
**ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»**



**СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ
ОАО «ФСК ЕЭС»**

**СТО 56947007-
35.240.01.023-2009**

**Автоматизированные информационно-
измерительные системы коммерческого учета
электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанции
Типовые технические требования в составе закупочной
документации**

Стандарт организации

ОАО «ФСК ЕЭС»
2009

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», объекты стандартизации и общие положения при разработке и применении стандартов организаций Российской Федерации - ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения», общие требования к построению, изложению, оформлению, содержанию и обозначению межгосударственных стандартов, правил и рекомендаций по межгосударственной стандартизации и изменений к ним - ГОСТ 1.5-2001, правила построения, изложения, оформления и обозначения национальных стандартов Российской Федерации, общие требования к их содержанию, а также правила оформления и изложения изменений к национальным стандартам Российской Федерации - ГОСТ Р 1.5-2004.

Сведения о Типовых технических требованиях

- 1 **РАЗРАБОТАН:** Департаментом информационно-технологических систем ОАО «ФСК ЕЭС»
2. **ИСПОЛНИТЕЛИ:** Чернецов В.Ф., Бирюков А.К.
3. **ВНЕСЕН:** Департаментом информационно-технологических систем, Дирекцией технического регулирования и экологии ОАО «ФСК ЕЭС»
4. **УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ:** распоряжением ОАО «ФСК ЕЭС» от 13. 03. 2009 г. № 79р
5. **ВВЕДЕН:** впервые

Замечания и предложения по стандарту организации следует направлять в Дирекцию технического регулирования и экологии ОАО «ФСК ЕЭС» по адресу: Россия, 117630, Москва, ул. Ак. Челомея, 5а, электронной почтой по адресу: zhulev-an@fsk-ees.ru.

Настоящий стандарт организации не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения ОАО «ФСК ЕЭС»

1 Введение

Стандарт организации «Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанции. Типовые технические требования к АИИС КУЭ подстанции при подготовке закупочной документации» разработан с учетом положений Федеральных законов №35-ФЗ и №36-ФЗ в целях обеспечения корпоративного нормативно-правового и нормативно-технического регулирования процессов, связанных с созданием (модернизацией) АИИС КУЭ электроэнергетических объектов в условиях функционирования Оптового и Розничных рынков электроэнергии (мощности), нормативно-методического обеспечения (регламентации) организационно-технологических процессов, связанных с выполнением работ по созданию (модернизации) АИИС КУЭ электроэнергетических объектов, а также для создания нормативной базы для унификации, типизации и стандартизации технических решений по построению систем и применению программно-технических комплексов (ПТК) при разработке, проектировании, внедрении и развитии АИИС КУЭ подстанции.

Типовые технические требования к АИИС КУЭ подстанции полностью характеризуют оборудование и отражают интегральные требования ОАО «ФСК ЕЭС».

2 Нормативные ссылки

В настоящем СТО использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

- ГОСТ 8.009-84 ГСИ. Нормируемые метрологические характеристики средств измерений.
- ГОСТ 24.104-85. ЕССАСУ. Автоматизированные системы управления. Общие требования.
- ГОСТ 34.201-89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем.
- ГОСТ 34.601-90. ЕКС АС. Автоматизированные системы. Стадии создания.
- ГОСТ 34.603-92. Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем.
- ГОСТ 34.602-89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Техническое задание на создание автоматизированной системы.
- ГОСТ 1983-2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические требования.
- ГОСТ 7746-2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия.
- ГОСТ 30206-94 Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока(классы точности 0,2 S и 0,5 S)

- ГОСТ Р 8.563-96. ГСИ. Методика выполнения измерений.
- ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.
- ГОСТ Р 52069.0-2003 Защита информации. Система стандартов. Основные положения.
- ГОСТ Р 52322-2005. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 2I. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2.
- ГОСТ Р 52323-2005.-Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S
- СО 153-34.20.122-2006 «Нормы технологического проектирования ПС с высшим напряжением 35-750 кВ»;
- РД 34.09.101-94 - «Типовая инструкция по учету электроэнергии»;
- Приложения №№11.1÷11.5 к «Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка» и Приложения к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка (регламенты ОАО «АТС»);
- Закон РФ от 27 апреля 1993 г. N 4871-1 «Об обеспечении единства измерений»;
- ПУЭ;
- «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ».

3 Термины, определения, обозначения и сокращения

3.1 Термины и определения

В настоящем документе применены следующие термины с соответствующими определениями:

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

- **жизненный цикл автоматизированной системы:** Совокупность взаимосвязанных процессов создания и последовательного изменения состояния системы от формирования исходных требований к ней до окончания эксплуатации и утилизации комплекса средств автоматизации;

- **журнал событий:** Массив информации, формируемый устройством (счетчиком, УСПД), характеризующий изменения технического состояния, параметров и режимов работы этого устройства с привязкой к календарному времени;

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

- **информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ):** Комплекс функционально объединенных программных, вычислительных и других технических средств АИИС УЭ электроустановки (или группы электроустановок) для решения задач сбора данных от счетчиков электроэнергии ИИК, диагностики и обработки информации по учету электроэнергии, а также передачи информации в Центр сбора информации субъекта;

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

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

- **система обеспечения единого времени (СОЕВ):** Функционально объединенная совокупность программно-технических средств измерения и синхронизации времени в АИИС УЭ. Выполняет законченную функцию измерений времени и имеет нормированные метрологические характеристики. Охватывает элементы АИИС УЭ, выполняющие функции измерения, синхронизации или поддержания времени (интервалов времени);

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

- **техническое задание на автоматизированную систему (ТЗ):** Документ, оформленный в установленном порядке и определяющий цели создания автоматизированной системы, требования к ней и основные исходные данные, необходимые для ее разработки, а также план-график создания автоматизированной системы;

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

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

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

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

3.2 Обозначения и сокращения

В настоящем документе применены следующие обозначения и сокращения:

АИИС - автоматизированные информационно-измерительные системы.

