

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 2358 от 03.11.2017 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Астраханская генерация» ОАО «ЮГК ТГК-8»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Астраханская генерация» ОАО «ЮГК ТГК-8» (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, выработанной и потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами филиала «Астраханская генерация» ОАО «ЮГК ТГК-8»; сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматическое измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, среднеинтервальной мощности;
- периодический (1 раз в полчаса, час, сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени состояния средств измерений и результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций-участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и хранящихся в АИИС КУЭ данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее - ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее - ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее - счетчики) по ГОСТ 30206-94 и ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ 26035 -83 и ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень - измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (далее - ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных RTU-325 (далее - УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК), включающий себя сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ и программное обеспечение (далее - ПО) «Альфа-Центр».

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 преобразуют в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. 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 по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям на третий уровень системы (сервер БД), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем - третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера БД, по коммутируемым телефонным линиям или сотовой связи через интернет-провайдера.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя приемник сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). GPS-приемник входит в состав УСПД «RTU-325». Время УСПД синхронизировано с временем приемника, сличение ежесекундное, погрешность синхронизации не более 0,1 с. УСПД осуществляет коррекцию времени сервера и счетчиков. Сличение времени сервера БД с временем УСПД «RTU-325» осуществляется каждые 2 мин, и корректировка времени выполняется при расхождении времени сервера и УСПД ± 2 с. Сличение времени счетчиков ЕвроАльфа с временем УСПД каждые 30 мин, корректировка времени счетчиков при расхождении со временем УСПД ± 2 с. Погрешность системного времени не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии, УСПД, сервера БД отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств. Расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке, отражается в журналах событий УСПД и сервера БД.

Журнал событий сервера БД отражает события журналов событий ИВКЭ и ИИК, полученные с уровней ИВКЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Альфа-Центр», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «Альфа-Центр» 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 «Альфа-Центр».

Таблица 1 - Метрологические значимые модули ПО

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм цифрового идентификатора ПО
«Альфа-Центр»	alphamess.dll	AC_SE_5	b8c331abb5e34444 170eee9317d635cd	MD5
	alphamess.dll		b8c331abb5e34444 170eee9317d635cd	MD5
	amra.exe		932da14df08bee64 117a44f91c015c09	MD5
	amrc.exe		e114d19d3b7ff99b 71796f2fdbb14597	MD5
	amrserver.exe		e17abf082add206e d7afa0aa7528fc97	MD5
	cdbora2.dll		47900072cfb6e73c e3fce169bc80f695	MD5
	encryptdll.dll		0939ce05295fbcbb ba400eeae8d0572c	MD5

ИВК для учета электрической энергии «Альфа-Центр», в состав которых входит ПО «Альфа-Центр», внесены в Федеральный информационный фонд СИ РФ № 20481-00.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ИВК «Альфа-Центр».

