МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ОАО РАО «ЕЭС РОССИИ»

СОГЛАСОВАНО

ОАО РАО «ЕЭС России»
1 сентября 1994 г.

УТВЕРЖДЕНО

Главгосэнергонадзор России
2 сентября 1994 г.

СОГЛАСОВАНО

ОАО «ЦДУ ЕЭС России»
1 сентября 1994 г

ТИПОВАЯ ИНСТРУКЦИЯ

ПО УЧЕТУ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРИ ЕЕ ПРОИЗВОДСТВЕ, ПЕРЕДАЧЕ И РАСПРЕДЕЛЕНИИ

РД 34.09.101–94

с изменением № 1

Москва
«Издательство НЦ ЭНАС»
2004

gost.e-ecolog.ru

УДК 621.311(083)
ББК 65.052
Т43

Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении РД 34 09.101–94 с изменением № 1 – М Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. – 48 с

Т43

ISBN 5-93196-496-7

Инструкция распространяется на системы учета электроэнергии и мощности, применяемые в действующих, вновь сооружаемых и реконструируемых электроустановках Минэнерго Российской Федерации, и может быть использована другими ведомствами

Инструкция содержит основные положения по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении, устанавливает требования к организации, составу и правилам эксплуатации систем учета электроэнергии и мощности

Инструкция введена в действие с 01 01 1995 г

В настоящее издание Инструкции внесено Изменение № 1, утвержденное Главгосэнергонадзором России 22 09 1998 г и введенное в действие с 01 01 1999 г

Для персонала энергоснабжающих и проектных организаций, а также организаций – потребителей электроэнергии

УДК 621.311(083)
ББК 65.052

ISBN 5-93196-496-7

© Макет, оформление
ЗАО «Издательство ЭНАС», 2004

ТИПОВАЯ ИНСТРУКЦИЯ ПО УЧЕТУ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРИ ЕЕ ПРОИЗВОДСТВЕ, ПЕРЕДАЧЕ И РАСПРЕДЕЛЕНИИ

РД 34.09.101–94

РАЗРАБОТАНО ОАО «Фирма ОРГРЭС»

ИСПОЛНИТЕЛИ Н. А Броерская (ОАО «Фирма ОРГРЭС»), В М Максимов, Н В. Лисицын, У К Курбангалиев, С Н. Зотов, С А Бирюкова, Ю В Копытов (ОАО РАО «ЕЭС России»); В. В. Тубинис, Б. В Олейник (Главгосэнергонадзор России); В Э. Воротницкий, В. М Щуров (ОАО «ВНИИЭ»), Б. С. Бочков (ОАО «Институт «Энергосетьпроект»)

УТВЕРЖДЕНО Главгосэнергонадзором России 02.09.1994 г

СОГЛАСОВАНО ОАО РАО «ЕЭС России»
Департаментом экономики 26 12 1994 г
Департаментом электрических сетей 31 08 1994 г
Дирекцией коммерческо-договорной работы 01 09 1994 г
ОАО «ЦДУ ЕЭС России» 01 09.1994 г

Введено в действие с 01.01 1995 г.

ИЗМЕНЕНИЕ № 1

«ТИПОВОЙ ИНСТРУКЦИИ ПО УЧЕТУ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРИ ЕЕ ПРОИЗВОДСТВЕ, ПЕРЕДАЧЕ И РАСПРЕДЕЛЕНИИ.

РД 34 09 101–94»

УТВЕРЖДЕНО Главгосэнергонадзором России 22.09 1998 г

СОГЛАСОВАНО ФЭК России 18 09 1998 г
ОАО РАО «ЕЭС России»·
Департаментом экономики 16 09 1998 г
Департаментом электрических станций 15 09 1998 г.
Департаментом электрических сетей 15 09.1998 г
ОАО «ЦДУ ЕЭС России» 17 09 1998 г.

Введено в действие с 01 01 1999 г

Настоящая Типовая инструкция распространяется на системы учета электроэнергии и мощности, применяемые в действующих, вновь сооружаемых и реконструируемых электроустановках Минтопэнерго Российской Федерации, и может быть использована другими ведомствами

Типовая инструкция содержит основные положения по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении, устанавливает требования к организации, составу и правилам эксплуатации систем учета электроэнергии и мощности

Типовая инструкция предназначена для персонала акционерных обществ энергетики и электрификации (энергосистем) Российской Федерации, проектных организаций и потребителей

Представители Энергонадзора имеют право доступа к приборам учета электроэнергии, измерительным комплексам и системе учета в целом на всех электростанциях, подстанциях и предприятиях, расположенных в зоне их обслуживания, для выполнения инспекционных и регламентных работ с участием персонала соответствующего энергообъекта (электроустановки)

Представители Энерготехнадзора имеют право доступа к системам учета в целом для выполнения инспекционных работ в пределах своих полномочий.

С введением в действие настоящей Типовой инструкции утрачивает силу «Инструкция по учету электроэнергии в энергосистемах И 34–34–006–83» (М.· СПО Союзтехэнерго, 1983)

1. Общие положения

1.1. Основной целью учета электроэнергии является получение достоверной информации о количестве производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии и мощности на оптовом рынке ЕЭС России и розничном рынке потребления для решения следующих технико-экономических задач на всех уровнях управления в энергетике

финансовые (коммерческие) расчеты за электроэнергию и мощность между субъектами оптового и розничного рынка потребления,

управление режимами электропотребления,

определение и прогнозирование всех составляющих баланса электроэнергии (выработка, отпуск с шин, потери и т. д),

определение и прогнозирование удельных расходов топлива на электростанциях,

определение стоимости и себестоимости производства, передачи и распределения электроэнергии и мощности,

контроль технического состояния и соответствие требованиям нормативно-технических документов систем учета электроэнергии в электроустановках.

1.2. Система учета должна обеспечивать определение количества электроэнергии (и в необходимых случаях средних для заданных интервалов значений мощности)

выработанной генераторами электростанций,

потребленной на собственные и хозяйственные нужды (раздельно) электростанций и электрических сетей,

потребленной на производственные нужды,

отпущенной (переданной) потребителям по линиям, отходящим от шин электростанций непосредственно к потребителю;

переданной в сети других собственников или полученной от них,

поступившей в электрические сети различных классов напряжения,

переданной на экспорт и полученной по импорту

1.3. При определении количества электроэнергии по показаниям счетчиков учитываются только коэффициенты трансформации измерительных трансформаторов Введение других поправочных коэффициентов не допускается

1.4. Метрологический контроль и надзор за средствами учета электроэнергии осуществляется органами Госстандарта России и

метрологическими службами АО-энерго и РАО «ЕЭС России» на основе действующей нормативно-технической документации

1.5. Установка, эксплуатация и техническое обслуживание расчетных счетчиков, а также счетчиков технического учета, показания которых используются при составлении баланса электроэнергии на энергообъектах, должны осуществляться персоналом энергоснабжающей организации, прочих счетчиков технического учета – персоналом электростанций и предприятий электрических сетей (далее – персоналом энергообъекта)

1.6. Техническое обслуживание и эксплуатация систем учета электроэнергии (в том числе автоматизированных) должно осуществляться обученным и закрепленным приказом по энергообъекту персоналом

1.7. Объем и периодичность проверки вторичных цепей учета электроэнергии должны соответствовать требованиям, изложенным в [12]

1.8. При обслуживании средств учета электроэнергии должны выполняться организационные и технические мероприятия по обеспечению безопасности работ в соответствии с действующими Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок

1.9. На основе настоящей Типовой инструкции должны составляться местные инструкции, конкретизирующие отдельные положения Типовой инструкции

Местные инструкции должны согласовываться с местными предприятиями Энергонадзора и утверждаться руководством структурного подразделения

2. Основные определения

2.1. Расчетный (коммерческий) учет электроэнергии – учет электроэнергии для денежного расчета за нее

Счетчики, устанавливаемые для расчетного учета, называются расчетными счетчиками

2.2. Технический (контрольный) учет электроэнергии – учет для контроля расхода электроэнергии внутри электростанций, подстанций, предприятий, для расчета и анализа потерь электроэнергии в электрических сетях, а также для учета расхода электроэнергии на производственные нужды

Счетчики, устанавливаемые для технического учета, называются счетчиками технического учета

2.3. Счетчики, учитывающие активную электроэнергию, называются счетчиками активной энергии

2.4. Счетчики, учитывающие интегрированную реактивную мощность (далее – реактивная электроэнергия) за учетный период, называются счетчиками реактивной энергии

2.5. Станционная электросеть – электрическая сеть электростанции, включающая совокупность электроустановок, предназначенных для распределения и передачи электроэнергии в границах балансовой принадлежности электростанции.

