

Системы учета и контроля электроэнергии

НИУ «МЭИ»

К.т.н., доцент Сипачева О.В.

Ст. преподаватель Мельников П.В.



ПРИНЦИПЫ ОРГАНИЗАЦИИ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Электроэнергия – это товар, за который нужно обязательно платить, причем по рыночной стоимости.

- ❑ Прошло то время, когда учет заключался в снятии показаний счетчиков и занесении цифр в отчетную форму.
- ❑ Учет - это сложный процесс определения учетных показателей с вычислением погрешностей косвенных и совокупных измерений, составления системы балансовых уравнений и восстановление утраченной и неверной информации.
- ❑ Технические средства учета электроэнергии - многоуровневые автоматизированные системы, использующие последние достижения цифровой обработки сигналов, новейшие каналы связи, устройства синхронизации времени и все более сложные программные комплексы.
- ❑ Вопросы организации и автоматизации учета надо рассматривать как “наведение порядка в своем хозяйстве”, и нельзя рассматривать как средство получения прибыли.

Коммерческий и технический учет

Определение из ПУЭ:

- **Коммерческим (расчетным)** учетом электроэнергии называется учет выработанной, а также отпущенной потребителям электроэнергии для денежного расчета за нее. Счетчики, устанавливаемые для расчетного учета, называются расчетными счетчиками.
- **Техническим (контрольным)** учетом электроэнергии называется учет для контроля расхода электроэнергии внутри электростанций, подстанций, предприятий, в зданиях, квартирах и т. п. Счетчики, устанавливаемые для технического учета, называются счетчиками технического учета

Коммерческий и технический учет

- Для современного этапа развития рыночных отношений в энергетике под коммерческим учетом понимается взаимосвязанный процесс получения, отображения и регистрации информации о движении товарной продукции в целях проведения финансовых расчетов за нее с использованием установленных государственными органами методик и форм документов. Информацией для коммерческого учета могут служить результаты измерений или иные предусмотренные договорами данные.
- Организация технического учета представляет собой процесс получения, отображения и регистрации информации для целей государственной, ведомственной и корпоративной отчетности, а также для удовлетворения требованиям управления предприятием. Статическая техническая отчетность очень важна для планирования режимов работы технологического оборудования, определения технико-экономических показателей, экономического и финансового анализа работы предприятий.

ЦЕЛИ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

- Цели создания любых систем коммерческого и технического учета, выполняемые данными системами функции, их технического, организационное и правовое воплощение должны быть адекватны целям учета в зависимости от роли предприятия на рынке электрической энергии
- От роли предприятия на рынке электроэнергии зависят цели и задачи учета, которые можно определить термином – учетная политика.

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;
- планирование и учет установки, поверки, ремонтов и замены электросчетчиков и информационно-измерительных систем;
- 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.

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

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.

УЧЕТНАЯ ПОЛИТИКА

- **Учетная политика** - это набор методик и форм ведения коммерческого и технического учета, а также конкретных способов сбора информации исходя из установленных правил работы рынка, особенностей деятельности органа администрирования торговой системы, требований производственной необходимости и контролирующих органов.
- Учетная политика предусматривает наличие набора **учетных показателей**, т.е. физических и финансовых величин, необходимых для количественного описания. Каждому физическому учетному показателю соответствует его информационный аналог, полученный либо с помощью измерений, либо расчетным путем, либо комбинацией расчетов и измерений.
- При создании и функционирования систем коммерческого и технического учета следует различать постановку и **решение учетных и измерительных задач**. Результаты решения учетной задачи должны выступать в качестве основных условий измерительной задачи.
- Средством решения измерительной задачи являются измерительные системы, а результатом решения – результаты измерений, которые носят **вероятностный характер** и представляют собой **не конкретное число, а интервал**, внутри которого с некоторой вероятностью находится истинное значение измеряемой величины.

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 – выходы 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

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**.

