

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО «РусГидро» - «Воткинская ГЭС»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО «РусГидро» - «Воткинская ГЭС» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, потребленной за установленные интервалы времени технологическим объектом, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой 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) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики электроэнергии (далее – счетчики) в режиме измерений активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерений реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52425-2005, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 – 4.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя серверы баз данных (далее – БД), серверы синхронизации времени ССВ-1Г (далее – ССВ-1Г), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ) и программное обеспечение (далее – ПО) «Пирамида 2000».

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются 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 верхний уровень системы, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, 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 производится с сервера баз данных настоящей системы.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы (ИИК и ИВК). АИИС КУЭ оснащена ССВ-1Г. Пределы допускаемой абсолютной погрешности привязки переднего фронта выходного импульса частотой 1 Гц к шкале времени UTC в режиме синхронизации по сигналам глобальной навигационной спутниковой системы ГЛОНАСС/GPS составляют  $\pm 110$  нс. Сервер БД, расположенный в центре сбора и обработки информации (далее – ЦСОИ) филиала ПАО «РусГидро» - «Воткинская ГЭС», периодически (не реже чем 1 раз в 1 час) сравнивает свое системное время с ССВ-1Г, корректировка часов сервера БД осуществляется независимо от наличия расхождения. Сличение показаний часов счетчиков и сервера БД производится во время сеанса связи со счетчиками. Корректировка часов осуществляется независимо от наличия расхождения, но не чаще 1 раза в сутки.

Задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с.

Погрешность хода часов АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  с/сут.

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

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000», 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 – Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационные наименования модулей ПО	CalcClients.dll; CalcLeakage.dll; CalcLosses.dll; Metrology.dll; ParseBin.dll; ParseIEC.dll; ParseModbus.dll; ParsePiramida.dll; SynchroNSI.dll; VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3.0
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132fd79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c836f557f885b737261328cd77805bd1ba748e73a9283d1e66494521f63d00b0d9fc391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca091ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО «Пирамида 2000» аттестовано на соответствие требованиям нормативной документации, свидетельство об аттестации № АПО-209-15 от 26 октября 2011 года, выданное ФГУП «ВНИИМС».

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

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых счетчиков электрической энергии и измерительных трансформаторов.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3 и 4, нормированы с учетом ПО.