2.6. Расход электроэнергии на собственные нужды электростанций и подстанций – потребление электроэнергии приемниками, обеспечивающими необходимые условия функционирования электростанций и подстанций в технологическом процессе выработки, преобразования и распределения электрической энергии

2.7. Расход электроэнергии на хозяйственные нужды электростанций и электрических сетей – потребление электроэнергии вспомогательными и непромышленными подразделениями, находящимися на балансе электростанций и предприятий электрических сетей, необходимое для обслуживания основного производства, но непосредственно не связанное с технологическими процессами производства тепловой и электрической энергии на электростанциях, а также с передачей и распределением этих видов энергии.

2.8. Расход электроэнергии на производственные нужды – потребление электроэнергии районными котельными и электробойлерными установками, состоящими как на самостоятельном балансе, так и на балансе электростанций, на перекачку воды гидроаккумулирующими электростанциями и перекачивающими насосными установками теплосети, электростанциями, работающими в режиме котельной (без выработки электроэнергии) и находящимися в консервации или резерве (при одновременном отсутствии выработки электроэнергии и отпуска тепла)

2.9. Потребитель электрической энергии (абонент) – предприятие, организация, территориально обособленный цех, строительная площадка, квартира и др , у которых приемники электроэнергии присоединены к электрической сети энергоснабжающей организации

2.10. Определения, установленные законом Российской Федерации [11]·

средство измерений – техническое устройство, предназначенное для измерений,

нормативные документы по обеспечению единства измерений – государственные стандарты, применяемые в установленном порядке, международные (региональные) стандарты, правила, положения, инструкции и рекомендации,

метрологическая служба – совокупность субъектов деятельности и видов работ, направленных на обеспечение единства измерений,

метрологический контроль и надзор – деятельность, осуществляемая органом государственной метрологической службы (государственный метрологический контроль и надзор) или метрологической службой юридического лица в целях проверки соблюдения установленных метрологических правил и норм,

поверка средств измерений – совокупность операций, выполняемых органами метрологической службы (другими уполномоченными на то органами, организациями) в целях определения и подтверждения соответствия средства измерений установленным техническим требованиям,

калибровка средств измерений – совокупность операций, выполняемых в целях определения и подтверждения действительных значений метрологических характеристик и (или) пригодности к применению средств измерений, не подлежащих государственному метрологическому контролю и надзору,

сертификат об утверждении типа средства измерений – документ, выдаваемый уполномоченным на то государственным органом, удостоверяющий, что данный тип средств измерений утвержден в порядке, предусмотренном действующим законодательством, и соответствует установленным требованиям,

аккредитация на право поверки средств измерений – официальное признание уполномоченным на то государственным органом полномочий на выполнение поверочных работ,

лицензия на изготовление (ремонт, продажу, прокат) средств измерений – документ, удостоверяющий право заниматься указанными видами деятельности, выдаваемый юридическим и физическим лицам органом государственной метрологической службы,

сертификат о калибровке – документ, удостоверяющий факт и результаты калибровки средства измерений, который выдается организацией, осуществляющей калибровку

2.11. Измерительный комплекс средств учета электроэнергии (далее – измерительный комплекс) – совокупность устройств одного присоединения, предназначенных для измерения и учета электроэнергии (трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, счетчики электрической энергии, датчики импульсов, сумматоры и их линии связи) и соединенных между собой по установленной схеме

2.12. Система учета электроэнергии – совокупность измерительных комплексов, установленных на энергообъекте

2.13. Межсистемная линия электропередачи К данной категории следует относить линии электропередачи, соединяющие

электрические сети акционерных обществ энергетики и электрификации между собой, с энергообъектами РАО «ЕЭС России», а также с электростанциями других собственников (АЭС, блок-станции и др),

сети объединенных энергосистем (ОЭС),

электростанции, включая АЭС и блок-станции, с электрическими сетями РАО «ЕЭС России»,

электрические сети акционерных обществ энергетики и электрификации, электрические сети РАО «ЕЭС России» с электрическими сетями других государств (межгосударственные)

2.14. АСКУЭ – автоматизированная система контроля и управления потреблением и сбытом энергии

3. Учет активной электроэнергии на электростанциях

3.1. Расчетные счетчики электроэнергии на электростанциях должны устанавливаться для учета электроэнергии, выработанной генераторами, потребленной (раздельно) на собственные и хозяйственные нужды, отпущенной в сети других собственников, а также для учета средних значений мощности (нагрузки), отпускаемой электростанциями в сети за установленный интервал текущего времени по соответствующим присоединениям электростанций

3.2. Классы точности и количество расчетных счетчиков электроэнергии должны соответствовать указанному в [1].

На электростанциях расчетные счетчики должны обеспечивать учет выработанной и переданной электроэнергии через станционную электросеть за границу балансовой принадлежности и устанавливаться.

на генераторах;

на трансформаторах собственных нужд,

на линиях, присоединенных к шинам основного напряжения собственных нужд,

у потребителей электроэнергии на хозяйственные нужды,

на межсистемных линиях электропередачи,

на линиях, принадлежащих потребителям, присоединенных непосредственно к шинам электростанций,

на резервных возбудителях *

---

* Расход электроэнергии на резервное возбуждение исключается одновременно из выработки данного генератора и расхода электроэнергии на собственные нужды электростанции

3.3. Для учета электроэнергии, расходуемой на хозяйственные нужды электростанции, расчетные счетчики должны устанавливаться·

при питании группы потребителей от отдельного трансформатора, как правило, на стороне высшего напряжения трансформатора,

при питании от различных трансформаторов или секций шин собственных нужд – на каждой линии, отходящей к потребителю в соответствии с [1] (п 1 5 7)

3.4. Места установки и классы точности счетчиков технического учета электроэнергии, а также измерительных трансформаторов должны соответствовать требованиям, изложенным в [1] (гл 1 5) и требованиям разд. 9 настоящей Типовой инструкции

3.5. Потери электроэнергии в станционной электросети электростанции, являющейся филиалом АО-энерго, включаются в технологический расход электроэнергии на ее транспорт по сетям АО-энерго

Потери электроэнергии в станционной электросети электростанции, находящейся на самостоятельном балансе (электростанции федерального подчинения), учитываются отдельной статьей

Оборудование и внутристанционные линии, потери электроэнергии в которых относятся к потерям в станционной электросети, включают

главные (повышающие) трансформаторы и автотрансформаторы связи,

распределительные устройства,

линии электропередачи и шинопроводы,

отдельно стоящие подстанции (находящиеся на балансе электростанции).

3.6. Потери электроэнергии в главных трансформаторах электростанции, находящейся на самостоятельном балансе, и блок-станции относятся к потерям в станционной электросети как при отдаче, так и при получении электроэнергии от электрической сети других собственников

3.7. При наличии на электростанции, находящейся на самостоятельном балансе (блок-станции), шин нескольких классов напряжения и транзита электроэнергии через главные трансформаторы и автотрансформаторы связи дополнительные потери электроэнергии в трансформаторах (автотрансформаторах) от этих перетоков следует определять в соответствии с [10] и относить к потерям в станционной электросети.

3.8. Для контроля достоверности учета электроэнергии на электростанции назначается комиссия, которая ежемесячно составляет ба-

ланс и оформляет акт выработки и отпуска электроэнергии по показаниям счетчиков на 24–00 ч местного времени последних суток отчетного месяца, снятым персоналом электростанции (приложение 5)

Состав комиссии утверждается приказом Порядок ее назначения определяется местной инструкцией

Первый экземпляр акта остается на электростанции, второй – передается 2-го числа каждого месяца в местное предприятие Энергонадзора, третий – в соответствующий территориальный орган управления энергетики и электрификации (для электростанций РАО «ЕЭС России»)

В баланс должны включаться следующие сведения

выработка электроэнергии генераторами	$W_г$,
поступление электроэнергии от АО-энерго или других собственников	$W_{э.с}$,
расход электроэнергии на собственные нужды	$W_{с.н}$,
расход электроэнергии на хозяйственные нужды	$W_{х.н}$,
расход электроэнергии на производственные нужды	$W_{п.н}$,
отпуск электроэнергии с шин электростанции потребителю по классам напряжений	$W_{о.п}$,
отпуск электроэнергии с шин электростанции в сети АО-энерго или других собственников	$W_{о.с}$,
потери электроэнергии в станционной электросети	$\Delta W_{с.с.}$

Все составляющие баланса электроэнергии, за исключением потерь электроэнергии в станционной электросети, следует принимать на основании ее измерения с помощью расчетных счетчиков и счетчиков технического учета

Если одними и теми же счетчиками учитывается расход электроэнергии на собственные и производственные нужды, а электростанция в течение месяца работала с выработкой электроэнергии в режиме котельной и (или) находилась в консервации или резерве, то данные по этим периодам должны быть отражены в разд III и V акта отдельными строками При этом в графах 4 и 5 указываются показания счетчиков на начало и конец упомянутых периодов (в пределах отчетного месяца), а в графе 9 – даты начала и конца периодов (в разд V, кроме того, в графе 9 указывается, работала ли электростанция в режиме котельной, находилась ли в консервации или резерве)

3.9. Запись показаний счетчиков, по которым составляется баланс электроэнергии, должна производиться в соответствии с маршрутом, устанавливаемым местной инструкцией

3.10. При значительной протяженности шинопроводов напряжением 330 кВ и выше рекомендуется учитывать в расходной части баланса потери в них на корону, которые определяются по методике, изложенной в [3]

3.11. Потери электроэнергии в главных трансформаторах электростанции определяются, как правило, расчетным путем [2].