АИИС КУЭ - автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электроэнергии.

ИВК - информационно-вычислительный комплекс.

ИИК - информационно-измерительный комплекс.

СОЕВ - система обеспечения единого времени.

УСПД - устройство сбора и передачи данных.

УССВ- устройство синхронизации системного времени.

4 Типовые технические требования к АИИС КУЭ подстанции для применения при подготовке закупочной документации

В закупочной документации должны быть отражены следующие разделы и параметры (таблица 1):

Таблица 1

| № п/п | Наименование параметра | Параметр/ Требование по НД (СО, ГОСТ), специальное требование заказчика (значение либо обязательность выполнения) | Нормативный документ | Подтвержденное значение параметра при аттестации | Соответствие, подтвержденное экспертом |
|---------------------------------------|--|--|------------------------------|---|--|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 4.1 Общие требования к системе | | | | | |
| 1. | Возможность получения параметров удаленным способом | Да | Приложение 11.1, п. 3.4.2 | | |
| 2. | Контроль достоверности и восстановление данных | Да | Приложение 11.1, п. 5.1.1 | | |
| 3. | Наличие резервных баз данных | Да | Приложение 11.1, п. 2.3 | | |
| 4. | Перезапуск системы (наличие перезапуска УСПД и средств контроля зависания) | Да | Приложение 11.1, п. 2.3 | | |
| 5. | Наличие защиты на программном уровне при передаче результатов измерений (наличие электронной цифровой подписи) | Да | Приложение 11.1, п. 5.1.1 | | |
| 6. | Автоматизированное проведение измерений приращения активной электроэнергии | Да | Приложение 11.1, п. 2.3 | | |
| 7. | Автоматизированное проведение измерений приращения реактивной электроэнергии | Да | Приложение 11.1, п. 2.3 | | |
| 8. | Автоматизированное проведение измерений среднеинтервальной активной мощности | Да | Приложение 11.1, п. 2.3 | | |
| 9. | Автоматизированное измерение времени и интервалов | Да | Приложение 11.1, | | |

| № п/п | Наименование параметра | Параметр/ Требование по НД (СО, ГОСТ), специальное требование заказчика (значение либо обязательность выполнения) | Нормативный документ | Подтвержденное значение параметра при аттестации | Соответствие, подтвержденное экспертом |
|-------|--|---|---|--|--|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| | времени в ИИК, ИВКЭ или ИВК | | п. 2.12 | | |
| 10. | Автоматизированная коррекция (синхронизация) времени в ИИК, ИВКЭ или ИВК | Да | Приложение 11.1, п. 2.11 | | |
| 11. | Автоматизированное предоставление в ИАСУ КУ - результатов измерений | Да | Приложение 11.1, п. 2.4 | | |
| 12. | Автоматизированное предоставления в филиал ОАО «СО ЕЭС» -РДУ информации о состоянии средств измерений, объектов измерений, результатов измерений | Да | Приложение 11.1, п. 2.4 | | |
| 13. | Возможность расчета учетных показателей | Да | Приложение 11.1, п. 5.1.1 | | |
| 14. | Автоматизированный учет потерь от точки измерений до точки поставки | Да | Приложение 11.1, п. 5.1.1 | | |
| 15. | Учёт (по результатам прямых измерений) объёмов электроэнергии, принятых и отпущенных по всем внешним присоединениям подстанции на всех имеющихся классах напряжения, расчёта баланса ПС по внешнему периметру. | Да | Специальное требование заказчика | | |
| 16. | Обеспечить вычисление полного баланса электроэнергии по подстанции в целом, включая вычисление баланса электроэнергии по уровням напряжения, отдельно по шинам (секциям шин) всех классов напряжений, с учётом собственных и хозяйственных нужд, сравнение фактического небаланса с допустимым значением небаланса, а также контроль достоверности передаваемых/получаемых данных. | Да | НТП ПС, п. 19.6.2, Специальное требование заказчика | | |

| № п/п | Наименование параметра | Параметр/ Требование по НД (СО, ГОСТ), специальное требование заказчика (значение либо обязательность выполнения) | Нормативный документ | Подтвержденное значение параметра при аттестации | Соответствие, подтвержденное экспертом |
|-------|---|---|---|--|--|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 17. | Первичный анализ полноты данных коммерческого учёта, поступающих от электросчётчиков, и восполнение пропущенных данных. | Да | Специальное требование заказчика | | |
| 18. | Первичный анализ достоверности и непротиворечивости данных, поступающих со счётчиков коммерческого учёта в УСПД ПС, в том числе контроля исправности средств учёта. | Да | Специальное требование заказчика | | |
| 19. | Для ПС 330-750кВ по отходящим ВЛ предусматривать установку ТТ в линиях. Для распределительных устройств 110 кВ и выше с обходной системой шин при обоснованном отсутствии трансформатора тока в линии (за линейным разъединителем) должны быть разработаны решения по обеспечению автоматической фиксации в УСПД перевода линии на обходной выключатель с отражением в МВИ расчета количества электроэнергии через присоединение, автоматической (в случае появления новых присоединений - ручной) перенастройки схемы учёта. | Да | НТП ПС, п. 19.4 | | |
| 20. | Интеграция АИИС КУЭ с АСУТП подстанции в части получения из АСУ ТП положения состояния выключателей и разъединителей; передачи в АСУ ТП результатов измерения количественных параметров электроэнергии; передачи в АСУ ТП информации о неисправности элементов АИИС КУЭ (АРМ, УСПД, электросчётчиков, каналобразующей аппаратуры). | Да | НТП ПС, п. 19.6.5, специальное требование заказчика | | |
| 21. | Обеспечить контроль показателей качества электроэнергии согласно ГОСТ 13109-97. | Да | НТП ПС, п. 19.1, 19.6.10 | | |

