

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго» в части присоединения ПС 110 кВ Карат, отпайка от ВЛ-110 кВ Златоуст-Ургала I цепь

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго» в части присоединения ПС 110 кВ Карат, отпайка от ВЛ-110 кВ Златоуст-Ургала I цепь предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, переданной и потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами филиала ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго», сбора, хранения, обработки и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках действующих регламентов и нормативно-правовых актов Российской Федерации.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), трансформаторы напряжения (далее – ТН) и счетчики активной и реактивной электрической энергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 – 5.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ) АИИС КУЭ, включающий в себя устройство сбора и передачи данных ЭКОМ-3000 (далее – УСПД) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера».

Первичные фазные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются усредненные значения активной мощности и среднеквадратические значения напряжения и тока за период 0,02 с. По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление полной мощности за период. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы.

На верхнем – третьем уровне системы, выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде XML-файлов установленных форматов в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием электронной подписи субъекта рынка.

Передача результатов измерений, состояния средств и объектов измерений по группам точек поставки в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности (далее - ОРЭМ) осуществляется с уровня ИВК настоящей системы с использованием электронной подписи субъекта рынка.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК, ИВКЭ, ИВК).

Синхронизация шкал времени ИИК, ИВКЭ, ИВК с единым координированным временем обеспечивается УСПД, которое периодически (1 раз в 1 с) сравнивает собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени UTC по сигналам GPS, получаемым от модуля GPS, входящего в его состав. УСПД производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой UTC при расхождении шкалы времени УСПД и модуля GPS на  $\pm 0,1$  с. Пределы допустимой абсолютной погрешности измерений астрономического времени УСПД (с источником точного времени) составляют  $\pm 0,2$  с/сут.

Сравнение шкалы времени УСПД, со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи с УСПД один раз в сутки. Синхронизация шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УСПД производится при наличии расхождения  $\pm 4$  с.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД, осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При расхождении шкалы времени счетчика от шкалы времени УСПД  $\pm 3$  с, производится синхронизация шкалы времени счетчика, но не чаще одного раза в сутки.

Факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую были скорректированы указанные устройства, отражаются в журналах событий счетчика, УСПД и сервера АИИС КУЭ.

### **Программное обеспечение**

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 7.0
Цифровой идентификатор ПО (по MD5) Наименование программного модуля ПО: pso_metr.dll	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электрической энергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляют 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

### Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование точки измерения	Состав измерительного канала				Вид электрической энергии и мощности
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/Сервер	
1	ПС 110 кВ Карат, ОРУ 110 кВ отпайка от ВЛ 110 кВ Златоуст-Ургала I цепь	TG 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 30489-09	СРА 123 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 15852-06	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСПД: ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09  Сервер: HP Proliant DL380G6	активная  реактивная

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия и мощность)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности $P=0,95$ ( $\pm\delta$ ), %			Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности $P=0,95$ ( $\pm\delta$ ), %		
		$\cos \varphi = 1$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$I_{1НОМ} \leq I_1 \leq 1,2I_{1НОМ}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
	$0,2I_{1НОМ} \leq I_1 < I_{1НОМ}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
	$0,05I_{1НОМ} \leq I_1 < 0,2I_{1НОМ}$	1,1	1,6	2,9	1,2	1,8	3,0
	$0,01I_{1НОМ} \leq I_1 < 0,05I_{1НОМ}$	1,8	2,9	5,4	2,0	3,0	5,5

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия и мощность)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК			
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности $P=0,95$ ( $\pm\delta$ ), %		Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности $P=0,95$ ( $\pm\delta$ ), %	
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5)	$I_{1НОМ} \leq I_1 \leq 1,2I_{1НОМ}$	1,9	1,2	2,4	2,0
	$0,2I_{1НОМ} \leq I_1 < I_{1НОМ}$	1,9	1,2	2,4	2,0
	$0,05I_{1НОМ} \leq I_1 < 0,2I_{1НОМ}$	2,4	1,5	2,9	2,2
	$0,02I_{1НОМ} \leq I_1 < 0,05I_{1НОМ}$	4,4	2,7	4,7	3,1

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой).