постоянные потери – с использованием технических данных трансформаторов и продолжительности их работы (в часах),

переменные потери – на основе фактического графика нагрузки трансформаторов

Эти потери допускается определять по счетчикам соответствующих классов точности

3.12. Номенклатура элементов расхода электроэнергии на собственные нужды тепловых электростанций, гидроэлектростанций и подстанций, хозяйственные нужды электростанций и электрических сетей приведена в приложениях 1–4

Акт о составлении баланса электроэнергии на электростанции приведен в приложении 5

3.13. Для анализа и обеспечения достоверности учета электроэнергии необходимо определять и сравнивать значения фактического ($НБ_{ф}$) и допустимого ($НБ_{д}$) небалансов

Значение фактического небаланса должно быть меньше или равно значению допустимого небаланса, т е.

$$НБ_{фэ} \le НБ_{д}$$

3.14. Фактический небаланс определяется по составляющим ежемесячного баланса электроэнергии и рассчитывается по формуле

$$НБ_{фэ} = \frac{(W_{г} + W_{эс}) - (W_{сн} + W_{хн} + W_{пн}) - (W_{рп} + W_{ос}) - \Delta W_{сс}}{W_{г} + W_{эс}} 100\% \quad (3\ 1)$$

Составляющие формулы (3 1) приведены в п 3 8

3.15. Значение допустимого небаланса следует определять по формуле*

$$НБ_{д} = \pm \sqrt{\sum_{i=1}^{k} \delta_{пi}^2 d_{пi}^2 + \sum_{i=1}^{m} \delta_{oi}^2 d_{oi}^2}, \quad (3\ 2)$$

где $\delta_{пi}$ (δ_{oi}) – суммарная относительная погрешность i-го измерительного комплекса, состоящего из трансформатора

*Погрешность определения потерь электроэнергии в станционной электросети допускается не учитывать

напряжения (ТН), трансформатора тока (ТТ) и счетчика, учитывающего поступившую (отпущенную) электроэнергию,

$d_{пi}$ (d_{oi}) – доля электроэнергии, поступившей (отпущенной) через i-й измерительный комплекс – см. формулу (3 3);

k – число измерительных комплексов, учитывающих электроэнергию, поступившую (отпущенную) на шины (с шин) электростанции,

m – число измерительных комплексов, учитывающих отпущенную (поступившую) электроэнергию (в том числе на собственные и хозяйственные нужды электростанции)

3.16. Долю электроэнергии, учтенной i-м измерительным комплексом, следует определять по формуле

$$d_i = \frac{W_i}{W_{п(о)}}, \qquad (3\ 3)$$

где W_i – количество электроэнергии, учтенной i-м измерительным комплексом за отчетный период,

$W_{п(о)}$ – суммарное количество электроэнергии, поступившей (отпущенной) на шины (с шин) электростанции за отчетный период

3.17. Предел допустимой относительной погрешности i-го измерительного комплекса определяется по формуле

$$\delta_i = \pm 1{,}1\sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_л^2 + \delta_{ос}^2}, \qquad (3\ 4)$$

где δ_I, δ_U – пределы допустимых значений относительной погрешности соответственно ТТ (ГОСТ 7746–89) и ТН (ГОСТ 1983–89), %,

$\delta_л$ – предел допустимых ПУЭ потерь напряжения в линиях присоединения счетчиков к ТН, %;

$\delta_{ос}$ – предел допустимой основной погрешности индукционного (ГОСТ 6570–75) или электронного (ГОСТ 26035–83) счетчиков, %

3.18. Если значение фактического небаланса, полученное по формуле (3 1), больше значения допустимого небаланса, определенного по формуле (3 2), необходимо выявить причины этого и принять меры по их устранению

4. Учет активной электроэнергии в электрических сетях

4.1. Учет активной электроэнергии в электрических сетях должен организовываться применительно к подстанциям, а также к структурным подразделениям районам электрических сетей (РЭС), предприятиям электрических сетей (ПЭС), АО-энерго в целом, РАО «ЕЭС России»

4.2. На подстанциях РАО «ЕЭС России» расчетные счетчики устанавливаются для учета электроэнергии, поступившей на шины каждой из них от АО-энерго и отпущенной в сети АО-энерго и других собственников по линиям, не принадлежащим РАО «ЕЭС России», а также для учета расхода электроэнергии на хозяйственные нужды подстанции

4.3. На подстанциях АО-энерго расчетные счетчики должны устанавливаться для учета электроэнергии, поступившей на шины каждой из них по сетям РАО «ЕЭС России», от других АО-энерго, а также для учета электроэнергии, отпущенной в сети других собственников, и для учета расхода электроэнергии на хозяйственные нужды подстанции

4.4. Счетчики технического учета на подстанциях АО-энерго и РАО «ЕЭС России» должны устанавливаться для учета электроэнергии, поступившей (отпущенной) на их шины (с шин) из сети (в сеть) собственника подстанции (АО-энерго или РАО «ЕЭС России»), а также для учета расхода электроэнергии на производственные и собственные нужды подстанций

На подстанциях 330 кВ и выше счетчики технического учета, учитывающие поступившую (переданную) электроэнергию, должны соответствовать классу точности расчетных счетчиков

4.5. Расчетные счетчики должны устанавливаться на подстанциях АО-энерго и РАО «ЕЭС России» в соответствии с [1] (п 1 5 9)

4.6. Классы точности расчетных счетчиков должны соответствовать [1] (п 1 5 15), счетчиков технического учета – [1] (п 1 5 44)

4.7. Для контроля достоверности учета электроэнергии на подстанции назначается комиссия, которая ежемесячно составляет баланс* и оформляет акт поступления и отпуска электроэнергии по

*Баланс электроэнергии должен составляться по тем подстанциям, которые присоединены к межсистемным линиям электропередачи, по другим подстанциям – эпизодически, по мере необходимости, но не менее одного раза в год

показаниям счетчиков на 24–00 ч местного времени последних суток отчетного месяца, снятым персоналом подстанции (приложение 6) Состав комиссии утверждается приказом Порядок ее назначения определяется местной инструкцией

В баланс должны включаться следующие сведения

поступление электроэнергии на шины подстанции ($W_п$),

отпуск электроэнергии ($W_о$),

расход электроэнергии на собственные ($W_{с.н}$) и хозяйственные нужды ($W_{х.н}$) подстанции и производственные нужды ($W_{п.н}$),

потери электроэнергии в силовых трансформаторах подстанции ($\Delta W_{тр}$)

Все составляющие баланса, кроме потерь электроэнергии в силовых трансформаторах, должны быть измерены счетчиками расчетного и технического учета Номенклатура элементов расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций, хозяйственные нужды электростанций и электрических сетей приведена соответственно в приложениях 3 и 4

4.8. Потери электроэнергии в силовых трансформаторах следует определять расчетным путем в соответствии с [2]

4.9. Значение фактического небаланса следует определять по формуле

$$НБ_{фл} = \frac{W_п - W_о - W_{с.н} - W_{х.н} - W_{п.н} - \Delta W_{тр}}{W_п} 100\ \% \qquad (4\ 1)$$

Составляющие формулы (4 1) приведены в п 4 7

4.10. При значительной протяженности на подстанции шинопроводов 330 кВ и выше в целях повышения точности определения фактического небаланса рекомендуется учитывать потери на корону, которые определяются по методике в [3]

4.11. Полученное значение фактического небаланса следует сравнить со значением допустимого небаланса Значение допустимого небаланса следует определять по формуле (3 2) При этом должно быть НБф п ≤ НБд.