| № п/п | Наименование параметра | Параметр/ Требование по НД (СО, ГОСТ), специальное требование заказчика (значение либо обязательность выполнения) | Нормативный документ | Подтвержденное значение параметра при аттестации | Соответствие, подтвержденное экспертом |
|-------|---|---|----------------------------------|--|--|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 22. | Предусматривать установку сертифицированных средств измерения для контроля ПКЭ с размещением на границе балансовой принадлежности с контрагентами на каждой системе шин. Установку сертифицированных средств измерения ПКЭ на шинах обеспечивающих внутренние перетоки электроэнергии необходимо обосновывать проектом. | Да | НТП ПС, п. 19.1 | | |
| 23. | Средствами АСУ ТП организовать сбор данных из средств измерений ПКЭ и их передачу в соответствующий ЦУС ОАО «ФСК ЕЭС». | Да | НТП ПС, п. 19.6.5 | | |
| 24. | Интеграция АИИС КУЭ ПС с уровнем ИВК ЦСОД | Да | Специальное требование заказчика | | |
| 25. | Ведение нормативно-справочной информации | Да | Приложение 11.1, п. 5.1.1 | | |
| | 4.2 Требования к ИИК | | | | |
| | 4.2.1 Требования к измерительным трансформаторам | | | | |
| 26. | Во всех эксплуатационных режимах не допускается перегрузка измерительных трансформаторов по вторичным цепям | Да | Приложение 11.1, п. 3.2.8 | | |
| | 4.2.1.1 Трансформаторы тока* | | | | |
| 27. | Средняя наработка на отказ | не менее 50 000 часов | ГОСТ 7746, п. 6.11.1 | | |
| 28. | Средний срок службы | 25 лет | ГОСТ 7746, п. 6.11.2 | | |

| № п/п | Наименование параметра | Параметр/ Требование по НД (СО, ГОСТ), специальное требование заказчика (значение либо обязательность выполнения) | Нормативный документ | Подтвержденное значение параметра при аттестации | Соответствие, подтвержденное экспертом |
|-------|--|---|----------------------------------|--|--|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 29. | Класс точности : | | | | |
| 30. | Для ВЛ и КЛ с номинальным напряжением 220кВ и выше | не хуже 0,2S | Приложение 11.1, п. 3.2.4 | | |
| 31. | Для присоединений с установленной мощностью 100МВт и более | не хуже 0,2S | Приложение 11.1, п. 3.2.4 | | |
| 32. | Для остальных присоединений | не хуже 0,5S | Приложение 11.1, п. 3.2.4 | | |
| 33. | Пломбирование выводов коммерческого учёта | да | Приложение 11.1, п. 3.2.10 | | |
| 34. | Межповерочный интервал | не менее 4 лет | Специальное требование заказчика | | |
| 35. | Установка трансформаторов тока в трёх фазах | Да | НТП ПС, п. 19.2 | | |
| 36. | Применение промежуточных ТТ не допускается | Да | Приложение 11.1, п. 3.2.7 | | |
| | 4.2.1.2 Трансформаторы напряжения* | | | | |
| 37. | Наработка на отказ | не менее 50 000 часов | ГОСТ 1983, п. 6.19.2 | | |
| 38. | Срок службы | 25 лет | ГОСТ 1983, п. 6.19.2 | | |
| 39. | Класс точности: | | | | |
| 40. | Для ВЛ и КЛ с номинальным напряжением 220кВ и выше | не хуже 0,2 | Приложение 11.1, п. 3.2.4 | | |
| 41. | Для присоединений с установленной мощностью 100МВт и более | не хуже 0,2 | Приложение 11.1, п. 3.2.4 | | |
| 42. | Для остальных присоединений | не хуже 0,5 | Приложение 11.1, п. 3.2.4 | | |

| № п/п | Наименование параметра | Параметр/ Требование по НД (СО, ГОСТ), специальное требование заказчика (значение либо обязательность выполнения) | Нормативный документ | Подтвержденное значение параметра при аттестации | Соответствие, подтвержденное экспертом |
|---|--|---|---|--|--|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 43. | Наличие отдельной обмотки коммерческого учёта | да | Положение о технической политике, п. 9.1.7 | | |
| 44. | Пломбирование выводов коммерческого учёта | да | Приложение 11.1, п. 3.2.10 | | |
| 45. | Межповерочный интервал | не менее 4 лет | Специальное требование заказчика | | |
| 46. | При невозможности поставки ТН с тремя вторичными обмотками (с наличием обмотки учёта) допускается установка второго трансформатора напряжения в ячейке ТН. | Нет | Специальное требование заказчика | | |
| 4.2.2 Требования к вторичным цепям | | | | | |
| 47. | Потери напряжения в цепи «ТН-счётчик» не должны превышать от номинального вторичного напряжения ТН | 0,25% | Приложение 11.1, п. 3.3.1 | | |
| 48. | Пломбирование промежуточных клеммников, испытательных коробок | Да | Приложение 11.1, п. 3.3.2, 3.3.4, Гл.1.5 ПУЭ | | |
| 49. | Измерительные цепи коммерческого учета подключать к отдельным обмоткам измерительных трансформаторов тока и напряжения соответствующих классов точности, отдельно от цепей релейной защиты и автоматики. | Да | Приложение 11.1, п. 3.3.2, Положение о технической политике, п. 9.1.7, специальное требование | | |

