- осуществлять контроль за состоянием оборудования;
- формировать отчеты;
- формировать данные для передачи в ИАСУ НП «АТС» и другим субъектам рынка.

Программное обеспечение АИИС КУЭ

Программы, использованные в АИИС, находятся на дисках сервера. База данных АИИС находится на диске сервера баз данных. Программы АИИС обеспечивают выполнение функций системы по сбору информации, предоставлению информации пользователю в различных формах и формированию электронных форм отчетных документов. База данных АИИС может быть построена на основе СУБД, например, Oracle SE, SQL Server или других, и обеспечивает хранение всей информации системы:

- первичных и расчетных данных;
- диагностической информации;
- описание коммуникаций;
- описание электрических схем;
- описание расчетных схем.

Состав и архитектура ПО обычно имеет архитектуру «клиент-сервер» и состоит из следующих компонентов:

- ПО коммуникационного сервера, которое реализует параллельный опрос счетчиков по одной или нескольким линиям связи, а также информационное взаимодействие с центрами сбора и обработки данных;
- ПО расчетного сервера, осуществляющее диагностику полноты данных;
- ПО сервера базы данных и приложений;
- клиентского ПО автоматизированных рабочих мест.

АИИС КУЭ для оптового и розничного рынка АльфаЦЕНТР

- ПО **АльфаЦЕНТР** (www.izmerenie.ru) Предназначена для автоматического параллельного опроса счетчиков электроэнергии и УСПД с использованием различных типов каналов связи и коммуникационного оборудования. СУБД ORACLE.
 - Расчет электроэнергии с учетом временных зон и т. д.
 - Нахождение максимумов мощности для каждой временной зоны.
 - Представление данных для анализа в табличном и графическом виде.
 - Опрос параметров сети и вывод результата в виде графиков за день.

ПО для АИИС КУЭ для оптового и розничного рынка Пирамида 2000

- ПО «Пирамида 2000» (<http://www.sicon.ru/prod/po/pyramid2000>) является ключевой составляющей информационно-измерительной системы (ИИС) «Пирамида» и применяется для формирования вычислительной среды в центрах сбора и обработки данных (ЦСОД), диспетчерских центрах.
- По совокупности решаемых задач в ИС на базе ПО «Пирамида 2000» условно выделяются три уровня:
 - [сбор и хранение данных, автоматизация расчётов](#);
 - [визуализация, мониторинг, управление локальным процессом](#);
 - [аналитика, контроль технологического процесса, помощь в принятии решений](#).
- В качестве СУБД используется [Microsoft SQL Server](#) или [Oracle Database](#).
- В различных регионах России ПО «Пирамида 2000» успешно эксплуатируется в связке с системой управления сбытом энергии [«Инфоэнерго-АСУСЭ»](#), системой управления энергоресурсами [«GlobalEnergy»](#), системой управления ресурсами предприятия [«Microsoft Dynamics AX»](#), продуктами компании [«1С»](#).

АИИС КУЭ для розничного рынка

- ПО **Матрица** (www.matritca.ru). Система способна вести учет электроэнергии в пределах отдельной трансформаторной подстанции, города, административного района. Нарращивание системы производится за счёт простого монтажа новых счетчиков и УСПД.
- Контроль текущих параметров сети: мощности, напряжения, частоты, тока, дифференциального тока, - с возможностью отключения встроенного силового реле при выходе параметров за допустимый диапазон. Это позволяет защитить оборудование абонента в случае возникновения аварийной ситуации, а также бороться с попытками хищения отбора электроэнергии.
- За счет встроенного управляемого силового реле можно контролировать нагрузку абонента в соответствии с договором и производить ограничение режима электропотребления в случае несоблюдения условий договора. Кроме того, система позволяет контролировать загруженность линий и оборудования в часы пиковых нагрузок.
- Интеграция с любой биллинговой системой за счет использования стандартной СУБД MS SQL Server.