Если значение фактического небаланса превышает его допустимое значение, персоналу энергообъекта необходимо выявить причины этого и принять меры по их устранению

4.12. Оформленный акт с результатами составления баланса электроэнергии по подстанции используется в дальнейшем для сведения баланса по РЭС, ПЭС, АО-энерго в целом, РАО «ЕЭС России»

4.13. Значение фактического небаланса в границах балансовой принадлежности структурного подразделения (РЭС, ПЭС, АО-энерго в целом, РАО «ЕЭС России») следует определять по формуле

$$НБ_{фр} = \frac{W_п - W_м - W_{пн} - \Delta W_с}{W_п} 100\ \%, \qquad (4\,2)$$

где $W_п$ – поступление электроэнергии в сеть («отпуск в сеть»),

$W_о$ – полезный отпуск электроэнергии, включая расход электроэнергии на хозяйственные нужды,

$W_{пн}$ – расход электроэнергии на производственные нужды,

$\Delta W_с$ – потери электроэнергии в сети данного структурного подразделения (РЭС, ПЭС, АО-энерго в целом, РАО «ЕЭС России»), включая расход электроэнергии на собственные нужды подстанций

4.14. Значение допустимого небаланса электроэнергии по РЭС, ПЭС, АО-энерго в целом, РАО «ЕЭС России» определяется по формуле

$$НБ_д = \pm\sqrt{\sum_{i=1}^{m}\delta_{pi}^2 d_{oi}^2 + \frac{\delta_{p3}^2}{n_3}d_3^2 + \frac{\delta_{p1}^2}{n_1}d_1^2}, \qquad (4\,3)$$

где m – суммарное количество точек учета, фиксирующих поступление наибольших потоков электроэнергии и отдачу электроэнергии особо крупным потребителям (применительно к соответствующему структурному подразделению),

δ_{pi} – погрешность измерительного комплекса i-й точки учета электроэнергии – см формулу (3 4),

δ_i – доля электроэнергии, учтенной i-й точкой учета,

δ_{p3} – погрешность измерительного комплекса (типопредставителя) трехфазного потребителя (ниже 750 кВ А);

δ_{p1} – погрешность измерительного комплекса (типопредставителя) однофазного потребителя,

n_3 – число точек учета трехфазных потребителей (кроме учтенных в числе m), по которым суммарный относительный пропуск электроэнергии составляет d_3,

n_1 – число точек учета однофазных потребителей (кроме учтенных в числе m), по которым суммарный относительный пропуск электроэнергии составляет d_1

*Определение фактического небаланса электроэнергии по РЭС, ПЭС или АО-энерго в целом возможно в том случае, если производится расчет технических потерь электроэнергии в сетях всех классов напряжения, включая и сети 0,38 кВ

5. Особенности учета межсистемных перетоков электроэнергии

5.1. Под межсистемными перетоками понимаются перетоки электрической энергии и мощности по межсистемным линиям электропередачи

5.2. Учет межсистемных перетоков электроэнергии производится в целях финансовых расчетов за нее, а также для определения потерь электроэнергии от этих перетоков и оптимизации режимов электрических сетей

5.3. На межсистемных линиях напряжением 110 кВ и выше следует устанавливать расчетные счетчики на обоих концах линии в целях более полного обеспечения договорных интересов субъектов рынка, точного определения потерь и обеспечения взаимного резервирования счетчиков Счетчики должны быть одного класса точности, иметь погрешность одинакового знака и быть, как правило, однотипными Классы точности счетчиков и измерительных трансформаторов должны быть не ниже указанных в [1]

5.4. Потери электроэнергии в межсистемной линии электропередачи, переданной на баланс РАО «ЕЭС России», относятся к РАО «ЕЭС России».

Если межсистемная линия не на балансе РАО «ЕЭС России», то потери электроэнергии в ней, вычисленные по разности показаний расчетных счетчиков, должны распределяться между АО-энерго, сети которых присоединены к этой межсистемной линии, по согласованию сторон

5.5. Дополнительные условия учета электроэнергии и мощности*, потери электроэнергии и мощности, а также другие вопросы, связанные с коммерческим учетом, оговариваются в договорах на покупку и продажу электроэнергии.

5.6. Особенности учета перетоков электроэнергии и мощности по межгосударственным линиям электропередачи в части технических требований могут определяться по согласованию сторон в установленном порядке

5.7. Расчетные счетчики, установленные на межсистемных линиях электропередачи, должны подвергаться периодической калибровке совместно представителями сторон Сроки и порядок калибровки определяются договором сторон

---

*Среднее значение мощности за установленный интервал текущего времени

6. Учет реактивной электроэнергии в электроустановках

6.1. Основными целями учета реактивной электроэнергии являются

обеспечение контроля за фактическим потреблением или выдачей реактивной электроэнергии потребителями,

обеспечение контроля перетоков реактивной электроэнергии по межсистемным линиям электропередачи,

получение информации о реактивной электроэнергии, «генерируемой» или потребляемой генераторами электростанций, компенсирующими устройствами, установленными на подстанциях 35 кВ и выше, а также о реактивной электроэнергии, передаваемой с шин среднего и низшего напряжений этих подстанций

6.2. Счетчиками расчетного учета реактивной электроэнергии следует считать счетчики, используемые для определения скидки и надбавки к тарифам на электроэнергию за компенсацию реактивной мощности, а также счетчики, используемые для контроля перетоков реактивной электроэнергии по межсистемным линиям электропередачи, по которым на договорной основе ведется оплата за реактивную электроэнергию или реактивную мощность

6.3. Счетчиками технического учета реактивной электроэнергии следует считать счетчики, используемые для решения следующих технико-экономических задач·

расчета и анализа установившихся режимов, потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях,

оптимизации установившихся режимов по реактивной электроэнергии, выбора компенсирующих устройств, режима их работы и мест установки в электрических сетях

6.4. Порядок контроля за фактическим потреблением или выдачей реактивной электроэнергии потребителями определен в [6] (разд 2.3)

6.5. Общие требования к местам установки счетчиков реактивной электроэнергии и классам их точности на электростанциях и подстанциях определены в [1] (пп 1.5 12 и 1 5 15)

Учет реактивной электроэнергии, «генерируемой» или потребляемой компенсирующими устройствами, должен осуществляться счетчиками класса точности не ниже 2,0. При этом на синхронных и статических компенсаторах, а также на генераторах, работающих в режиме синхронного компенсатора, должны устанавливаться два счетчика со стопорами

6.6. Порядок и объемы обслуживания, поверки, калибровки, ремонта и эксплуатации расчетных счетчиков и счетчиков технического учета реактивной электроэнергии должны удовлетворять требованиям, изложенным в разд. 10 настоящей Типовой инструкции, предъявляемым соответственно к расчетным счетчикам и счетчикам технического учета активной электроэнергии

7. Учет электроэнергии и мощности в электроустановках потребителей

7.1. В электроустановках потребителей должны быть установлены приборы учета для денежных (коммерческих) расчетов за электроэнергию с энергоснабжающей организацией

7.2. Расчетные счетчики активной и реактивной электроэнергии устанавливаются в соответствии с требованиями [1] и должны иметь сертификат об утверждении типа средства измерений.

7.3. Вопросы автоматизации учета электроэнергии и мощности, организация эксплуатации средств учета у потребителя регламентированы в [5] и [6], а также в разд. 8 и 10 настоящей Типовой инструкции

8. Автоматизация учета электроэнергии и мощности

8.1. Для автоматизации учета электроэнергии и мощности в электрических сетях рекомендуется внедрять системы АСКУЭ, которые обеспечивают решение следующих задач:

сбор и формирование данных на энергообъекте для использования их при коммерческих расчетах,

сбор и передача информации на верхний уровень управления и формирование на этой основе данных для проведения коммерческих расчетов между объектами рынка (в том числе по сложным тарифам),

формирование баланса производства и потребления электроэнергии по отдельным узлам, районам, АО-энерго в целом, а также по РАО «ЕЭС России»,

оперативный контроль и анализ режимов потребления мощности и электроэнергии основными потребителями,

формирование статистической отчетности,

оптимальное управление нагрузкой потребителей,

автоматизация финансово-банковских операций и расчетов с потребителями,

контроль достоверности показаний приборов учета электроэнергии.