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 1-го и 2-го уровня измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование точки измерений	Состав измерительного канала			Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счётчик	
1	2	3	4	5	6
1	Воткинская ГЭС, КРУЭ-500 кВ, яч. 1, ВЛ-500 кВ «Емелино»	JK ELK CB3 2000/1 Кл. т. 0,2S	SU 550/B4 L; CPB 550 500000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная
2	Воткинская ГЭС, КРУЭ-500 кВ, яч. 2, ВЛ-500 кВ «Кармановская ГРЭС»	JK ELK CB3 2000/1 Кл. т. 0,2S	SU 550/B4 L; CPB 550 500000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная
3	Воткинская ГЭС, КРУЭ-500 кВ, яч. 3, ВЛ-500 кВ «Вятка»	JK ELK CB3 2000/1 Кл. т. 0,2S	SU 550/B4 L; CPB 550 500000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная
4	Воткинская ГЭС, ОРУ-220 кВ, яч. 5, ВЛ-220 кВ «Светлая»	TG245 1200/1 Кл. т. 0,2S	CPB 245 220000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная
5	Воткинская ГЭС, ОРУ-220 кВ, яч. 7, ВЛ-220 кВ «Каучук 1»	TG245 1200/1 Кл. т. 0,2S	CPB 245 220000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная
6	Воткинская ГЭС, ОРУ-220 кВ, яч. 10, ВЛ-220 кВ «Каучук 2»	TG245 1200/1 Кл. т. 0,2S	CPB 245 220000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная
7	Воткинская ГЭС, ОРУ-220 кВ, яч. 12, ВЛ-220 кВ «Ижевск 1»	TG245 1200/1 Кл. т. 0,2S	CPB 245 220000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
8	Воткинская ГЭС, ОРУ-220 кВ, яч. 11, ВЛ-220 кВ «Ижевск 2»	TG245 1200/1 Кл. т. 0,2S	CPB 245 220000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная
9	Воткинская ГЭС, ОРУ-110 кВ, яч. 21, ВЛ-110 кВ «КШТ-1»	TG145 1500/1 Кл. т. 0,2S	CPB 123 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная
10	Воткинская ГЭС, ОРУ-110 кВ, яч. 22, ВЛ-110 кВ «КШТ-2»	TG145 1500/1 Кл. т. 0,2S	CPB 123 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная
11	Воткинская ГЭС, ОРУ-110 кВ, яч. 1, ВЛ-110 кВ «Светлая»	TG145 1500/1 Кл. т. 0,2S	CPB 123 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная
12	Воткинская ГЭС, ОРУ-110 кВ, яч. 2, ВЛ-110 кВ «Ивановка»	TG145 1500/1 Кл. т. 0,2S	CPB 123 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная
13	Воткинская ГЭС, ОРУ-110 кВ, яч. 4, ВЛ-110 кВ «Каучук»	TG145 1500/1 Кл. т. 0,2S	CPB 123 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная
14	Воткинская ГЭС, ОРУ-110 кВ, яч. 6, ВЛ-110 кВ «ЧатЭЦ»	TG145 1500/1 Кл. т. 0,2	CPB 123 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная
15	Воткинская ГЭС, ОРУ-110 кВ, яч. 8, ВЛ-110 кВ «Березовка»	TG145 1500/1 Кл. т. 0,2S	CPB 123 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная
16	Воткинская ГЭС, ОРУ-110 кВ, яч. 10, ВЛ-110 кВ «Дубовая»	TG145 1500/1 Кл. т. 0,2	CPB 123 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная
17	Воткинская ГЭС, ОРУ-110 кВ, яч. 12, ВЛ-110 кВ «Водозабор 2»	TG145 1500/1 Кл. т. 0,2	CPB 123 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
18	Воткинская ГЭС, ОРУ-110 кВ, яч. 13, ВЛ-110 кВ «Водозабор 1»	TG145 1500/1 Кл. т. 0,2	CPB 123 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная
19	Воткинская ГЭС, ГГ-1 (13,8 кВ)	IORAZ 6000/5 Кл. т. 0,2	GSES 24D 13800/√3:100/√3 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная
20	Воткинская ГЭС, ГГ-2 (13,8 кВ)	IORAZ 6000/5 Кл. т. 0,2	GSES 24D 13800/√3:100/√3 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная
21	Воткинская ГЭС, ГГ-3 (13,8 кВ)	IORAZ 6000/5 Кл. т. 0,2	GSES 24D 13800/√3:100/√3 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная
22	Воткинская ГЭС, ГГ-4 (13,8 кВ)	IORAZ 6000/5 Кл. т. 0,2	GSES 24D 13800/√3:100/√3 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная
23	Воткинская ГЭС, ГГ-5 (13,8 кВ)	IORAZ 6000/5 Кл. т. 0,2	GSES 24D 13800/√3:100/√3 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная
24	Воткинская ГЭС, ГГ-6 (13,8 кВ)	IORAZ 6000/5 Кл. т. 0,2	GSES 24D 13800/√3:100/√3 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная
25	Воткинская ГЭС, ГГ-7 (13,8 кВ)	IORAZ 6000/5 Кл. т. 0,2	GSES 24D 13800/√3:100/√3 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная
26	Воткинская ГЭС, ГГ-8 (13,8 кВ)	IORAZ 6000/5 Кл. т. 0,2	GSES 24D 13800/√3:100/√3 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная
27	Воткинская ГЭС, ГГ-9 (13,8 кВ)	IORAZ 6000/5 Кл. т. 0,2	GSES 24D 13800/√3:100/√3 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
28	Воткинская ГЭС, ГГ-10 (13,8 кВ)	IORAZ 6000/5 Кл. т. 0,2	GSES 24D 13800/√3:100/√3 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная
29	Воткинская ГЭС, Ввод 0,4 кВ, СН 11Т	ТІ 800/5 Кл. т. 0,5	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная
30	Воткинская ГЭС, Ввод 0,4 кВ, СН 12Т	ТІ 800/5 Кл. т. 0,5	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная
31	Воткинская ГЭС, Ввод 0,4 кВ, СН 13Т	ТІ 800/5 Кл. т. 0,5	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная
32	Воткинская ГЭС, Ввод 0,4 кВ, СН 14Т	ТІ 800/5 Кл. т. 0,5	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная
33	Воткинская ГЭС, Ввод 0,4 кВ, СН 15Т	СТ; ТАR 800/5 Кл. т. 0,5	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная
34	Воткинская ГЭС, Ввод 0,4 кВ, СН 16Т	ТАR 800/5 Кл. т. 0,5	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная
35	Воткинская ГЭС, Ввод 0,4 кВ, СН 17Т	ТІ 800/5 Кл. т. 0,5	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная
36	Воткинская ГЭС, Ввод 0,4 кВ, СН 18Т	ТІ 800/5 Кл. т. 0,5	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная
37	Воткинская ГЭС, Ввод 0,4 кВ, СН 19Т	ТІ 600/5 Кл. т. 0,5	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
38	Воткинская ГЭС, Ввод 0,4 кВ, СН 20Т	ТТ 800/5 Кл. т. 0,5	–	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная
39	Воткинская ГЭС, КРУ-3 6 кВ, яч. 10, КЛ 6 кВ «Фильтровальная 1»	ТОЛ-СЭЩ 200/5 Кл. т. 0,2	ЗНОЛП-6 6300/√3:100/√3 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная
40	Воткинская ГЭС, КРУ-2 6 кВ, яч. 13, КЛ 6 кВ «Фильтровальная 2»	ТОЛ-СЭЩ 300/5 Кл. т. 0,2	ЗНОЛП-6 6300/√3:100/√3 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная
41	Воткинская ГЭС, КРУ-1 6 кВ, яч. 7, КЛ 6 кВ «Шлюз 1»	ТОЛ-СЭЩ 150/5 Кл. т. 0,2	ЗНОЛП-6 6300/√3:100/√3 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная
42	Воткинская ГЭС, КРУ-3 6 кВ, яч. 11, КЛ 6 кВ «Шлюз 2»	ТОЛ-СЭЩ 150/5 Кл. т. 0,2	ЗНОЛП-6 6300/√3:100/√3 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	активная реактивная



Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

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 – 13; 15 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	0,5	0,6	0,9	0,8	1,0	1,2
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	0,5	0,6	0,9	0,8	1,0	1,2
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	0,6	0,8	1,2	0,8	1,0	1,4
	$0,01I_{Н1} \leq I_1 < 0,05I_{Н1}$	1,0	1,3	2,0	1,2	1,5	2,2
14; 16 – 18 (ТТ 0,2; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	0,5	0,6	0,9	0,8	1,0	1,2
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	0,6	0,8	1,2	0,8	1,0	1,4
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	0,9	1,2	2,0	1,1	1,4	2,1
19 – 28; 39 – 42 (ТТ 0,2; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,2	1,6
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	0,8	1,0	1,6	1,0	1,2	1,8
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	1,1	1,4	2,3	1,2	1,6	2,4
29 – 38 (ТТ 0,5; Сч 0,2S)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	0,6	1,0	1,8	0,8	1,2	1,9
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	0,9	1,4	2,6	1,0	1,6	2,7
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	1,7	2,7	5,2	1,8	2,8	5,3

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

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 – 13; 15 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	1,0	0,8	1,8	1,8
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	1,0	0,8	1,8	1,8
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	1,1	0,9	1,9	1,8
	$0,02I_{Н1} \leq I_1 < 0,05I_{Н1}$	2,0	1,5	2,5	2,2
14; 16 – 18 (ТТ 0,2; ТН 0,2; Сч 0,5)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	1,0	0,8	1,8	1,8
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	1,1	0,9	1,9	1,8
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	1,7	1,3	2,3	2,0
19 – 28; 39 – 42 (ТТ 0,2; ТН 0,5; Сч 0,5)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	1,3	1,0	2,0	1,9
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	1,4	1,1	2,1	1,9
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	2,0	1,4	2,5	2,1
29 – 38 (ТТ 0,5; Сч 0,5)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	1,5	1,0	2,2	1,9
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	2,2	1,3	2,7	2,1
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	4,2	2,4	4,5	2,9