На электростанциях расчетные счетчики устанавливаются:

- на генераторах;
- на трансформаторах собственных нужд (СН);
- на линиях, присоединенных к шинам основного напряжения собственных нужд;
- у потребителей электроэнергии на хозяйственные нужды;
- на межсистемных линиях электропередачи;
- на линиях, принадлежащим потребителям, присоединенным непосредственно к шинам электростанций;
- на резервных возбудителях.

На подстанции сетевой компании счетчики устанавливаются:

- для каждой отходящей линии электропередачи, принадлежащей потребителям;
- для межсистемных линий электропередачи — по два счетчика со стопорами (или двунаправленный счетчик), учитывающих отпущенную и полученную электроэнергию; при наличии ответвлений от этих линий в другие энергосистемы — по два счетчика со стопорами (или двунаправленный счетчик), учитывающих полученную и отпущенную электроэнергию, на вводах в подстанции этих энергосистем;
- на трансформаторах СН;
- для линий хозяйственных нужд или посторонних потребителей (поселок и т. п.), присоединенных к шинам СН;
- для каждого обходного выключателя или для шиносоединительного (междусекционного) выключателя, используемого в качестве обходного для присоединений, имеющих расчетный учет, — два счетчика со стопорами (или двунаправленный счетчик).

Счетчики для технического учета

Следует устанавливать на подстанциях напряжением 35 кВ и выше энергосистем: на сторонах среднего и низшего напряжений силовых трансформаторов; на каждой отходящей линии электропередачи 6 кВ и выше, находящейся на балансе энергопредприятия. На предприятиях следует предусматривать техническую возможность установки (в условиях эксплуатации) стационарных или применения инвентарных переносных счетчиков для контроля за соблюдением лимитов расхода электроэнергии цехами, технологическими линиями, отдельными энергоемкими агрегатами, для определения расхода электроэнергии на единицу продукции или полуфабриката.

Счетчики реактивной электроэнергии должны устанавливаться:

- на тех же элементах схемы, на которых установлены счетчики активной электроэнергии для потребителей, рассчитывающихся за электроэнергию с учетом разрешенной к использованию реактивной мощности;

- на присоединениях источников реактивной мощности потребителей, если по ним производится расчет за электроэнергию, выданную в сеть энергосистемы, или осуществляется контроль заданного режима работы.

Баланс электроэнергии на объекте

$$W_{o.c.} = W_{п.о.} + \Delta W,$$

$W_{o.c.}$ – электроэнергия, отпущенная в сеть;

$W_{п.о.}$ – полезно отпущенная (оплаченная) электроэнергия;

ΔW - потери электроэнергии в электрической сети.

Относительные потери равны:

$$\Delta W = (W_{o.c.} - W_{п.о.}) / W_{o.c.} * 100 \%$$

УКРУПНЕННАЯ СТРУКТУРА ОТЧЕТНЫХ ПОТЕРЬ



Основные термины и определения

Технические потери – потери электроэнергии, обусловленные физическими процессами в проводах и электрооборудовании, происходящими при передаче ЭЭ по электрическим сетям.

Система учета электроэнергии - совокупность измерительных комплексов, обеспечивающих измерение поступления и отпуска электроэнергии из сети, включающих в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), напряжения (ТН), электрические счетчики, соединительные провода и кабели.

Потери электроэнергии, обусловленные инструментальными погрешностями ее измерения - суммарный небаланс электроэнергии (недоучет), обусловленный техническими характеристиками и режимами работы всех измерительных комплексов поступления и отпуска электроэнергии.

Основные термины и определения

Технические потери – потери электроэнергии, обусловленные физическими процессами в проводах и электрооборудовании, происходящими при передаче ЭЭ по электрическим сетям.

Технологические потери электроэнергии - сумма технических потерь, расхода ЭЭ на собственные нужды подстанций и потерь, обусловленных инструментальными погрешностями измерения электроэнергии.