| № п/п | Наименование параметра | Параметр/ Требование по НД (СО, ГОСТ), специальное требование заказчика (значение либо обязательность выполнения) | Нормативный документ | Подтвержденное значение параметра при аттестации | Соответствие, подтвержденное экспертом |
|---|--|---|-----------------------------------|--|--|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| | | | заказчика | | |
| 50. | Выводы измерительных трансформаторов, используемых в измерительных цепях коммерческого учета, вторичные измерительные цепи и шкафы с оборудованием АИИС КУЭ должны быть защищены от несанкционированного доступа (установка пломб, марок и т.п.). | Да | Приложение 11.1, п. 3.2.10, 3.3.4 | | |
| 51. | Резервное питание счётчиков и УСПД обеспечить через АВР | Да | Приложение 11.1, п. 3.4.2, 4.2.8 | | |
| 52. | Подключение счетчиков к трансформатору напряжения отдельным кабелем, защищенным от короткого замыкания, при этом подсоединение кабеля к электросчетчику должно быть проведено через испытательную коробку (специализированный клеммник), расположенную непосредственно под счетчиком. Допускается применение внутри шкафа единой электрической цепи для подключения электросчетчиков к одному трансформатору напряжения, при условии обеспечения защиты всей цепи от несанкционированного доступа. | Да | Приложение 11.1, п. 3.3.2 | | |
| 53. | В измерительных цепях измерительно-информационных комплексов точек измерений предусматривать возможность замены счётчика и подключения образцового счетчика без отключения присоединения (установка испытательных коробок, блоков и т.п.). | Да | Приложение 11.1, п. 3.3.2 | | |
| 4.2.3 Требования к электросчётчикам* | | | | | |

| № п/п | Наименование параметра | Параметр/ Требование по НД (СО, ГОСТ), специальное требование заказчика (значение либо обязательность выполнения) | Нормативный документ | Подтвержденное значение параметра при аттестации | Соответствие, подтвержденное экспертом |
|-------|---|---|---|--|--|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 54. | средняя наработка на отказ | не менее 50 000 ч | ГОСТ 30206, ГОСТ 26035 | | |
| 55. | среднее время восстановления | не более 7 суток | Приложение 11.1, п. 6.4 | | |
| 56. | Класс точности электросчетчиков. (класс точности коммерческих счетчиков электроэнергии должен быть на одну ступень выше (либо равен) классу точности счетчиков потребителей для исключения спорных ситуаций). | | | | |
| 57. | Для ВЛ, КЛ и трансформаторов с номинальным напряжением 220кВ и выше- | не хуже 0,2S | Приложение 11.1, п. 3.4.2, НТП ПС п. 19.2 | | |
| 58. | для линий электропередач напряжением 35-150 кВ (с учётом тенденции роста нагрузок до 100 МВт и выше) | не хуже 0,2S | Приложение 11.1, п. 3.4.2, НТП ПС п. 19.2 | | |
| 59. | Для остальных присоединений | не хуже 0,5S | Приложение 11.1, п. 3.4.2, НТП ПС п. 19.2 | | |
| 60. | Работоспособность при температуре окружающего воздуха, | -40 ÷ +60 °С | ГОСТ 30206 | | |
| 61. | Межповерочный интервал | не менее 8 лет | ГОСТ 30206 | | |
| 62. | Номинальные токи | 1; 5А | Специальное требование заказчика | | |
| 63. | Наличие встроенного календаря и часов с точностью хода | не хуже ±5 с/сутки | Приложение 11.1, п. 3.4.2 | | |
| 64. | Автоматизированное хранение профиля нагрузки с 30- | не менее 35 суток | Приложение 11.1, | | |

| № п/п | Наименование параметра | Параметр/ Требование по НД (СО, ГОСТ), специальное требование заказчика (значение либо обязательность выполнения) | Нормативный документ | Подтвержденное значение параметра при аттестации | Соответствие, подтвержденное экспертом |
|-------|--|---|----------------------------------|--|--|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| | ти минутным интервалом, | | п. 3.4.2 | | |
| 65. | Тип | микропроцессорные 3-х элементные | НТП ПС, п. 19.2. | | |
| 66. | Автоматическое измерение энергии с 30-ти минутным интервалом и минимальным (не более 3-х минут) | да | Приложение 11.1, п. 3.4.2 | | |
| 67. | Автоматическое измерение реактивной энергии с 30-ти минутным интервалом и минимальным (не более 3-х минут) | да | Приложение 11.1, п. 3.4.2 | | |
| 68. | Возможность измерять с нормируемой погрешностью (либо отображать): | | | | |
| 69. | Фазные токи и напряжения | да | НТП ПС п. 19.6.10 | | |
| 70. | Частоту сети | да | НТП ПС п. 19.6.10 | | |
| 71. | Коэффициент мощности 3-х фазной сети и пофазно. | да | НТП ПС п. 19.6.10 | | |
| 72. | Наличие энергонезависимой памяти для хранения информации | да | Приложение 11.1, п. 3.4.2 | | |
| 73. | Счетчики электроэнергии должны иметь не менее двух цифровых интерфейсов. | да | НТП ПС п. 19.2 | | |
| 74. | Трехфазные трехэлементные счетчики должны включаться в каждую фазу присоединения | да | НТП ПС п. 19.2 | | |
| 75. | Предусматривать установку счётчиков на секционных выключателях | да | Специальное требование заказчика | | |
| 76. | Установка электрических счетчиков для отдельного учета расхода электроэнергии на хозяйственные, | Да | РД 34.09.101-94, п. 4.2, 4.4 | | |