8.2. Системы АСКУЭ должны выполняться по проектам в соответствии с [7], как правило, на базе серийно выпускаемых технических средств и программного обеспечения

В состав комплекса технических средств АСКУЭ, устанавливаемого на энергообъекте, должны входить

счетчики электроэнергии, оснащенные датчиками-преобразователями, преобразующими измеряемую энергию в пропорциональное количество выходных импульсов (при использовании электронных реверсивных счетчиков – раздельно на каждое направление),

аттестованные устройства сбора информации от счетчиков и передачи ее на верхние уровни управления (УСПД),

каналы связи,

средства обработки информации (как правило, персональные ЭВМ)

8.3. Для повышения точности учета средних значений мощности рекомендуется применять электронные счетчики

8.4. Устройства УСПД должны обеспечивать (в соответствии с [8]) одновременность снятия показаний со всех контролируемых счетчиков, для чего должны быть оснащены встроенной системой точного астрономического времени с индикацией года, месяца, числа, часа, минут и секунд с автоматической его коррекцией по сигналам точного времени

Устройства УСПД должны быть защищены от несанкционированного доступа и изменения констант и данных учета

Устройства УСПД должны обеспечивать хранение необходимой информации по энергообъектам до 5 сут – с круглосуточным дежурством и дежурством «на дому», до 45 сут – с обслуживанием оперативно-выездными бригадами (ОВБ)

При перерыве основного питания УСПД должны обеспечивать сохранность накопленных данных и ход часов

8.5. Установленные на энергообъекте УСПД совместно со счетчиками должны быть при вводе в эксплуатацию метрологически аттестованы

8.6. Система сбора и передачи информации в АСКУЭ должна иметь иерархическую структуру, в основном совпадающую со структурой передачи информации в АСДУ с использованием коммутируемых и выделенных каналов связи (высокочастотные по линиям электропередачи, АТС, радио, проводные)

9. Общие технические требования к системе учета электроэнергии

9.1. На стадии проектирования энергообъекта должна определяться относительная погрешность измерительных комплексов и обеспечиваться ее минимизация (выбор классов точности элементов измерительных комплексов, сечение соединительных кабелей, трасс прокладки и др)

9.2. Предел допустимого значения относительной погрешности измерительного комплекса [4] должен соответствовать значению, определяемому по формуле

$$\delta_I = \pm 1{,}1\sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_л^2 + \delta_{ос}^2 + \delta_\theta^2 + \sum_{j=1}^{J}\delta_{дj}^2}, \qquad (9\ 1)$$

где δ_I, δ_U, $\delta_л$, $\delta_{ос}$ – определения – см формулу (3 4), значения величин – по паспортам на ТТ, ТН и счетчика,

δ_θ – предел допустимого значения составляющей суммарной погрешности измерения электроэнергии, вызванной угловыми погрешностями ТТ и ТН, %,

$\delta_{дj}$ – предел допустимой дополнительной погрешности счетчика от j-го влияющего фактора, %,

J – число влияющих факторов

9.3. Каждый элемент системы учета должен быть аттестован, а система в целом должна быть принята в эксплуатацию в установленном порядке

9.4. Система учета электроэнергии должна иметь выходы на общий для электроустановки или индивидуальный независимый регистратор событий, фиксирующий все отклонения от нормального режима работы, возникающие в ее первичной цепи, во вторичных цепях тока и напряжения и каналах связи

9.5. Система учета электроэнергии должна выполнять заданные функции при нормальных, аварийных и послеаварийных режимах работы электрической сети При этом должна обеспечиваться работа входящих в нее элементов с погрешностями, не превышающими предельные, установленные заводскими техническими условиями (ТУ) на указанные элементы

9.6. Система учета электроэнергии должна быть защищена от воздействия (сверх установленных ТУ на элементы) электромагнитных полей, механических повреждений и от несанкционированного доступа

9.7. Допустимые классы точности расчетных счетчиков активной электроэнергии для различных энергообъектов определены в [1] Для межсистемных линий электропередачи напряжением 500 кВ и выше рекомендуются счетчики класса точности 0,2

9.8. Класс точности счетчиков реактивной электроэнергии может быть на одну ступень ниже класса точности соответствующих счетчиков активной электроэнергии

9.9. Учет активной электроэнергии трехфазного тока на генераторах, присоединениях 110 кВ и выше, как правило, должен производиться с помощью трехфазных трехэлементных счетчиков, имеющих измерительные блоки в каждой фазе

9.10. Цепи напряжения приборов учета электроэнергии должны подключаться, как правило, к измерительным трансформаторам напряжения электромагнитного типа

Допускается использование для этих целей емкостных ТН (типа НДЕ) в электрических сетях 750 кВ, а также в послеаварийных режимах в электрических сетях 110 кВ и выше, до восстановления питания цепей напряжения от электромагнитного трансформатора напряжения

9.11. При присоединении линии через два или более выключателей и наличии трансформатора тока в линии токовые цепи приборов учета должны присоединяться к этому трансформатору тока При отсутствии трансформатора тока в линии допускается включение приборов учета электроэнергии на сумму токов присоединения

9.12. Подключение токовых обмоток счетчиков к вторичным обмоткам трансформаторов тока следует выполнять, как правило, отдельно от цепей релейной защиты и совместно с электроизмерительными приборами Если раздельное их присоединение требует установки дополнительных трансформаторов тока, допускается совместное присоединение токовых цепей, если это не приведет к снижению класса точности и надежности цепей трансформаторов тока и обеспечит необходимые характеристики устройств релейной защиты

9.13. Нагрузка вторичных обмоток измерительных трансформаторов напряжения, на которые включаются счетчики, и ее cos φ не должны превышать номинальных значений Они должны соответствовать указанным в технических условиях на трансформаторы напряжения

9.14. Подключение приборов учета к трансформаторам напряжения следует осуществлять отдельными кабелями

9.15. Схемы коммутации элементов измерительного комплекса и устройство учета электроэнергии, передаваемой через обходные и шиносоединительные выключатели распределительных устройств 110 и 220 кВ, должны соответствовать требованиям [1]

10. Организация эксплуатации приборов учета электроэнергии

10.1. Для каждой электроустановки должна быть утверждена в установленном порядке схема размещения приборов расчетного и технического учета электроэнергии, соответствующая полному вводу электроустановки в эксплуатацию в соответствии с проектом

10.2. Для каждой электроустановки, введенной в эксплуатацию пусковым комплексом (очередью), должна быть утверждена временная схема размещения приборов расчетного и технического учета электроэнергии, соответствующая проекту на пусковой комплекс

10.3. Каждый измерительный комплекс учета электроэнергии, введенный по нормальной или временной схеме размещения приборов расчетного и технического учета электроэнергии, должен иметь технический паспорт-протокол (приложение 7)

10.4. При приемке в эксплуатацию системы учета электроэнергии на энергообъекте, а также при изменениях схемы и режимов работы, влияющих на точность учета, должны определяться относительные погрешности измерительных комплексов. Если погрешности превышают допустимые, должны быть приняты меры по выявлению и устранению причин

10.5. При выводе в ремонт одного из трансформаторов тока, включенного на сумму токов с другим трансформатором тока этого же присоединения, измерительный керн выводимого в ремонт трансформатора тока должен быть отсоединен от цепей учета согласно [12]

10.6. Расчетные счетчики, как правило, должны находиться на балансе энергоснабжающей организации

10.7. Расчетные счетчики подлежат поверке

10.8. Поверенные расчетные счетчики должны иметь на креплении кожухов пломбы Госстандарта России, а также пломбу энергоснабжающей организации на крышке колодки зажимов расчетного счетчика

10.9. Нарушение пломбы на расчетном счетчике лишает законной силы учет электроэнергии, осуществляемый данным расчетным счетчиком

10.10. Персонал энергообъекта несет ответственность за сохранность расчетного счетчика, его пломб и за соответствие цепей учета электроэнергии установленным требованиям

10.11. Периодичность и объем поверки расчетных счетчиков должны соответствовать требованиям действующих нормативно-технических документов

10.12. Положительные результаты поверки счетчика удостоверяются поверительным клеймом или свидетельством о поверке

10.13. Периодичность и объем калибровки расчетных счетчиков устанавливаются местной инструкцией

10.14. Калибровка расчетного счетчика на месте его эксплуатации, если это предусмотрено местной инструкцией, может проводиться без нарушения поверительного клейма аттестованным представителем энергоснабжающей организации в присутствии лица, ответственного за учет электроэнергии на энергообъекте. Калибровка не заменяет поверку, предусмотренную нормативно-техническими документами Результаты калибровки оформляются актом (приложение 8)

10.15. Персонал энергоснабжающей организации выполняет работы по проведению калибровки счетчиков на энергообъекте с соблюдением требований безопасности, изложенных в ГОСТ 6570–75, а также в действующих Правилах техники безопасности при эксплуатации электроустановок

10.16. Если при калибровке установлено, что погрешность счетчика превышает допустимую [1], счетчик должен быть заменен

10.17. Счетчики технического учета должны находиться на балансе энергообъекта

10.18. Счетчики технического учета подлежат калибровке в сроки и в объемах, предусмотренных нормативно-техническими документами

10.19. Счетчики технического учета должны обслуживаться персоналом энергообъекта, на котором они установлены.