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электро- энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
36	ТГ-1	ТШЛ-20 8000/5 Кл. т. 0,5	ЗНОМ-15-63 10000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5	EA05RAL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/0,5	RTU-325	Активная	±1,2	±3,2
						Реактивная	±2,6	±4,5
37	ТГ-2	ТШЛ-20 8000/5 Кл. т. 0,5	ЗНОМ-15-63 10000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5	EA05RAL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/0,5		Активная	±1,2	±3,2
						Реактивная	±2,6	±4,5
38	ТГ-3	ТШЛ-20 8000/5 Кл. т. 0,5	ЗНОМ-15-63 10000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5	EA05RAL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/0,5		Активная	±1,2	±3,2
						Реактивная	±2,6	±4,5
39	ТГ-4	ТШЛ-20 8000/5 Кл. т. 0,5	ЗНОМ-15-63 10000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5	EA05RAL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/0,5		Активная	±1,2	±3,2
						Реактивная	±2,6	±4,5
46	РУ-1-6кВ яч.2 Ввод -1 РТСН	ТЛМ-10 1500/5 Кл. т. 0,5	НОМ-6-77 6000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5	EA05RL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/0,5		Активная	±1,2	±3,2
						Реактивная	±2,6	±4,5
51	РУ-1-6кВ яч.4 Ввод резервного питания с.1ВА	ТОЛ-10 1500/5 Кл. т. 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5	EA05RL-P1B-3 Кл. т. 0,5S/0,5		Активная	±1,2	±3,2
						Реактивная	±2,6	±4,5
49	РУ-1-6кВ яч.47 ТСН ИБК	ТОЛ-10 300/5 Кл. т. 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5	EA05RL-P1B-3 Кл. т. 0,5S/0,5		Активная	±1,2	±3,2
						Реактивная	±2,6	±4,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
48	РУ-1-6кВ яч.48 Ввод рабочего питания с.1ВВ	ТОЛ-10 1500/5 Кл. т. 0,5	НОМ-6-77 6000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5	ЕА05RL-Р1В-4 Кл. т. 0,5S/0,5	RTU-325	Активная	±1,2	±3,2
						Реактивная	±2,6	±4,5
50	РУ-1-6кВ яч.49 Ввод резервного питания с.1ВВ	ТОЛ-10 1500/5 Кл. т. 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5	ЕА05RL-Р1В-3 Кл. т. 0,5S/0,5		Активная	±1,2	±3,2
						Реактивная	±2,6	±4,5
47	РУ-1-6кВ яч.5 Ввод рабочего питания с.1ВА	ТОЛ-10 1500/5 Кл. т. 0,5	НОМ-6-77 6000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5	ЕА05RL-Р1В-4 Кл. т. 0,5S/0,5		Активная	±1,2	±3,2
						Реактивная	±2,6	±4,5
45	РУ-1-6кВ яч.51 Ввод -2 РТСН	ТЛМ-10 1500/5 Кл. т. 0,5	НОМ-6-77 6000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5	ЕА05RL-Р1В-4 Кл. т. 0,5S/0,5		Активная	±1,2	±3,2
						Реактивная	±2,6	±4,5
52	РУ-2-6кВ яч.54 Ввод рабочего питания с.2ВА	ТЛМ-10 1500/5 Кл. т. 0,5	НОМ-6-77 6000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5	А1802RALQ- Р4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5		Активная	±1,1	±2,9
						Реактивная	±2,3	±4,6
55	РУ-2-6кВ яч.55 Ввод резервного питания с.2ВА	ТОЛ-10 1500/5 Кл. т. 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5	А1802RALQ- Р4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5		Активная	±1,1	±2,9
						Реактивная	±2,3	±4,6
53	РУ-2-6кВ яч.86 Ввод рабочего питания с.2ВВ	ТЛМ-10 1500/5 Кл. т. 0,5	НОМ-6-77 6000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5	А1802RALQ- Р4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5		Активная	±1,1	±2,9
						Реактивная	±2,3	±4,6
58	РУ-3-6кВ яч.112 Ввод резервного питания с.3ВВ	ТОЛ-10 1500/5 Кл. т. 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5	ЕА05RL-Р1В-3 Кл. т. 0,5S/0,5		Активная	±1,2	±3,2
						Реактивная	±2,6	±4,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
57	РУ-3-6кВ яч.113 Ввод рабочего питания с.3ВВ	ТОЛ-10 1500/5 Кл. т. 0,5	НОМ-6-77 6000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5	EA05RL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/0,5	RTU-325	Активная	$\pm 1,2$	$\pm 3,2$
						Реактивная	$\pm 2,6$	$\pm 4,5$
56	РУ-3-6кВ яч.88 Ввод рабочего питания с.3ВА	ТОЛ-10 1500/5 Кл. т. 0,5	НОМ-6-77 6000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5	EA05RL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/0,5		Активная	$\pm 1,2$	$\pm 3,2$
						Реактивная	$\pm 2,6$	$\pm 4,5$
59	РУ-3-6кВ яч.89 Ввод резервного питания с.3ВА	ТОЛ-10 1500/5 Кл. т. 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5	EA05RL-P1B-3 Кл. т. 0,5S/0,5		Активная	$\pm 1,2$	$\pm 3,2$
						Реактивная	$\pm 2,6$	$\pm 4,5$
63	РУ-4-6кВ яч.121 Ввод резервного питания с.4ВА	ТОЛ-10 1500/5 Кл. т. 0,5	НАМИ-10 6000/100 Кл. т. 0,2	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5		Активная	$\pm 1,1$	$\pm 2,9$
						Реактивная	$\pm 2,3$	$\pm 4,6$
60	РУ-4-6кВ яч.126 Ввод рабочего питания с.4ВА	ТОЛ-10 1500/5 Кл. т. 0,5	ЗНОЛ-06 6000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5		Активная	$\pm 1,1$	$\pm 2,9$