| № п/п | Наименование параметра | Параметр/ Требование по НД (СО, ГОСТ), специальное требование заказчика (значение либо обязательность выполнения) | Нормативный документ | Подтвержденное значение параметра при аттестации | Соответствие, подтвержденное экспертом |
|-------|---|---|----------------------------------|--|--|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| | производственные и собственные нужды подстанции. | | | | |
| 77. | На межгосударственных ЛЭП предусмотреть установку контрольного счётчика электрической энергии | да | Специальное требование заказчика | | |
| 78. | Установку счетчиков в отдельно стоящих шкафах. Целесообразность данного требования для КРУ(КРУН) 6-10кВ обосновать на этапе проектирования. | Да | Специальное требование заказчика | | |
| 79. | Регистрация в журнале событий электросчетчика параметрирования, пропадания напряжения, коррекции времени в счетчике | да | Приложение 11.1, п. 3.4.2 | | |
| 80. | Съем информации со счетчика автономным способом (наличие оптопорта) | да | Приложение 11.1, п. 3.4.2 | | |
| 81. | Визуальный контроль информации на счетчике | да | Приложение 11.1, п. 3.4.2 | | |
| 82. | Пломбирование электросчетчиков | да | Приложение 11.1, п. 3.4.2 | | |
| 83. | Защита на программном уровне (установка пароля) при параметрировании электросчетчиков | да | Приложение 11.1, п. 3.4.2 | | |
| 84. | Автоматическая диагностика не реже одного раза в сутки | да | Приложение 11.1, п. 3.4.2 | | |
| 85. | Автоматическое переключение на зимнее/летнее время | да | Приложение 11.1, п. 3.4.2 | | |
| 86. | автоматический переход с основного питания на резервное при пропадании основного питания и возврат при его восстановлении с фиксацией факта в журнале событий счётчика. | да | Приложение 11.1, п. 3.4.2 | | |

| № п/п | Наименование параметра | Параметр/ Требование по НД (СО, ГОСТ), специальное требование заказчика (значение либо обязательность выполнения) | Нормативный документ | Подтвержденное значение параметра при аттестации | Соответствие, подтвержденное экспертом |
|-------|---|---|----------------------------------|--|--|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 87. | Доступ к информации с уровня ИВК подстанции и ИВК ЦСОД | да | Приложение 11.1, п. 3.4.2 | | |
| 88. | Сохранение информации при отсутствии питания | да | Приложение 11.1, п. 3.4.2 | | |
| 89. | Доступ к информации с уровня ИВК подстанции и ИВК ЦСОД | да | Приложение 11.1, п. 2.3 | | |
| 90. | Сохранение информации при отсутствии питания | да | Приложение 11.1, п. 3.4.2 | | |
| | 4.3 Требования к ИВКЭ подстанции с функциями ИВК | | | | |
| | 4.3.1 УСПД * | | | | |
| 91. | Средняя наработка на отказ | не менее 50 000ч | Специальное требование заказчика | | |
| 92. | Среднее время восстановления | не более 24 часов | Приложение 11.1, п. 6.2 | | |
| 93. | Срок службы | не менее 15 лет | Специальное требование заказчика | | |
| 94. | Среднее время восстановления | Не более 24 часов | Приложение 11.1, п. 6.1, 6.2 | | |
| 95. | Коэффициент готовности (для УСПД с функциями ИВК) | 0,99 | Приложение 11.1, п. 6.1, 6.2 | | |
| 96. | Среднее время восстановления (для УСПД с функциями ИВК) | 1 час | Приложение 11.1, п. 6.1, 6.2 | | |
| 97. | Наличие встроенного календаря и часов с точностью | ±5 с/сутки | Приложение 11.1, | | |

| № п/п | Наименование параметра | Параметр/ Требование по НД (СО, ГОСТ), специальное требование заказчика (значение либо обязательность выполнения) | Нормативный документ | Подтвержденное значение параметра при аттестации | Соответствие, подтвержденное экспертом |
|-------|---|---|---|--|--|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| | хода не хуже | | п. 4.2.5 | | |
| 98. | Автоматизированное хранение профиля нагрузки с 30-ти минутным интервалом, журналов событий счётчиков, информации о состоянии объектов измерений | не менее 3,5 года | НТП ПС п. 19.6.8, Приложение 11.1, п. 5.1.1 | | |
| 99. | Автоматическая диагностика (контроль зависания УСПД) не реже одного раза в сутки. Возможность автоматического перезапуска УСПД и по инициативе с уровня ИВК ЦСОД. | Да | Приложение 11.1, п. 4.2.4 | | |
| 100. | Регистрация в журнале событий УСПД параметрирования, пропадания напряжения, коррекции времени, ввод расчётных коэффициентов измерительных каналов, ввод/изменение групп измерительных каналов учёта электроэнергии для расчёта агрегированных значений электроэнергии по группам точек измерений, | Да | Приложение 11.1, п. 4.2.3 | | |
| 101. | Наличие механической защиты от несанкционированного доступа - пломбирование ИВКЭ-УСПД с функциями ИВК | Да | Приложение 11.1, п. 4.1.1 | | |
| 102. | Наличие защиты на программном уровне при параметрировании ИВКЭ-УСПД с функциями ИВК | Да | Приложение 11.1, п. 4.1.1 | | |
| 103. | Сбор результатов измерения с 30-ти минутным и минимальным (не более 3-х минут) интервалом | Да | Приложение 11.1, п. 4.1.1, специальное требование заказчика | | |
| 104. | Сбора информации о состоянии средств измерений | Да | Приложение 11.1, | | |