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии 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 электроэнергии от плюс 5 до плюс 35 °С.
4. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, серверов синхронизации времени 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	42
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos \varphi$ - температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 1 до 120 1,0; 0,8; 0,5 от +21 до +25
Условия эксплуатации: 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, °С	от 90 до 110 от 1 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -35 до +40 от -40 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч Серверы: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Серверы синхронизации времени: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Серверы: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	165000 2 120000 1 22000 2 113 10 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;

- журнал ИВК:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и ИВК;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера;

- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- электросчетчика;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

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 учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО «РусГидро» - «Воткинская ГЭС» 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	Тип	Рег. №	Количество, шт.
1	2	3	4
Трансформаторы тока	IORAZ	33344-06	30
Трансформаторы тока	TI	48529-11	24
Трансформаторы тока	CT	26070-06	1
Трансформаторы тока	TAR	32875-06	5
Трансформаторы тока	JK ELK CB3	41959-09	9
Трансформаторы тока	TG145-420	15651-96	12

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4
Трансформаторы тока	TG145-420	30489-05	33
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ	51623-12	12
Трансформаторы напряжения	GSES 24D	48526-11	30
Трансформаторы напряжения	SU 550/B1/B2/B3/B4 STL	28006-10	9
Трансформаторы напряжения	CPB 123-550	15853-96	15
Трансформаторы напряжения	CPB 72-800	47844-11	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ	46738-11	9
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	42
Северы синхронизации времени	ССВ-1Г	58301-14	2
Программное обеспечение	Пирамида 2000	-	1
Методика поверки	-	-	1
Паспорт-формуляр	-	-	1

### Поверка

осуществляется по документу МП 004-17 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО «РусГидро» - «Воткинская ГЭС». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ООО «МетроСервис» от 10 апреля 2017 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;

- трансформаторов напряжения – в соответствии с 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 – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.;

- ССВ-1Г – по документу ЛЖАР.468150.004-01 МП «Инструкция. Серверы синхронизации времени ССВ-1Г. Методика поверки», утвержденному первым заместителем генерального директора – заместителем по научной работе ФГУП «ВНИИФТРИ» в мае 2014 г.;

- радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (Пер. № 46656-11);

- термогигрометр «Ива-6А-Д»: диапазон измерений температуры от минус 20 °С до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 0 % до 98 %, дискретность 0,1 %;

- миллесламетр Ш1-15У: диапазон измерений магнитной индукции от 0,01 до 199,9 мТл.

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**

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии филиала ПАО «РусГидро» - «Воткинская ГЭС» для оптового рынка электрической энергии (АИИС КУЭ филиала ПАО «РусГидро» - «Воткинская ГЭС»), аттестованной АО ГК «Системы и технологии», аттестат об аккредитации № РОСС RU.0001.310043 от 17.07.2012 г.

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) филиала ПАО «РусГидро» - «Воткинская ГЭС»**

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: 600026, г. Владимир, ул. Лакина, д. 8

Тел.: (4922) 33-67-66

Факс: (4922) 42-45-02

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

### **Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Стройэнергетика»  
(ООО «Стройэнергетика»)

ИНН: 7716809275

Адрес: 129337 г. Москва, ул. Красная Сосна, д. 20, стр. 1

Тел./факс: (495) 410-28-81

E-mail: [Stroyenergetika@gmail.com](mailto:Stroyenergetika@gmail.com)

### **Испытательный центр**

Общество с ограниченной ответственностью «Метрологический сервисный центр»  
(ООО «МетроСервис»)

Адрес: 660133, Россия, Красноярский край, г. Красноярск, ул. Сергея Лазо, 6а

Тел.: (391) 224-85-62

E-mail: [E.E.Servis@mail.com](mailto:E.E.Servis@mail.com)

Аттестат аккредитации ООО «МетроСервис» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311779 от 10.08.2016 г.

### **Заместитель**

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.