						Реактивная	$\pm 2,3$	$\pm 4,6$
62	РУ-4-6кВ яч.143 Ввод резервного питания с.4ВВ	ТОЛ-10 1500/5 Кл. т. 0,5	НАМИ-10 6000/100 Кл. т. 0,2	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5		Активная	$\pm 1,1$	$\pm 2,9$
						Реактивная	$\pm 2,3$	$\pm 4,6$
61	РУ-4-6кВ яч.149 Ввод рабочего питания с.4ВВ	ТОЛ-10 1500/5 Кл. т. 0,5	ЗНОЛ-06 6000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5		Активная	$\pm 1,1$	$\pm 2,9$
						Реактивная	$\pm 2,3$	$\pm 4,6$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
27	Астраханская ТЭЦ-2, ЗРУ-110 кВ, 1 с.ш., 1 сек., яч. №12	ТФЗМ-110 600/5 Кл. т. 0,5	НКФ-110 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5	EA05RAL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/0,5	RTU-325	Активная	±1,2	±3,2
						Реактивная	±2,6	±4,5
26	Астраханская ТЭЦ-2, ЗРУ-110 кВ, 2 с.ш., 4 сек., яч. №22	ТФЗМ-110 600/5 Кл. т. 0,5	НКФ-110 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5	EA05RAL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/0,5		Активная	±1,2	±3,2
						Реактивная	±2,6	±4,5
4	Астраханская ТЭЦ-2, ЗРУ-110 кВ, 1 с.ш., 3 сек., яч. №20	ТФЗМ-110 600/5 Кл. т. 0,5	НКФ-110 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5	EA05RAL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/0,5		Активная	±1,2	±3,2
						Реактивная	±2,6	±4,5
2	Астраханская ТЭЦ-2, ЗРУ-110 кВ, 2 с.ш., 4 сек., яч. №17	TG145N 600/5 Кл. т. 0,2S	НКФ-110 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5	EA05RAL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/0,5		Активная	±1,2	±3,2
						Реактивная	±2,6	±4,5
31	Астраханская ТЭЦ-2, ЗРУ-110 кВ, 2 с.ш., 4 сек., яч. №21	ТРГ-110-II-УХЛ1 1000/5 Кл. т. 0,2S	НКФ-110 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5	EA05RAL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/0,5		Активная	±1,2	±3,2
						Реактивная	±2,6	±4,5
5	Астраханская ТЭЦ-2, ЗРУ-110кВ, 2 с.ш., 2 сек., яч. №8	ТФЗМ-110 600/5 Кл. т. 0,5	НКФ-110 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5	EA05RAL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/0,5		Активная	±1,2	±3,2
						Реактивная	±2,6	±4,5
6	Астраханская ТЭЦ-2, ЗРУ-110 кВ, 1 с.ш., 1 сек., яч. №10	ТФЗМ-110 600/5 Кл. т. 0,5	НКФ-110 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5	EA05RAL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/0,5		Активная	±1,2	±3,2
						Реактивная	±2,6	±4,5
1	Астраханская ТЭЦ-2, ЗРУ-110 кВ, 1 с.ш., 1 сек., яч. №2	TG145N 600/5 Кл. т. 0,2S	НКФ-110 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5	EA05RAL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/0,5		Активная	±1,2	±3,2
						Реактивная	±2,6	±4,5
35	Астраханская ТЭЦ-2, ЗРУ-110 кВ, 2 с.ш., 2 сек., яч. №7	TG145N 1000/5 Кл. т. 0,2S	НКФ-110 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5	EA05RAL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/0,5		Активная	±1,2	±3,2
						Реактивная	±2,6	±4,5
3	Астраханская ТЭЦ-2, ЗРУ-110кВ, 1 с.ш., 3 сек., яч. №26	ТФЗМ-110 600/5 Кл. т. 0,5	НКФ-110 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5	EA05RAL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/0,5		Активная	±1,2	±3,2
						Реактивная	±2,6	±4,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
25	Астраханская ТЭЦ-2, ЗРУ-110 кВ, 2 с.ш., 4 сек., яч.№24	ТФЗМ-110 600/5 Кл. т. 0,5	НКФ-110 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5	EA05RAL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/0,5	RTU-325	Активная	±1,2	±3,2
						Реактивная	±2,6	±4,5
16	ВЛ-35 кВ Центральная-1	ТОЛ-35 600/5 Кл. т. 0,2S	VEF 36-15 35000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5	EA05RAL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/0,5		Активная	±1,7	±5,7
						Реактивная	±4,4	±8,5
17	ВЛ-35 кВ Центральная-2	ТОЛ-35 600/5 Кл. т. 0,2S	VEF 36-15 35000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5	EA05RAL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/0,5		Активная	±1,2	±3,2
						Реактивная	±2,6	±4,5
14	ВЛ-35 кВ Кировская-1	ТОЛ-35 600/5 Кл. т. 0,2S	VEF 36-15 35000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5	EA05RAL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/0,5		Активная	±1,2	±3,2
						Реактивная	±2,6	±4,5
15	ВЛ-35 кВ Кировская-2	ТОЛ-35 600/5 Кл. т. 0,2S	VEF 36-15 35000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5	EA05RAL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/0,5		Активная	±1,2	±3,2
						Реактивная	±2,6	±4,5
10	ВЛ-35 кВ Царевская-1	ТОЛ-35 600/5 Кл. т. 0,2S	VEF 36-15 35000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5	EA05RAL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/0,5	RTU-325	Активная	±1,2	±3,2