| № п/п | Наименование параметра | Параметр/ Требование по НД (СО, ГОСТ), специальное требование заказчика (значение либо обязательность выполнения) | Нормативный документ | Подтвержденное значение параметра при аттестации | Соответствие, подтвержденное экспертом |
|-------|---|---|---|--|--|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| | | | п. 4.1.1 | | |
| 105. | Сбора информации о состоянии объектов измерений | Да | Приложение 11.1, п. 4.1.1 | | |
| 106. | Цикличность сбора | не реже 1 раз в сутки | Приложение 11.1, п. 4.1.1 | | |
| 107. | Обеспечить представление результатов измерения, информации о состоянии средств измерения и объектов измерения из устройства сбора и передачи данных (УСПД) на уровень информационно-вычислительного комплекса (ИВК) АИИС КУЭ; в АРМ АИИС КУЭ подстанции, в том числе и по Web-интерфейсу внутренней локальной сети (ЛВС); | Да | Приложение 11.1, п. 4.1.1, специальное требование заказчика | | |
| 108. | возможность передачи данных заинтересованным субъектам ОРЭ и Системному оператору в формате XML на основании соглашений об информационном обмене. | Да | Приложение 11.1, п. 2.3, специальное требование заказчика | | |
| 109. | Параметрирование промконтроллера только при снятии механической пломбы и вводе пароля с автоматической фиксацией в «Журнале событий» с указанием даты и времени. | Да | Приложение 11.1, п. 4.2.3 | | |
| 110. | Синхронизация времени в УСПД и в счётчиках | Да | Приложение 11.1, 3.4.2, 4.2.2 | | |
| 111. | Автоматическое переключение на зимнее/летнее время | Да | Приложение 11.1, п. 4.2.6 | | |
| 112. | Информационный обмен с АСУ ТП по стандартным протоколам | Да | НТП ПС п. 19.6.5 | | |

| № п/п | Наименование параметра | Параметр/ Требование по НД (СО, ГОСТ), специальное требование заказчика (значение либо обязательность выполнения) | Нормативный документ | Подтвержденное значение параметра при аттестации | Соответствие, подтвержденное экспертом |
|-------|---|---|----------------------------------|--|--|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 113. | Наличие модуля сетевой коммутации Ethernet | Да | Специальное требование заказчика | | |
| 114. | Доступ информации УСПД с уровня ИВК ЦСОД | Да | Приложение 11.1, п. 4.1.1 | | |
| 115. | Автоматическая фиксация в УСПД перевода линии на обходной выключатель | Да | НТП ПС п. 19.4 | | |
| 116. | возможность масштабирования долей именованных величин электроэнергии и других физических величин | Да | Приложение 11.1, п. 4.1.1 | | |
| 117. | ведение нормативно-справочной информации ведение «Журналов событий» | Да | Приложение 11.1, п. 4.1.1 | | |
| 118. | формирование отчетных документов | Да | Приложение 11.1, п. 4.1.1 | | |
| 119. | агрегирование показаний счетчиков с учетом возможного изменения электрической схемы; | Да | Приложение 11.1, п. 4.1.1 | | |
| 120. | возможность использования средств электронной цифровой подписи для передачи заинтересованным субъектам ОРЭ результатов измерений, данных о состоянии средств измерений и объектов измерений | Да | Приложение 11.1, п. 5.1.1 | | |
| 121. | возможность сигнализации превышения активной и реактивной мощности, потребляемой контрагентом (для ПС имеющие общие присоединения с контрагентами). | Да | Специальное требование заказчика | | |
| 122. | безопасность хранения данных и программного обеспечения | Да | ГОСТ Р 52069.0 | | |
| 123. | конфигурирование и параметрирование технических средств и программного обеспечения; | Да | Приложение 11.1, п. 4.1.1 | | |

| № п/п | Наименование параметра | Параметр/ Требование по НД (СО, ГОСТ), специальное требование заказчика (значение либо обязательность выполнения) | Нормативный документ | Подтвержденное значение параметра при аттестации | Соответствие, подтвержденное экспертом |
|---|---|---|---|--|--|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 124. | предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к визуальным, печатным и электронным данным; | Да | Приложение 11.1, п. 4.1.1 | | |
| 125. | диагностика работы технических средств и программного обеспечения. | Да | Приложение 11.1, п. 4.1.1 | | |
| 126. | Установку УСПД и другого оборудования ИВКЭ производить в отдельно стоящих шкафах | Да | Приложение 11.1, п. 4.2.9, специальное требование заказчика | | |
| 4.3.2 Каналообразующая аппаратура | | | | | |
| 127. | Надежность каналообразующей аппаратуры (модемы) | Т, Кг или Тв | Указывается в проекте | | |
| 128. | Надежность каналообразующей аппаратуры (мультиплексор) | Т, Кг или Тв | Указывается в проекте | | |
| 4.3.3 Надежность СОЕВ | | | | | |
| 129. | Коэффициент готовности | не менее 0,95 | Приложение 11.1, п. 6.5 | | |
| 130. | Среднее время восстановления | не более 168 часов | Приложение 11.1, п. 6.5 | | |
| 4.4 Требование к каналам передачи данных | | | | | |
| 131. | При организации каналов связи между ИИК и ИВКЭ рекомендуется обеспечить взаимодействие через промышленную локальную сеть или ее фрагмент, специально выделенный для целей коммерческого | Да | Приложение 11.1, п.5.2.3.1 | | |