10.20. Журнал первичной записи показаний счетчиков учета электроэнергии на энергообъекте должен быть пронумерован, прошнурован и опечатан ответственным лицом

10.21. В журнал первичной записи вносятся показания расчетных счетчиков и счетчиков технического учета ежесуточно на 24–00 ч местного времени с указанием даты записи и наименования присоединения, а также фамилия и подпись лица, снимающего показания

10.22. Для счетчиков, запись показаний которых ведется ежемесячно, должен быть, как правило, отдельный журнал

Приложение 1

Утверждено Постановлением
Госкомстата России от 16.06.93 № 99

НОМЕНКЛАТУРА ЭЛЕМЕНТОВ РАСХОДА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

1. Разгрузка и хранение топлива

Расход электроэнергии на электродвигатели механизмов, обслуживающих принадлежащие электростанции разгрузочные устройства и склады топлива (вагоноопрокидыватели, краны, скреперы, размораживающие устройства и др)

2. Топливоподача

Расход электроэнергии на электродвигатели механизмов по подаче и дроблению топлива (лебедки, элеваторы, транспортеры, конвейеры, мазутные насосы, дробилки, механизмы обеспыливания тракта топливоподачи и др.)

3. Котельная установка

Расход электроэнергии на

размол угля (мельницы и мелющие вентиляторы),

пневматическую подачу пыли (пневмовинтовые насосы);

тягодутьевые установки, дымососы рециркуляции, мельничные вентиляторы, вентиляторы горячего дутья, бустерные и питательные насосы, насосы рециркуляции среды прямоточных котлов, механизмы золоулавливания, золо- и шлакоудаления;

химическую очистку и химическое обессоливание воды (пропорционально добавку воды, восполняющему внутристанционные потери пара и конденсата), дренажные насосы, насосы технического и пожарного водоснабжения;

магнитные сепараторы и электродвигатели прочих механизмов котельной установки сушилки, промежуточные транспортеры и элеваторы, питатели и шнеки, приводы топочных механизмов, регенеративные вращающиеся воздухоподогреватели, обдувочные аппараты, компрессоры систем дробеочистки, обдувки поверхностей нагрева и подачи в топку пыли высокой концентрации, а также пневматический инструмент,

механизмы центрального пылезавода.

4. Турбинная установка

Расход электроэнергии на

электродвигатели циркуляционных насосов и вентиляторов градирен (при наличии общего водоснабжения с расположенными вблизи предприятиями; расход электроэнергии на водоснабжение пропорционален количеству воды, израсходованной электростанцией);

электродвигатели конденсатных насосов и насосов водяных эжекторов турбин, дренажных насосов, регенеративных подогревателей, насосов установок по очистке основного конденсата турбин,

электродвигатели прочих механизмов масляных насосов системы смазки и регулирования, перекачивающих и дренажных насосов, насосов подкачки воды в систему циркуляционного водоснабжения;

охлаждение генераторов и трансформаторов, компрессоры воздушных выключателей, двигатель-генераторы аккумуляторных батарей и прочие электродвигатели электроцеха, измерительную и ремонтные мастерские

5. Теплофикационная установка

Расход электроэнергии на электродвигатели.

сетевых, подпиточных и подкачивающих насосов тепловой сети, установленных на территории электростанций,

конденсатных насосов подогревателей сетевой воды,

пиковых водогрейных котлов,

мазутного хозяйства (пропорционально количеству мазута, сожженного пиковыми водогрейными котлами),

насосов установок по химической очистке (пропорционально добавку воды, восполняющему потери сетевой воды),

прочих механизмов, обслуживающих теплофикационную установку

6. Дополнительные расходы электроэнергии, связанные с отпуском тепла в виде пара

Расход электроэнергии (пропорционально расходам, восполняющим невозврат конденсата от потребителей пара) на насосы установок по химической очистке и химическому обессоливанию воды, паропреобразовательных, испарительных и выпарных установок

В расход электроэнергии на собственные нужды включаются также расходы ее на освещение производственных помещений, электроинструмент, электросварку, электродвигатели приспособлений и механизмов для текущего ремонта оборудования, электродвигатели систем отопления и вентиляции производственных помещений

Приложение 2

Утверждено Постановлением
Госкомстата России от 29.09.92 № 161

НОМЕНКЛАТУРА ЭЛЕМЕНТОВ РАСХОДА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

1. Гидротехнические сооружения

Расход электроэнергии

электродвигателями механизмов, обслуживающих плотину, водосбросы, промывные устройства, водозабор ГЭС, водовыпуски и пр ,

на освещение и отопление помещений сооружений ГЭС и деривации и на обогрев пазов затворов

2. Напорный бассейн (или аванкамера)

Расход электроэнергии на

электродвигатели механизмов, обслуживающих напорный бассейн (аванкамеры), промывных устройств,

электродвигатели механизмов, обслуживающих решетки и пазы затворов напорного фронта,

освещение напорного бассейна и отопление помещений, относящихся к сооружениям напорного бассейна (аванкамеры),

обогрев решеток и затворов напорного фронта

3. Здание ГЭС

Расход электроэнергии на

электродвигатели, действующие в системе регулирования, в системе технического водоснабжения гидроагрегатов, в системе откачки воды из проточного тракта гидроагрегатов и дренажных вод здания ГЭС,

электродвигатели масляного и пневматического хозяйства ГЭС, системы пожаротушения генераторов и здания ГЭС,

электродвигатели механизмов на открытие-закрытие затворов напорных трубопроводов и подъемных механизмов (кранов, лифтов, лебедок и пр.);

электросварку, электроинструменты, электродвигатели механизмов и станков мастерских по ремонту гидромеханического и электротехнического оборудования,

освещение, отопление и вентиляцию всех без исключения помещений здания ГЭС, а также помещений распределительного устройства и освещение его территории

Приложение 3

Утверждено Главтехуправлением
Минэнерго СССР 23.04 81

НОМЕНКЛАТУРА ЭЛЕМЕНТОВ РАСХОДА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ПОДСТАНЦИЙ

1 Номенклатура составлена в соответствии с «Инструкцией по нормированию расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций 35–500 кВ» (М. СПО Союзтехэнерго, 1981)

2. Номенклатура включает расход электроэнергии на следующие цели:

охлаждение трансформаторов и автотрансформаторов,

обогрев, освещение и вентиляцию помещений (ОПУ, ЗРУ, ОВБ, аккумуляторной, компрессорной, насосной пожаротушения, здания вспомогательных устройств, синхронных компенсаторов, проходной);

освещение территории,

зарядно-подзарядные устройства аккумуляторных батарей,

питание оперативных цепей и цепей управления (на подстанциях с переменным оперативным током),

обогрев ячеек КРУН (с аппаратурой релейной защиты и автоматики, счетчиками или выключателями) и релейных шкафов наружной установки,

обогрев приводов и баков масляных выключателей,

обогрев приводов отделителей и короткозамыкателей;

обогрев приводов и маслобаков переключающих устройств РПН;

обогрев электродвигательных приводов разъединителей,

обогрев электросчетчиков в неотапливаемых помещениях,

обогрев агрегатных шкафов и шкафов управления воздушных выключателей;

питание компрессоров,

обогрев воздухосборников;

вспомогательные устройства синхронных компенсаторов (масляные, циркуляционные и дренажные насосы, задвижки, автоматика),

электропитание аппаратуры связи и телемеханики,

небольшие по объему ремонтные работы, выполняемые в процессе эксплуатации,

прочие: дренажные насосные, устройства РПН, дистилляторы, мелкие станки и приспособления и т д.

3 К расходу электроэнергии на собственные нужды подстанции относится также расход электроэнергии на электроприемники, наличие которых обусловлено спецификой эксплуатации оборудования подстанций кондиционирование помещения щита управления (жаркая климатическая зона), обогрев дорожек к оборудованию на открытой части подстанции (в районах с обильными снегопадами) и т п

4 В состав электроприемников собственных нужд подстанции не должны включаться потребители электроэнергии на хозяйственные нужды энергосистем

НОМЕНКЛАТУРА ЭЛЕМЕНТОВ РАСХОДА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ХОЗЯЙСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

(Выписка из Письма Минэнерго СССР «О номенклатуре потребления электроэнергии на хозяйственные нужды энергосистем» от 24.04.80 № Б–6023)

В номенклатуру* входит расход электроэнергии на следующие объекты и виды работ

1 На электростанциях.