Нормирование потерь электроэнергии – установление приемлемого (нормального) по экономическим критериям уровня потерь ЭЭ (норматива потерь), включаемого в тарифы на электроэнергию.

Детальная структура потерь электроэнергии

Отчетные потери

Технические потери

Нагрузочные

в линиях

в силовых трансформаторах

в ТТ

в высокочастотных заградителях

в токоограничительных реакторах

Холостого хода

в силовых трансформаторах

в компенсирующих устройствах

в ТН, счетчиках и устройствах ВЧ связи

в изоляции кабельных линий

Климатические

на корону

от токов утечки по изоляторам воздушных линий

Расход на собственные нужды подстанций и плавку гололеда

24 типа электроприемников

Недоучет электроэнергии

Режимы работы ТТ, ТН и счетчиков

Коммерческие потери

Способы расчета полезного оптуска

Контроль за потреблением энергии

Покупательная способность населения

Инструментальные потери электроэнергии

Инструментальные потери электроэнергии, обусловленные инструментальными погрешностями ее измерения. Данная составляющая потерь определяется на основе данных о метрологических характеристиках и режимах работы приборов учета и измерительных преобразователей.

Небалансы являются следствием неточной фиксации приборами составляющих баланса, а также наличием расхода, который вообще не фиксируется приборами: технических потерь на объекте, значение которых определяется расчетным путем, и коммерческих потерь, которые объясняются не характеристиками объекта, а воздействием внешних факторов.

КЛАССИФИКАЦИЯ СЧЕТЧИКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

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 0.2 – 0.03

По элементной базе:

- *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 $I_N = 1\text{А}$ или $I_N = 5\text{А}$;
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.

Технические характеристики счетчиков

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.

Передаточное число счетчика – это число оборотов его диска, (число импульсов) соответствующее единице измеряемой энергии. Например, 1 кВт*ч равен 450 (импульсов) 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 $C, \text{Вт*с/оборот}$ определяется по выражению

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

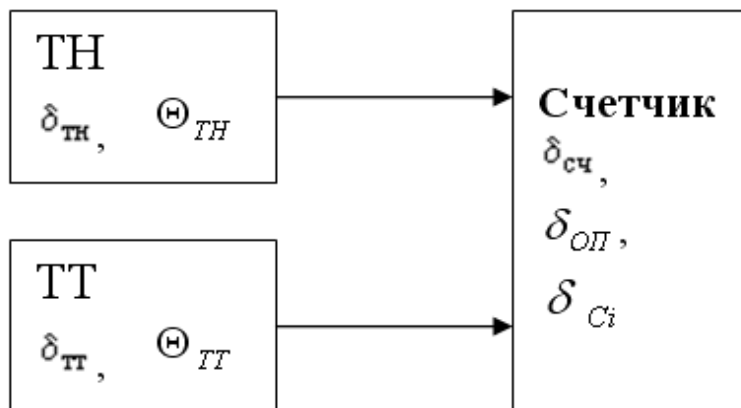
Технические характеристики электронных счетчиков

- **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.
-

Технические характеристики электронных счетчиков

- **Параметры максимальной мощности** : максимальная 30-минутная мощность за каждые сутки каждого месяца текущего и прошлого года, значение максимальной пиковой мощности, время которой превышает пусковые режимы оборудования;
- **Параметры диагностики и автодиагностики**: таймер от зависания, измерительной части, памяти, напряжений питания, заряда литиевой батареи;
- **Показатели качества электроэнергии** : отключение фазных напряжений, провалы напряжений, несимметрию, наличие гармоник.