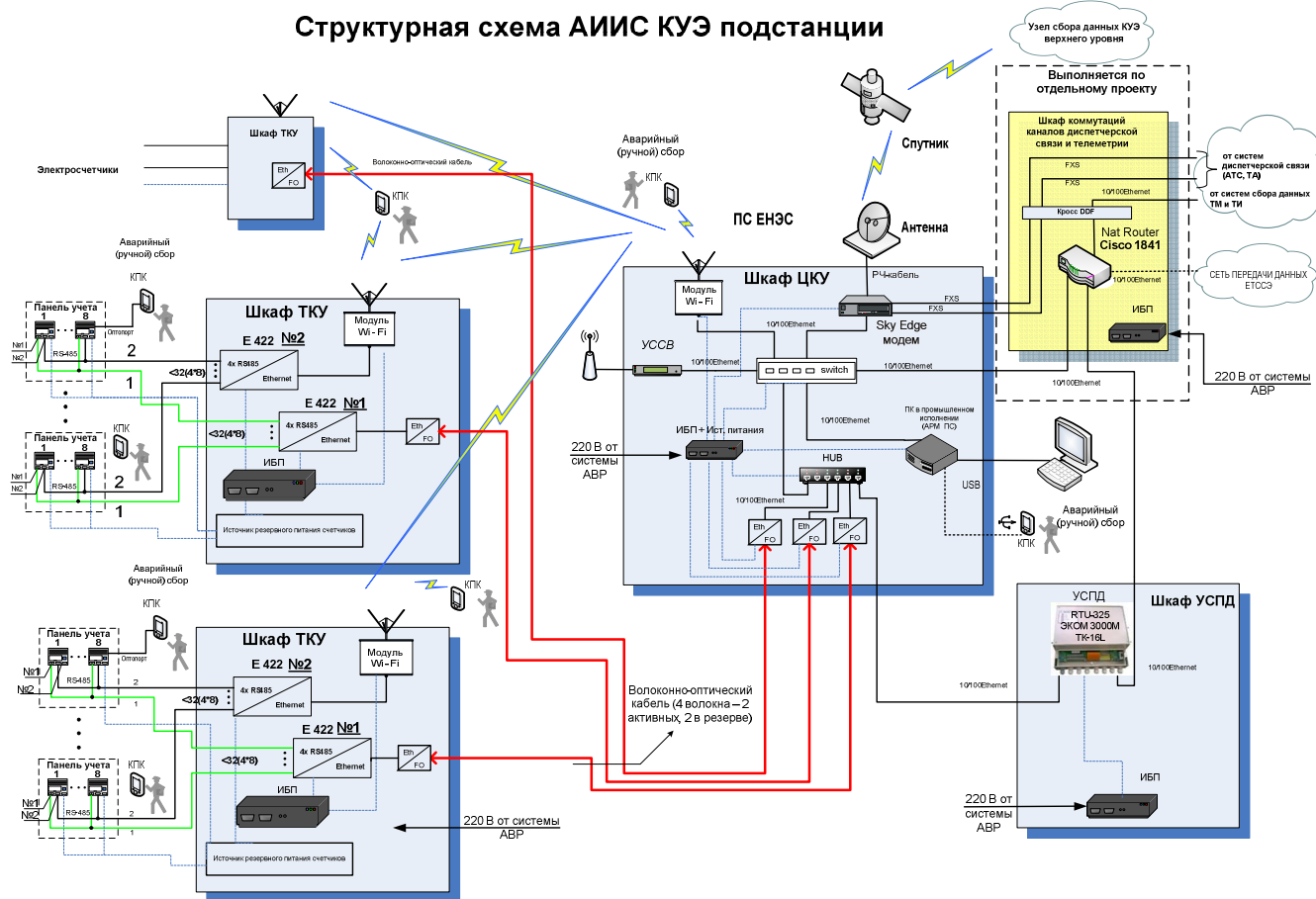
| № п/п | Наименование параметра | Параметр/ Требование по НД (СО, ГОСТ), специальное требование заказчика (значение либо обязательность выполнения) | Нормативный документ | Подтвержденное значение параметра при аттестации | Соответствие, подтвержденное экспертом |
|-------|--|---|----------------------------------|--|--|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| | учета. | | | | |
| 132. | Скорость передачи каналов связи между ЦСОД МСК, ИВК МЭС, ИВК ОАО «ФСК ЕЭС» и ИАСУ КУ (ЦУС-МЭС-ФСК-НП «АТС») | не менее 64 Кбит/с | Специальное требование заказчика | | |
| 133. | Каналы связи между ИВКЭ с функцией ИВК и ЦСОД МСК (подстанция - ЦУС). скорость передачи должна быть коэффициент готовности | не менее 9600 бит/с не хуже 0,95 | Приложение 11.1, п.5.2.3.2 | | |
| 134. | Передача информации в ИВК ЦСОД обеспечить по двум независимым каналам связи (основной и резервный) | | Приложение 11.1, п.5.2.1.2 | | |
| 135. | Основной канал - ВОЛС | Да | Специальное требование заказчика | | |
| 136. | Резервный канал - ВОЛС («кольцо»), при отсутствии резервного канала ВОЛС - система спутниковой связи VSAT | Да | Специальное требование заказчика | | |
| | 4.5 Требования к АРМ | | | | |
| 137. | На ПС организуется АРМ с установленным специализированным программным обеспечением | Да | Приложение 11.1, п.5.1.1 | | |
| 138. | Отображение параметров учёта электроэнергии в виде экранных форм (таблиц, графиков) | Да | Приложение 11.1, п.5.1.1 | | |
| 139. | Отображение информации о текущем состоянии системы | Да | Приложение 11.1, п.5.1.1 | | |
| 140. | Получение отчётных форм по учёту электроэнергии на экране монитора | Да | Приложение 11.1, п.5.1.1 | | |