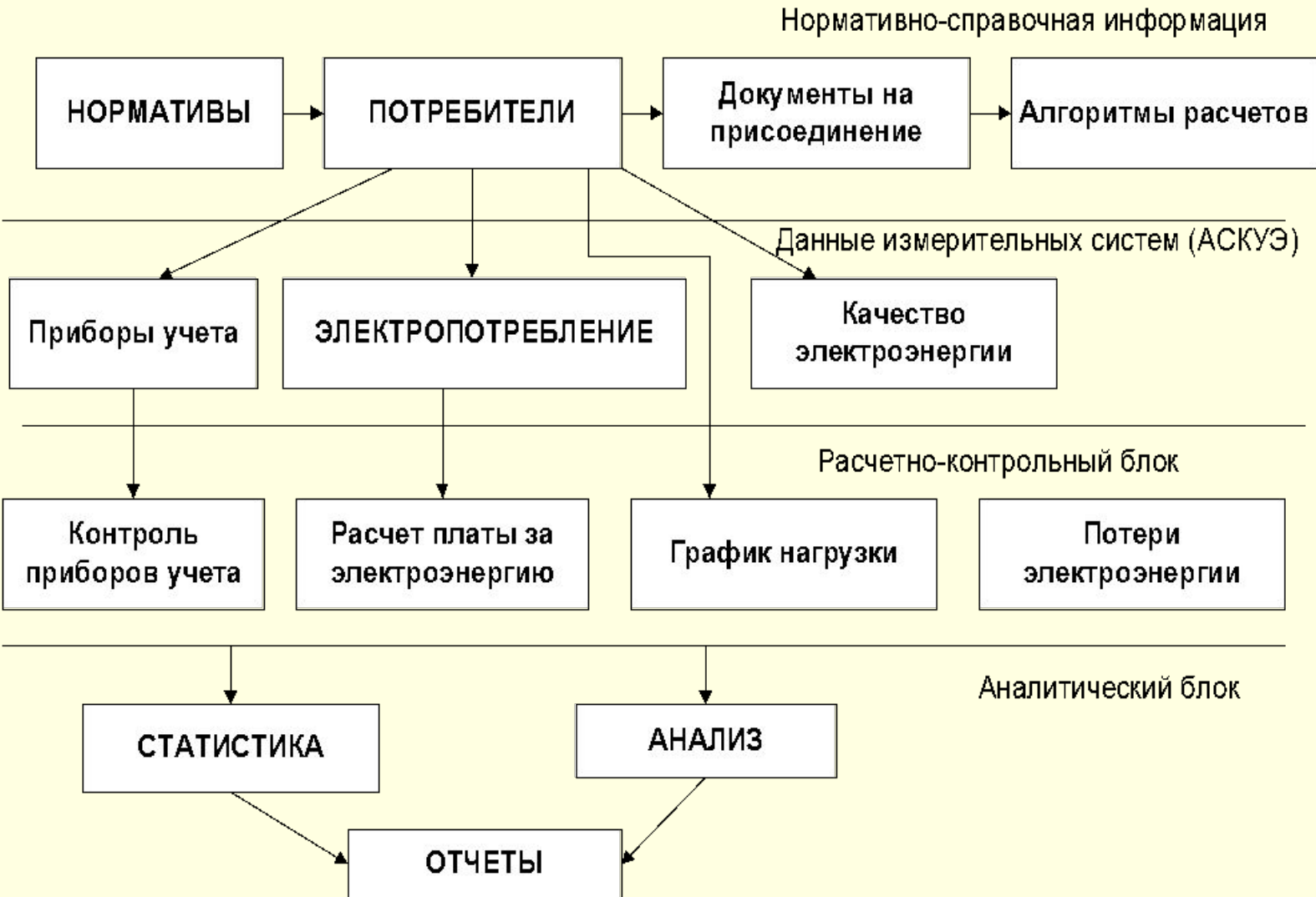
Примеры ПО для АИИС КУЭ

Программы АРМ разрабатываются в соответствии с функциями и должностными обязанностями пользователей системы: мастера по учету электроэнергии сетевой организации, главного энергетика промпредприятия, инспектора (контроллера) сбытовой организации, инженера метрологической службы, оператора и бухгалтера сбытовой организации и т.д. На своем рабочем месте пользователь осуществляет просмотр и анализ нужной информации, печатает отчеты в соответствии с установленными формами.