Погрешности измерительного канала



Предел допускаемой относительной погрешности измерительного канала рассчитывают по формуле:

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

$\delta_{сч}$, $\delta_{ТТ}$, $\delta_{ТН}$ 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;

$\delta_{о.п.}$ - 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

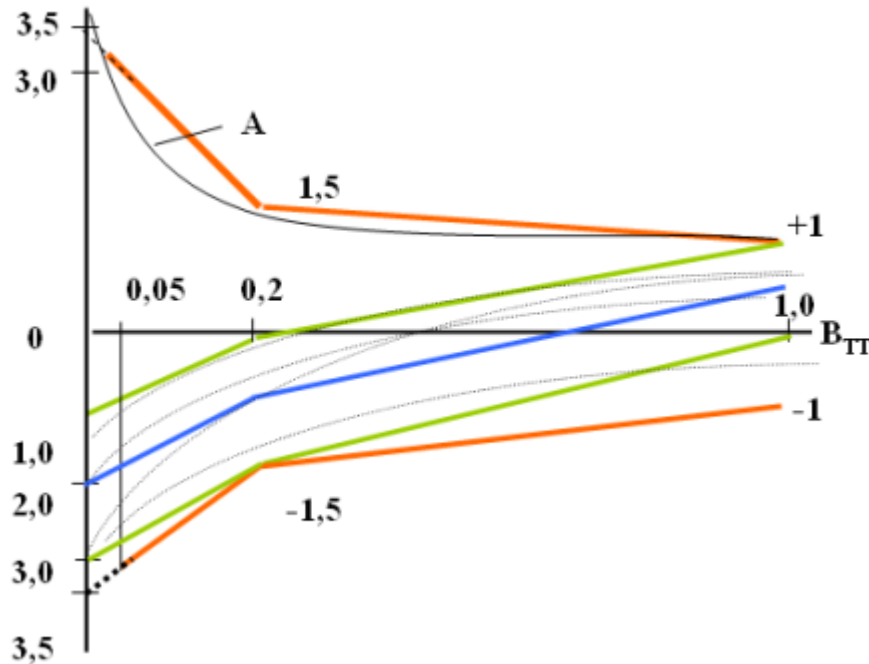


Рис.1 Поле допустимых токовых погрешностей ТТ по ГОСТ 7746 и рабочая область нагрузочных характеристик.

$\beta_{ТТ}$ - 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 $К_{ТТ}$; 1,5 $К_{ТТ}$ и 3,0 $К_{ТТ}$, где $К_{ТТ}$ – 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.

Зависимости систематической Δ и случайной токовых погрешностей от коэффициента токовой нагрузки и класса точности приведены в таблице

Зависимости токовых погрешностей ТТ
от коэффициента токовой загрузки и класса точности

Погрешность, %	$\beta_{\text{ТТ}}=0,05-0,2$	$\beta_{\text{ТТ}}=0,2-1,0$
Систематическая $\Delta_{\text{ТТ}}$	$(-2,0+6,25\beta_{\text{ТТ}})K_{\text{ТТ}}$	$(-1,06+1,56\beta_{\text{ТТ}})K_{\text{ТТ}}$
Случайная $\delta_{\text{ТТ}}$	$\pm(1,0-1,25\beta_{\text{ТТ}})K_{\text{ТТ}}$	$\pm(0,81-0,31\beta_{\text{ТТ}})K_{\text{ТТ}}$