| № п/п | Наименование параметра | Параметр/ Требование по НД (СО, ГОСТ), специальное требование заказчика (значение либо обязательность выполнения) | Нормативный документ | Подтвержденное значение параметра при аттестации | Соответствие, подтвержденное экспертом |
|--|---|---|--------------------------|--|--|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 141. | Обеспечение санкционированной настройки параметров системы | Да | Приложение 11.1, п.5.1.1 | | |
| 142. | Регламентный доступ к системе на основе системы паролей | Да | Приложение 11.1, п.5.1.1 | | |
| 4.6 Требование к метрологическому обеспечению и испытаниям АИИС КУЭ | | | | | |
| 143. | Метрологическое обеспечение АИИС КУЭ, включая проведение испытаний с целью утверждения единичного типа средств измерений и внесение АИИС КУЭ в Федеральный реестр средств измерений с получением Сертификата об утверждении типа средств измерений. | Да | ГОСТ Р 8.596, п. 4.4 | | |
| 144. | Разработка Методики выполнения измерений (МВИ) для подстанции, аттестация и внесение в Федеральный реестр. | Да | ГОСТ Р 8.563 | | |
| 145. | Проводится процедура установления соответствия АИИС КУЭ ПС техническим требованиям ОРЭ с присвоением коэффициента класса качества и получением Паспорта соответствия в ОАО «АТС». | Да | Приложение 11.3 | | |
| 4.7 Требования к разработке Программы надёжности АИИС КУЭ | | | | | |
| 146. | Наличие в проекте Программы обеспечения надежности АИИС КУЭ в соответствии с ГОСТ 27.002. | Да | Приложение 11.1, п. 6.8 | | |

*Предлагаемое участниками конкурса оборудование должно быть аттестовано в ОАО «ФСК ЕЭС» и допущено к применению на объектах ОАО «ФСК ЕЭС».

Приложение 1 (справочное)

Пример технических решений при построении архитектуры АИИС КУЭ подстанции



Приложение 2 (справочное)

Примерный состав поставки программно-технических средств, необходимый для создания АИИС КУЭ подстанции

Таблица П 2.1

| № п/п | Наименование оборудования | Марка, Тип | Изготовитель | Сведения об аттестации | Кол-во |
|-------|---|------------|--------------|------------------------|--------|
| 1. | УСПД с прикладным ПО | | | | |
| 2. | Счетчик микропроцессорный активной и реактивной энергии в двух/одном направлениях (2А+2Р/А+Р), класс точности 0,2S с дополнительным питанием 220В для присоединений 750, 500, 330, 220 кВ | | | | |
| 3. | Счетчик микропроцессорный активной и реактивной энергии в двух/одном направлениях (2А+2Р/А+Р), класс точности 0,5S с дополнительным питанием 220В для присоединений 110 кВ | | | | |
| 4. | Счетчик микропроцессорный активной энергии в одном направлении (А+Р), класс точности 0,5S с дополнительным питанием 220В для присоединений 35, 10, 6кВ | | | | |
| 5. | Счетчик микропроцессорный активной и реактивной энергии в одном направлении (А), класс точности 0,5S с дополнительным питанием 220В для присоединений 0,4кВ | | | | |
| 6. | Разветвитель интерфейса RS-485- на 1 вход | | | | |
| 7. | Коробка испытательная (на каждый счетчик) | | | | |
| 8. | Оборудование для организации резервного питания счетчика и УСПД | | | | |
| 9. | Модем для коммутируемого телефонного канала | | | | |
| 10. | Коммутатор Switch | | | | |
| 11. | Шлюз E-422 | | | | |
| 12. | Концентратор- Hub | | | | |
| 13. | Преобразователь интерфейса FO/Eth | | | | |
| 14. | Устройство синхронизации системного времени (УССВ) | | | | |
| 15. | Модем сотовой системы связи | | | | |

| № п/п | Наименование оборудования | Марка, Тип | Изготовитель | Сведения об аттестации | Кол-во |
|-------|---|------------|--------------|------------------------|--------|
| 16. | Оборудование спутниковой связи | | | | |
| 17. | Инженерный пульт с оптопортом | | | | |
| 18. | АРМ не хуже Intel PIV2400/ОЗУ 512мб/HDD 80Гб/1,44CD-ROM 52x/SVGA17" | | | | |
| 19. | Источник бесперебойного питания | | | | |
| 20. | Принтер лазерный А4 | | | | |
| 21. | Шкаф для установки счетчиков | | | | |
| 22. | Оборудование контроля качества электроэнергии | | | | |
| 23. | Шкаф для установки УСПД и вспомогательного оборудования АИИС КУЭ | | | | |
| 24. | ПО для параметрирования счетчиков | | | | |
| 25. | ПО АРМ АИИС КУЭ (лицензия) | | | | |
| 26. | Техническая документация | | | | |
| 27. | ЗИП (счётчики, модемы и т.п.) | | | | |

Примечание: Состав оборудования связи и каналобразующей аппаратуры согласовать с соответствующим разделом по связи.

Приложение 3 (обязательное)

Перечень присоединений для организации учета электроэнергии на ПС и каналов измерения

Перечень присоединений предоставляется в закупочной документации в соответствии с табл. П-3.1.

Таблица П-3.1

| № п.п. | Наименование присоединений | Трансформатор тока | | | | Трансформатор напряжения | | | | Электросчетчик | | | | | Граница балансовой принадлежности с контрагентом | | |
|--------|----------------------------|--------------------|----------------|------|------------------------|---------------------------|-----|----------------|------|------------------------|---------------------------|--------------|----------------|-------------------|--|--|------------------------|
| | | Тип | Класс точности | фазы | Межповерочный интервал | Коэффициент трансформации | Тип | Класс точности | Фазы | Межповерочный интервал | Коэффициент трансформации | Тип счетчика | Класс точности | Направления учёта | | Учет активной (А) и реактивной (Р) энергии | Межповерочный интервал |
| 1. | ОРУ 750÷110 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2. | ... | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 3. | ЗРУ 35÷0,4 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 4. | ... | | | | | | | | | | | | | | | | |