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3 Погрешность в рабочих условиях указана для  $\cos \varphi = 1,0; 0,8; 0,5$  инд. и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от плюс 5 до плюс 35 °С.

4 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	1
<b>Нормальные условия:</b> параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 1 до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от +21 до +25
<b>Условия эксплуатации:</b> параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков и УСПД, °С	от 90 до 110 от 1 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от +5 до +35
<b>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</b> <b>Электросчетчики:</b> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч <b>Сервер:</b> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч <b>УСПД</b> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 2 50000 1 75000 2
<b>Глубина хранения информации</b> <b>Электросчетчики:</b> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее <b>УСПД:</b> - график средних мощностей за интервал 30 мин, суток, не менее: <b>Сервер:</b> - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 10 45 3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения (в т. ч. и пофазного);
- коррекции времени в счетчике;

- журнал УСПД:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;

- коррекции времени УСПД.
- журнал сервера:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчиках, УСПД и сервере.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчетчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - УСПД;
  - сервера (серверного шкафа);
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
  - счетчика;
  - УСПД;
  - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована);
- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

### **Знак утверждения типа**

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго» в части присоединения ПС 110 кВ Карат, отпайка от ВЛ-110 кВ Златоуст-Ургала I цепь типографским способом.

### **Комплектность средства измерений**

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, экз.
Трансформаторы тока	TG	3
Трансформаторы напряжения	СРА 72-500	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	1
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Сервер АИИС КУЭ	HP Proliant DL380G6	1
Методика поверки	МП 3-2019	1
Формуляр	-	1

## **Поверка**

осуществляется по документу МП 3-2019 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго» в части присоединения ПС 110 кВ Карат, отпайка от ВЛ-110 кВ Златоуст-Ургала I цепь. Методика поверки», утвержденному АО ГК «Системы и Технологии» 20.06.2019 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;

- трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;

- по МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;

- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;

- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.;

- ЭКОМ-3000 – в соответствии с методикой «ГСИ. Комплекс программно-технический измерительный ЭКОМ-3000. Методика поверки. ПБКМ.421459.003 МП», утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в мае 2009 г.

- устройство синхронизации времени УСВ-2, измеряющее текущие значения времени и даты по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС/GPS (Рег. № 41681-10);

- термогигрометр «Ива-6А-КП-Д»: диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 0 до 90 %, дискретность 0,1 % (Рег. № 46434-11);

- миллитесламетр ТПУ: диапазон измерений магнитной индукции от 0,01 до 1999 мТл (Рег. № 28134-12).

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих-кодом и (или) оттиска клейма поверителя.

## **Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии филиала ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго» в части присоединения ПС 110 кВ Карат, отпайка от ВЛ-110 кВ Златоуст-Ургала I цепь (АИИС КУЭ филиала ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго» в части присоединения ПС 110 кВ Карат, отпайка от ВЛ-110 кВ Златоуст-Ургала I цепь), аттестованной АО ГК «Системы и технологии», регистрационный номер в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений RA.RU.312308.

## **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности (АИИС КУЭ) филиала ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго» в части присоединения ПС 110 кВ Карат, отпайка от ВЛ-110 кВ Златоуст-Ургала I цепь**

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем.  
Основные положения

**Изготовитель**

Акционерное общество Группа Компаний «Системы и Технологии»

(АО ГК «Системы и Технологии»)

ИНН 3327304235

Адрес: 600014, Владимирская область, г. Владимир, ул. Лакина, д. 8А, помещение. 27

Тел./ факс: (4922) 33-67-66/ 42-45-02

E-mail: [st@sicon.ru](mailto:st@sicon.ru)

**Испытательный центр**

Акционерное общество Группа Компаний «Системы и Технологии»

(АО ГК «Системы и Технологии»)

Адрес: 600026, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Лакина, д. 8

Тел./ факс: (4922) 33-67-66/ 42-45-02

E-mail: [st@sicon.ru](mailto:st@sicon.ru)

Регистрационный номер RA.RU.312308 в реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.