Специализированное программное обеспечение (СПО) рабочих мест АИИС КУЭ для распределительной сетевой компании должно состоять из программных блоков, функционально связанных исходными данными и результатами их программной обработки:

- Блок нормативно-справочной информации
- Базы данных измерительных систем;
- Контрольно-расчетный блок;
- Аналитический блок

Структура СПО системы КУЭ



Блок нормативно-справочной информации

- данные нормативных документов, относящихся к вопросам потребления электроэнергии и ее оплате;
- хранение, обновление и накопление архивной информации по индивидуальным данным потребителей и абонентов (тип потребителя, тип плит пищевого приготовления, тип сооружения, тип льгот и т.д.);
- автоматизированное хранение и обновление, по мере необходимости, документов, сопровождающих присоединение каждого потребителя и абонента к электрической сети, договоров на электроснабжение с приложениями;
- база знаний по методам расчетов за электроэнергию в зависимости от характера потребителя и абонента, его индивидуальных признаков

Блок данных ИИС

- хранение и накопление информации о реальном электропотреблении каждым потребителем и абонентом;
- просмотр данных о структуре технических средств АИИС (счетчиках, УПСД, каналов связи, трансформаторов тока и напряжения) их состоянии, характеристиках, местах установки;
- определение расчетного (прогнозного) электропотребления каждого потребителя или абонента на основании его характеристик и предыдущей статистики ;
- хранение данных и протоколов по контролю показателей качества ЭЭ, измеренных приборами параметров ЭЭ и хранение архивов данных о нарушениях.

Контрольно-расчетный блок

- хранение данных о выполнении проверок приборов учета, трансформаторов тока и напряжения, замен приборов учета; данные о аварийных состояниях приборов учета, трансформаторов тока и напряжения;
- автоматизированное хранение, обновление и накопление информации о *реальной* плате за электропотребление каждым потребителем и абонентом ;
- автоматизированное хранение, обновление информации о *расчетной* плате за электропотребление каждым потребителем и абонентом ;
- автоматизированное хранение суточных графиков нагрузки абонентов по приборам учета;
- автоматизированное хранение графиков нагрузки заявленных потребителями в договорах на электроснабжение и автоматизированное хранение типовых графиков нагрузки потребителей и абонентов;
- расчет коэффициентов, характеризующих реальные и статистические режимы электропотребления.
- автоматизированный расчет реальных потерь электроэнергии по участкам сети по данным платежных документов, их хранение и накопление по месяцам и годам;
- расчет технических потерь электроэнергии, их хранение и накопление;
- оценка коммерческих потерь ЭЭ.

просмотра систематизированных данных по:

- *реальному* электропотреблению и реальной оплате ЭЭ отдельных потребителей, групп потребителей в соответствии с их типами, группами, типами льгот, характеру производства и т.д.;
- *расчетному (прогнозному)* электропотреблению и расчетной оплате ЭЭ отдельных потребителей, групп потребителей в соответствии с их типами, группами, типами льгот, характеру производства и т.д.;
- сравнение *графиков нагрузки* потребителей реальных, типовых и статистических с расчетным с целью выявления их динамики и случаев *внезапных их изменений*;
- анализ режимов электропотребления однотипных потребителей и абонентов а также целых фидеров с целью выявления случаев *внезапных их изменений*;
- статистика по приборам учета (по типам, времени эксплуатации, регулярности проверок, состоянию и т.д.);
- автоматизированный анализ информации по *приборам учета, трансформаторам тока и напряжения с целью выявления выборочных мест проверки*, вместо работы по массовому их контролю;
- сравнительный анализ величин *реальных, технических и коммерческих потерь* электроэнергии для участков сети с целью выявления потребителей, абонентов участвующих в образовании коммерческих потерь.
- формирование и печать отчетов по *установленным формам и данным аналитического блока*.