Определение эквивалентного коэффициента загрузки ТТ

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

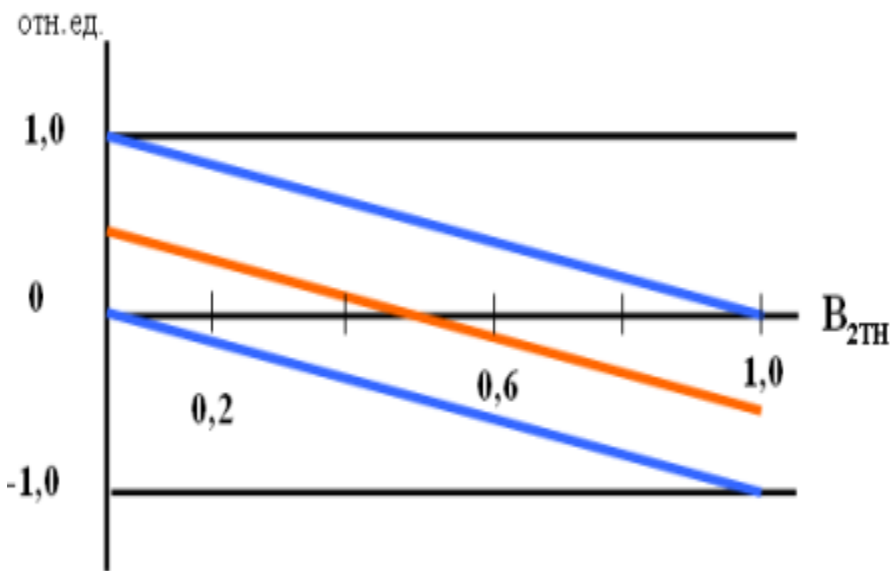
$$\beta_{\text{ТТэкв}} = \frac{\sum_{i=1}^n \beta_{\text{ТТ}} I_i}{\sum_{i=1}^n I_i}; \quad \text{где } n\text{- число ступеней графика тока ТТ}$$

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

$$\beta_{\text{ТТэкв}} = \beta_{\text{ТТср}} \frac{1 + 2K_3}{3K_3} \quad \beta_{\text{ТТср}} = \frac{W}{T \sqrt{3} U_{\text{ном}} I_{\text{ном}}} 10^3.$$

W подставляют в тысячах киловатт-часов, $U_{\text{ном}}$ – в киловольтах, $I_{\text{ном}}$ - 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 рис. 2. 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:

$$d^{\Theta}_{ТТ} = 60 K_{ТТ}$$

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. :

$$d^{\Theta}_{ТН} = 40 K_{ТН}$$

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

Расчетные формулы для погрешностей канала измерения

В связи с тем что зависимости токовых и угловых погрешностей имеют одинаковый вид, они представляют собой пропорциональные величины и могут быть выражены друг через друга. Расчетные выражения для систематической и случайной составляющих инструментальной погрешности измерительного комплекса приобретут вид, %

$$\Delta = (1 + 1,75 \operatorname{tg} \varphi) \Delta_{\text{ТТ}} + (1 + 1,16 \operatorname{tg} \varphi) \Delta_{\text{ТН}} + \Delta_{\text{СЧ}} + \Delta U_{\text{ТН}}$$

$$\delta = \pm 1,1 \sqrt{(1 + 3,05 \operatorname{tg}^2 \varphi) \delta_{\text{ТТ}}^2 + (1 + 1,35 \operatorname{tg}^2 \varphi) \delta_{\text{ТН}}^2 + \delta_{\text{СЧ}}^2}$$

где $\Delta U_{\text{ТН}}$ - потеря напряжения во вторичной цепи ТН, ;
 $\Delta_{\text{ТТ}}$ и $\delta_{\text{ТТ}}$ определяют по таблице погрешностей ТТ;
 $\Delta_{\text{ТН}}$ и $\delta_{\text{ТН}}$ определяют по формулам для погрешностей ТН

Недоучет электроэнергии на объекте

Небалансы являются следствием неточной фиксации приборами составляющих баланса, а также наличием расхода, который вообще не фиксируется приборами: технических потерь на объекте, значение которых определяется расчетным путем, и коммерческих потерь, которые объясняются не характеристиками объекта, а воздействием внешних факторов.

Причины недоучета электроэнергии на объекте:

- недоучет электроэнергии из-за нагрузки ТТ ниже номинальной
- недоучет ЭЭ из-за значительной загрузки вторичных цепей ТН
- потери в соединительных проводах ТН
- угловая погрешность ТТ и ТН приводит к уменьшению активной составляющей и увеличению реактивной при выделении из измеренного значения полного тока, т.е. недоучет электроэнергии
- систематическая погрешность индукционных счетчиков после последней поверки составляет 0,2 о.е. в год в среднем в отрицательную сторону
- порог чувствительности для индукционных счетчиков тоже приводит в недоучету электроэнергии при малых нагрузках потребителей

Допустимые небалансы электроэнергии на объекте

Когда говорят о **допустимых небалансах**, имеют ввиду возможные погрешности измерительных комплексов и оценивают насколько фактический небаланс можно объяснить этими причинами.