цех централизованного ремонта (центральные ремонтные мастерские, ремонтно-механические мастерские),

ремонтно-строительный цех,

автохозяйство,

склад оборудования и материалов,

базисный склад топлива,

административные здания, включая отдельно расположенные служебные помещения различного назначения. учебные кабинеты, библиотека, медпункт, бытовые помещения, помещения для отдыха ремонтного персонала, помещения специализированных лабораторий, убежища, помещения пожарной и военизированной охраны и т п ,

монтажные, наладочные и экспериментальные работы, капитальный, средний и аварийно-восстановительный ремонты зданий и оборудования, выполняемые персоналом электростанций или персоналом энергосистемы,

наладочные и экспериментальные работы, выполняемые подрядными организациями, если по условиям договора с подрядчиком электростанция принимает на себя необходимый для выполнения этих работ расход электроэнергии

2 В электрических сетях

ремонтные, механические и столярные мастерские;

масляное хозяйство,

автохозяйства, базы механизации,

---

*Расход электроэнергии на указанные в номенклатуре объекты, переданные на баланс электрических сетей и электростанций РАО «ЕЭС России», относится к расходу электроэнергии на хозяйственные нужды этих электрических сетей и электростанций

учебные комбинаты и полигоны,

склады оборудования и материалов,

административные здания предприятий и районов электрических сетей и помещения различного назначения учебные кабинеты, библиотека, медпункт, бытовые помещения, помещения для отдыха ремонтного персонала, помещения специализированных лабораторий убежища, помещения пожарной и военизированной охраны и т п ,

монтажные, наладочные и экспериментальные работы, капитальный, средний и аварийно-восстановительный ремонты зданий и оборудования, выполняемые персоналом электросетей или персоналом энергосистемы,

наладочные и экспериментальные работы, выполняемые подрядными организациями, если по условиям договора с подрядчиком сетевое предприятие принимает на себя необходимый при выполнении этих работ расход электроэнергии,

служебные и жилые помещения оперативного персонала подстанции и автоматизированных ГЭС с дежурством на дому

3 В хозяйственные нужды энергосистемы не включается расход электроэнергии предприятиями и учреждениями, административно подчиненными районным энергетическим управлениям, но находящимися на самостоятельном балансе (заводы ремонтно-механические, железобетонных конструкций, кирпичные, деревообрабатывающие, экспериментальные, строительные и строительно-монтажные управления специализированных трестов, лесозаготовки, карьеры, специальные конструкторские и проектные бюро, вычислительные центры)

В хозяйственные нужды не включается также расход электроэнергии предприятиями тепловых сетей, зданиями районных энергоуправлений и Энергонадзора

Расход электроэнергии по всем перечисленным предприятиям включается в другие статьи полезного отпуска форм статистической отчетности

Расход электроэнергии на отопление, водоснабжение и освещение рабочих поселков, отдельных жилых домов ремонтного и эксплуатационного персонала, столовых, общежитий, гостиниц, клубов, больниц, детских дошкольных учреждений, баз отдыха, профилакториев и т п не включается в хозяйственные нужды энергосистемы

К потребителям электроэнергии на хозяйственные нужды энергосистемы не относятся потребители, присоединенные в порядке исключения к шинам собственных нужд электростанций и подстан-

ций и оплачивающие потребление электроэнергии непосредственно электростанции или электрическим сетям Расход электроэнергии такими потребителями фиксируется как оплаченный отпуск посторонним потребителям, а в формах отчетности учитывается соответствующими статьями полезного отпуска.

Расход электроэнергии на небольшие по объему ремонтные работы, выполняемые эпизодически в процессе эксплуатации на электростанциях и подстанциях, учитывается как расход на собственные нужды электростанций и подстанций

К расходу электроэнергии на хозяйственные нужды энергосистемы не относится электроэнергия, потребляемая обмотками синхронных компенсаторов, а также расходуемая на плавку гололеда Указанные виды расхода входят в потери электроэнергии в электрических сетях.

Приложение 5

АКТ
О СОСТАВЛЕНИИ БАЛАНСА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Основание Приказ от _____ № _____
Комиссия в составе
Председатель _____
Члены. _____

Настоящий акт составлен в том, что за _____ месяц 20__ г. выработка электроэнергии на электростанции, потребление на собственные и хозяйственные нужды электростанции, отпуск электроэнергии потребителям, в сети АО-энерго и других собственников следующие·

I. Выработано активной электроэнергии

Номера счетчиков, установленных энергонадзором	Наименование объектов учета	Показания счетчиков		Разность показаний счетчиков за месяц	Коэффициент счетчиков	Количество электроэнергии, учтенной счетчиком, тыс кВт·ч	Примечание
		на 0 ч 1-го числа текущего месяца	на 0 ч 1-го числа истекшего месяца				

ВСЕГО по разд I _____

II. Поступило от АО-энерго и других собственников (РАО «ЕЭС России», другие АО-энерго)

ВСЕГО по разд II _____

III. Расход на собственные нужды электростанции

ВСЕГО по разд III _____

Номера счетчиков, установленных энергонадзором	Наименование объектов учета	Показания счетчиков		Разность показаний счетчиков за месяц	Коэффициент счетчиков	Количество электроэнергии, учтенной счетчиком, тыс кВт ч	Примечание
		на 0 ч 1-го числа текущего месяца	на 0 ч 1-го числа истекшего месяца				

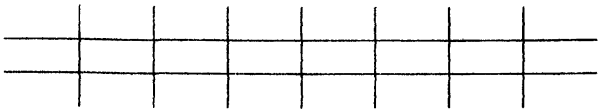
IV. Расход на хозяйственные нужды электростанции

ВСЕГО по разд IV _____

V. Расход на производственные нужды

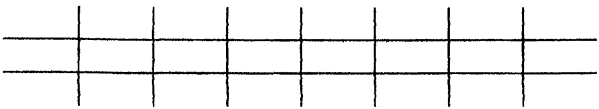
ВСЕГО по разд V _____

VI. Отпущено потребителям



ВСЕГО по разд VI _____

VII. Отпущено в сети АО-энерго и других собственников (РАО «ЕЭС России», другие АО-энерго)



ВСЕГО по разд VII _____

VIII. Потери электроэнергии в станционной электросети

(заполняется только электростанциями, находящимися на самостоятельном балансе)

1 Повышающие трансформаторы и АТ связи _____

2. Распределительные устройства _____

3 Воздушные и кабельные линии и шинопроводы _____

4. Отдельно стоящие ПС _____

ВСЕГО по разд VIII _____

IX. Допустимый небаланс

Определяется по формуле (3 2) настоящей Типовой инструкции

_____

_____

X. Баланс электроэнергии на электростанции

1 Поступило на шины, всего (I+II) _____

2 Расход электроэнергии на электростанции, всего (III+IV+V) _____

3 Отпуск электроэнергии потребителям
и в сети АО-энерго, всего (VI+VII)_____

4. Фактический небаланс $\frac{(I+II)-(III+IV+V)-(VI+VII)-VIII}{I+II}100\%$

5. Допустимый небаланс (IX), %_____

6. Отпуск электроэнергии с шин электростанции,
всего (I–III)_____

в том числе по классам напряжения _____

Председатель комиссии _____

Члены комиссии _____

Представитель Энергонадзора _____

АКТ
О СОСТАВЛЕНИИ БАЛАНСА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ПОДСТАНЦИИ

Основание: Приказ от_____№_____
Комиссия в составе
Председатель _____
Члены _____

Настоящий акт составлен в том, что за _____ месяц 20__г поступление электроэнергии, потребление на собственные и хозяйственные нужды и отпуск с шин подстанции следующие:

Номера счетчиков, установленных энергонадзором	Наименование объектов учета	Показания счетчиков		Разность показаний счетчиков за месяц	Коэффициент счетчиков	Количество электроэнергии, учтенной счетчиком, тыс кВт ч	Примечание
		на 0 ч 1-го числа текущего месяца	на 0 ч 1-го числа истекшего месяца				

I. Поступило от АО-энерго и других собственников (РАО «ЕЭС России», другие АО-энерго)

ВСЕГО по разд I _____

II. Расход на собственные нужды

ВСЕГО по разд II _____

III. Расход на хозяйственные нужды

ВСЕГО по разд III_____

Номера счетчиков, установленных энергонадзором	Наименование объектов учета	Показания счетчиков		Разность показаний счетчиков за месяц	Коэффициент счетчиков	Количество электроэнергии, учтенной счетчиком, тыс кВт·ч	Примечание
		на 0 ч 1-го числа текущего месяца	на 0 ч 1-го числа истекшего месяца				

IV. Расход на производственные нужды

ВСЕГО по разд. IV_____

V. Отпуск потребителям

ВСЕГО по разд V_____

VI. Отпуск электроэнергии в сети АО-энерго и других собственников (РАО «ЕЭС России», другие АО-энерго)

ВСЕГО по разд VI _____

VII. Потери электроэнергии в понижающих трансформаторах

Потери электроэнергии в понижающих трансформаторах определяются расчетным путем на основе графиков нагрузки и технических данных трансформаторов в соответствии с [2]

VIII. Допустимый небаланс

Определяется по формуле (3 2) настоящей Типовой инструкции.