Эксплуатируемые измерительные комплексы работают в ненормативных условиях, в связи с чем их реальные погрешности существенно выше погрешностей, соответствующих классам точности. Поэтому, в качестве допустимых небалансов целесообразно использовать два понятия: ***технически объяснимый небаланс электроэнергии (ТНЭ)***, соответствующий реальным условиям работы приборов учета, и ***нормативный небаланс электроэнергии (ННЭ)***, соответствующий «идеальным» параметрам и режимам работы измерительных устройств.

Технически объяснимый небаланс электроэнергии (ТНЭ) на объекте – это диапазон возможной разности электроэнергии, поступившей на объект, и суммы трех составляющих: электроэнергии, отпущенной с объекта, расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций, и технических потерь в сетях и оборудовании объекта, определяемый ***технически объяснимой*** инструментальной погрешностью системы учета электроэнергии на объекте и погрешностью используемого метода расчета технических потерь.

Расчет допустимого небаланса электроэнергии на объекте

Систематическая составляющая ТНЭ:

$$\Delta W_{\text{н.э.}} = \sum_{i=1}^m \frac{\Delta_i}{100} \cdot W_i - \sum_{j=1}^n \frac{\Delta_j}{100} \cdot W_j ,$$

где Δ_i, Δ_j - систематические погрешности в % измерительных комплексов, фиксирующих отпуск электроэнергии и поступление электроэнергии. Знак минус допустимой погрешности соответствует положительному небалансу.

m – число точек отпуска электроэнергии

n – число точек поступления электроэнергии

Расчет допустимого небаланса электроэнергии на объекте

Случайную составляющую ТНЭ в абсолютных единицах определяют по формуле:

$$\delta W_{\text{н.э.}} = \pm \sqrt{0,95 \sum_{i=1}^{n+m} \left(\frac{\delta_i W_i}{100}\right)^2 + \left(\frac{\delta_T}{100} \Delta W_T\right)^2},$$

где δ_T , δ_i -случайная погрешность i - измерительного комплекса в %

ΔW_i , -случайная погрешность метода расчета технических потерь, %, соответствующая уровню доверительной вероятности 0,95.

ΔW_T - расчетное значение технических потерь.

Первое слагаемое под корнем формулы представляет собой случайную составляющую инструментальной погрешности. Погрешность расчета технических потерь имеет только случайную составляющую, поэтому она присутствует только в формуле для случайных составляющих.

Расчет инструментальной погрешности по Приказу № 326 (в абсолютных единицах)

Абсолютные потери электроэнергии (тыс.кВт.ч), обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии ($\Delta W_{\text{погр.Б}}$), определяются как предельное значение величины допустимого небаланса электроэнергии в целом по электрической сети с учетом данных за базовый период по формуле :

$$\Delta W_{\text{погр.Б}} = 0,01 \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^n \delta_i^2 \cdot W_i^2 + \sum_{j=1}^m \delta_j^2 \cdot W_j^2 + \frac{\delta_3^2}{k_3} \cdot W_3^2 + \frac{\delta_1^2}{k_1} \cdot W_1^2}$$

где

δ_i (δ_j) - погрешность измерительного канала принятой (отданной) активной электроэнергии по электрической сети, %;

W_i (W_j) - прием (отдача) электроэнергии, зафиксированные измерительными каналами активной электроэнергии по электрической сети, тыс.кВт.ч;

n , (m) - количество точек учета, фиксирующих поступление (отпуск) электроэнергии;

k_3 (k_1) - количество точек учета 3-фазных (1-фазных) потребителей;