_____

_____

IX. Баланс электроэнергии на подстанции

1 Поступило на шины, всего (I)_____

2 Расход электроэнергии на подстанции, всего (II+III)_____

3 Отпуск электроэнергии потребителям и в АО-энерго, всего (V+VI)_____

4 Фактический небаланс $\frac{(I+II)-(III+IV+V)-(VI+VII)-VIII}{I}100\%$

5 Допустимый небаланс (VIII), %_____

6 Отпуск электроэнергии с шин подстанции, всего (I–II)_____

в том числе по классам напряжения _____

Председатель комиссии _____

Члены комиссии _____

Представитель Энергонадзора _____

ПАСПОРТ-ПРОТОКОЛ ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО КОМПЛЕКСА

1 Наименование объекта (электростанция, подстанция)_____

2 Наименование присоединения_____

3 Дата ввода комплекса в эксплуатацию_____

4 Основные паспортные и эксплуатационные данные

4 1 Счетчики электрической энергии

Обозначение счетчика по схеме учета электроэнергии, вид учета (Р или К), вид энергии (А или R)

_____

Тип_____,№_____, напряжение_____, ток_____, класс точности_____, схема включения_____, количество тарифов_____, другие данные_____

_____

4 2 Трансформаторы тока

Тип_____, №_____, класс точности измерительной обмотки_____, (фаза А)_____, (фаза В)_____, (фаза С), коэффициент трансформации_____, допустимая нагрузка_____, фактическая нагрузка_____, другие данные_____

_____

4 3 Трансформаторы напряжения

Тип_____, №_____, класс точности _____, (фаза А)_____, (фаза В)_____, (фаза С)_____, коэффициент трансформации_____, допустимая нагрузка_____,

фактическая нагрузка_____, другие данные_____

_____

5 Схема соединения и кабельные связи

Токовые цепи

Схема соединения измерительных обмоток трансформаторов тока

_____

Схема соединения кабелей (с указанием маркировки, наименования сборок выводов шкафов и панелей), параметры кабелей и др _____

_____

Цепи напряжения

Схема соединения кабелей (с указанием маркировки, наименования сборок выводов шкафов и панелей), параметры кабелей и др ____

_____

Допустимое значение потерь напряжения от ТН до счетчика_____

Фактическое значение потерь напряжения от ТН до счетчика_____

6. Вспомогательные аппараты

6 1 Автоматические выключатели·

Обозначение по схеме_____, тип_____, номинальный ток_____,

тип защиты и установка_____, №_____,

6 2 Предохранители.

Обозначение по схеме_____, тип_____, номинальный ток_____, ток плавкой вставки_____,

7 Информационно-измерительная система

Тип_____, №_____, другие данные_____

_____

8 Погрешность измерения комплекса (расчетная)_____

9 Регистратор событий

Обозначение по схеме_____, тип_____, №_____,

другие данные_____ _____

10 Дата, вид поверки элементов комплекса

Первичный протокол от_____ 20__г. №_____

11 Дата, наименование выполненных работ

Первичный протокол от_____ 20__г №_____

_____

Подписи ответственных лиц _____

_____

___ _____ 200__ г.

АКТ
О ПРОВЕДЕНИИ КАЛИБРОВКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЧЕТЧИКОВ

Комиссия в составе

Представитель Энергонадзора _____

Представитель энергообъекта _____

Составила настоящий акт в том, что проведена калибровка электрических счетчиков, установленных на

_____

(наименование энергообъекта)

Калибровка производилась приборами _____

(тип, класс точности, заводской номер)

Результаты калибровки

№ п п	Наименование присоединения	Снятые счетчики			Установленные счетчики								Время перерыва в учете электро-энергии	Средняя нагрузка по счетчику, МВт	Средняя нагрузка по образцовому прибору, МВт	Погрешность, %	Примечание
		Номер	Показание	Расчетный коэффициент счетчика	Номер	Тип и класс точности	Ток, А	Напряжение, В	Коэффициенты трансформации измерительных трансформаторов		Расчетный коэффициент счетчика	Показание					
									ТТ	ТН							

Список использованной литературы

1 Правила устройства электроустановок. 6-е изд – М Энергоатомиздат, 1985

2 Инструкция по расчету и анализу технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений – М СПО Союзтехэнерго, 1987

3 Руководящие указания по учету потерь на корону и помех от короны при выборе проводов воздушных линий электропередачи переменного тока 330 – 750 кВ и постоянного тока 800 – 1 500 кВ – М . СЦНТИ ОРГРЭС, 1975

4 Методические указания по определению погрешности измерения активной электроэнергии при ее производстве и распределении РД 34 11 325–90 – М СПО ОРГРЭС, 1991

5 Правила эксплуатации электроустановок потребителей – М Энергоатомиздат, 1992

6 Правила пользования электрической и тепловой энергией – М Энергоиздат, 1986

7 Основные положения по созданию автоматизированных систем контроля и управления потреблением и сбытом энергии в энергосетях (АСКУЭ). Утверждено Минэнерго СССР 10 12 87.

8 Типовые технические требования к средствам автоматизации контроля и учета электроэнергии и мощности для АСКУЭ энергосистем Утверждено РАО «ЕЭС России» 11 10 94

9 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей – М Энергоатомиздат, 1989

10 Методические указания по расчету потерь электроэнергии в главных трансформаторах атомных электростанций Утверждено Минатомэнерго СССР, 1987

11 Закон Российской Федерации «Об обеспечении единства измерений»

12 Общая инструкция по проверке устройств релейной защиты, электроавтоматики и вторичных цепей – М Энергия, 1975

13 ГОСТ 8 002–86 Организация и порядок проведения поверки, ревизии и экспертизы средств измерений

14 ГОСТ 8.259–77 Счетчики электрической активной и реактивной энергии индукционные Методы и средства поверки

15 ГОСТ 8 437–81 Системы информационно-измерительные Метрологическое обеспечение Основные положения

16 ГОСТ 6570–75 Счетчики активной и реактивной энергии индукционные Общие технические условия

17 ГОСТ 26035–83 Счетчики электрической энергии переменного тока, электронные Общие технические условия

18 ГОСТ 7746–89. Трансформаторы тока Общие технические условия

19 ГОСТ 1983–89 Трансформаторы напряжения Общие технические условия

ОГЛАВЛЕНИЕ

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ 5

2 ОСНОВНЫЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ 6

3 УЧЕТ АКТИВНОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ 9

4 УЧЕТ АКТИВНОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 14

5 ОСОБЕННОСТИ УЧЕТА МЕЖСИСТЕМНЫХ ПЕРЕТОКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ 17

6 УЧЕТ РЕАКТИВНОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ 18

7 УЧЕТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ 19

8 АВТОМАТИЗАЦИЯ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ 19

9 ОБЩИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМЕ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ 21

10 ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРИБОРОВ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ 23

Приложение 1 Номенклатура элементов расхода электроэнергии на собственные нужды тепловых электростанций 25

Приложение 2 Номенклатура элементов расхода электроэнергии на собственные нужды гидроэлектростанций 27

Приложение 3 Номенклатура элементов расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций 28

Приложение 4 Номенклатура элементов расхода электроэнергии на хозяйственные нужды электростанций и электрических сетей 30

Приложение 5 Акт о составлении баланса электроэнергии на электростанции 33

Приложение 6 Акт о составлении баланса электроэнергии на подстанции 37

Приложение 7 Паспорт-протокол измерительного комплекса 40

Приложение 8 Акт о проведении калибровки электрических счетчиков 43

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ 44

Нормативно-производственное издание

ТИПОВАЯ ИНСТРУКЦИЯ ПО УЧЕТУ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРИ ЕЕ ПРОИЗВОДСТВЕ, ПЕРЕДАЧЕ И РАСПРЕДЕЛЕНИИ

РД 34.09.101–94

с изменением № 1

Художественный редактор *Н И. Комиссарова*
Технический редактор *Ж М Голубева*
Компьютерная верстка *М А Толокновой*
Корректор *Л В Назарова*

Санитарно-эпидемиологическое заключение
№ 77 99 02 953 Д 002265 03 03 от 31 03 2003 г

Подписано в печать 25 03 2004 г Формат 60×90$^{1}/_{16}$ Гарнитура Таймс
Усл печ л 3,0 Уч -изд л 3,1 Тираж 10 000 экз (1-й завод 1–3 000 экз)
Изд. № 456 Заказ № 134

ЗАО «Издательство НЦ ЭНАС»
115201, г Москва, Каширское ш , д 22, корп. 3
Тел /факс (095)113-53-90, 234-71-82
E-mail adres@enas ru
http //www enas ru

gost.e-ecolog.ru

Отпечатано с готовых диапозитивов
в ОАО «Московская типография № 6»
115088, г Москва, ул Южнопортовая, 24