W_3 (W_1) - потребление электроэнергии трехфазными (однофазными) потребителями (за минусом, учтенных в «т»), тыс.кВт.ч ;

Расчет инструментальной погрешности по Приказу № 267

Относительные потери электроэнергии, обусловленные допустимой погрешностью системы учета электроэнергии, определяются как предельное значение величины допустимого небаланса электроэнергии в целом с учетом данных за базовый период:

$$\delta_{\text{погр.Б}} = \sqrt{\sum_{i=1}^n \delta_i^2 \cdot d_i^2 + \sum_{j=1}^m \delta_j^2 \cdot d_j^2 + \frac{\delta_3^2}{k_3} \cdot d_3^2 + \frac{\delta_1^2}{k_1} \cdot d_1^2}$$

где

δ_i (δ_j) - погрешность измерительного канала поступившей (отпущенной) активной электроэнергии;

d_i (d_j) - доля поступившей (отпущенной) активной электроэнергии от поступления в целом;

n - количество точек учета, фиксирующих поступление электроэнергии;

m - количество точек учета, фиксирующих отпуск электроэнергии крупным потребителям;

k_3 (k_1) - количество точек учета 3-фазных (1-фазных) потребителей;

d_3 (d_1) - суммарная доля потребления электроэнергии 3-фазными (1-фазными) потребителями (за минусом, учтенных в "m") от суммарного поступления;

Расчет инструментальной погрешности по Приказу № 326 (в %)

Относительные потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии, для ТСО в базовом периоде равны:

$$\Delta W_{\text{погр.Б, \%}} = \frac{W_{\text{погр.Б}} \cdot 100}{W_{\text{ос.Б}}}$$

где

$\Delta W_{\text{осБ}}$ - отпуск электроэнергии в сеть в целом по электрической сети за базовый период.;

Погрешность измерительного канала активной электроэнергии определяется по формуле:

$$\delta = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{\text{сч}}^2 + \delta_{\text{ТТ}}^2 + \delta_{\text{ТН}}^2 + \delta_{\text{Л}}^2}$$

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

$\delta_{\text{Л}}$ - предел допустимых потерь напряжения в линиях присоединения счетчиков к ТН, %.

Структура коммерческих потерь ЭЭ

Коммерческие потери обусловлены двумя основными причинами: хищениями электроэнергии потребителями и недостатками организации контроля за ее потреблением и оплатой. Эти потери представляют собой плохо формализуемую часть общих потерь, так как определяются в основном социальными и организационными факторами. Гарантированное (минимальное) значение коммерческих потерь можно определить по формуле

$$\Delta W_{\text{ком.}} = W_0 - W_{n.o.} - \Delta W_{T.MAX} - \Delta W_{Ин.MAX} = \Delta W_{отч.} - \Delta W_{T.MAX} - \Delta W_{Ин.MAX}$$

где W_0 – отпуск электроэнергии в сеть;

$W_{n.o.}$ – полезный отпуск электроэнергии потребителям;

$\Delta W_{T.MAX}$ - максимальное значение технологических потерь электроэнергии;

$\Delta W_{Ин.MAX}$ - максимальное значение инструментальной погрешности учета электроэнергии.

Структура коммерческих потерь ЭЭ

❑ Коммерческие потери, обусловленные погрешностями измерений отпущенной в сеть и полезно отпущенной электроэнергии потребителям (недоучет электроэнергии при работе приборов в ненормативных условиях работы)

❑ Коммерческие потери, обусловленные занижением полезного отпуска из-за недостатков его формирования и хищений электроэнергии:

- Потери при выставлении счетов;
- Несоответствие дат снятия показаний расчетных счетчиков с расчетным периодом;
- Расчеты потребленной электроэнергии на основе договоров безучетного потребления;
- Наличие бесхозных потребителей;
- Потери от хищений электроэнергии.

❑ Коммерческие потери, обусловленные погрешностями расчета технических потерь