						Реактивная	±2,6	±4,5
11	ВЛ-35 кВ Царевская-2	ТОЛ-35 600/5 Кл. т. 0,2S	VEF 36-15 35000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5	EA05RAL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/0,5		Активная	±1,2	±3,2
						Реактивная	±2,6	±4,5
12	ВЛ-35 кВ Стекловолокно-1	ТОЛ-35 600/5 Кл. т. 0,2S	VEF 36-15 35000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5	EA05RAL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/0,5		Активная	±1,2	±3,2
						Реактивная	±2,6	±4,5
13	ВЛ-35 кВ Стекловолокно-2	ТОЛ-35 600/5 Кл. т. 0,2S	VEF 36-15 35000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5	EA05RAL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/0,5		Активная	±1,2	±3,2
						Реактивная	±2,6	±4,5
18	Фидер-3 6кВ	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5	EA05RAL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/0,5	RTU-325	Активная	±1,2	±3,2
						Реактивная	±2,6	±4,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
19	Фидер-10 6кВ	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5	EA05RAL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/0,5	RTU-325	Активная	±1,2	±3,2
						Реактивная	±2,6	±4,5
20	Фидер-12 6кВ	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5	EA05RAL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/0,5		Активная	±1,7	±5,7
						Реактивная	±4,4	±8,5
21	Фидер-13 6кВ	ТПЛ-СЭЩ-10 600/5 Кл. т. 0,5S	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5	EA05RAL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/0,5		Активная	±1,7	±5,7
						Реактивная	±4,4	±8,5
22	Фидер-15 6кВ	ТПЛ-СЭЩ-10 600/5 Кл. т. 0,5S	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5	EA05RAL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/0,5		Активная	±1,7	±5,7
						Реактивная	±4,4	±8,5
23	Фидер-17 6кВ	ТПЛ-СЭЩ-10 600/5 Кл. т. 0,5S	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5	EA05RAL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/0,5		Активная	±1,2	±3,2
						Реактивная	±2,6	±4,5
24	Фидер-20 6кВ	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5	EA05RAL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/0,5	RTU-325	Активная	±1,2	±3,2
						Реактивная	±2,6	±4,5
44	ТСН-15	ТПОЛ-10 400/5 Кл. т. 0,5	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5	EA05RAL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/0,5		Активная	±1,2	±3,2
						Реактивная	±2,6	±4,5
43	ФСН-9	ТПЛ-СЭЩ-10 600/5 Кл. т. 0,5S	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5	EA05RAL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/0,5		Активная	±1,2	±3,2
						Реактивная	±2,6	±4,5
33	ФСН-21	ТПЛ-СЭЩ-10 600/5 Кл. т. 0,5S	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5	EA05RAL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/0,5		Активная	±1,2	±3,2
						Реактивная	±2,6	±4,5
28	Астраханская ТЭЦ-2, ЗРУ-110 кВ, 1 с.ш., 3 сек., яч.№18	TG145N 600/5 Кл. т. 0,2S	НКФ-110 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5	EA05RAL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/0,5		Активная	±1,2	±3,2
						Реактивная	±2,6	±4,5

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 $\cos \varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1 - 34, 43 - 50, 52 - 61, 66 от плюс 10 до плюс 30 °С.

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

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	52
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ - температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С: - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 _{инд.} до 0,8 _{емк.} от 49,6 до 50,4 от -40 до +70 от -40 до +65 от +10 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для электросчетчика EA05RAL-P1B-4 - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для электросчетчика EA05RL-P1B-3 для электросчетчика A1802RALQ-P4GB-DW-4 - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ не менее, ч для УСПД RTU-325 - среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 120000 2 100000 2

Продолжение таблицы 3

1	2
Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	70000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 40 45 10 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- электросчётчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах 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 учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Астраханская генерация» ОАО «ЮГК ТГК-8» типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Рег. №	Количество, шт.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТШЛ-20	21255-03	12
Трансформатор тока	ТЛМ-10	2473-05	12
Трансформатор тока	ТФЗМ-110	26422-04	21
Трансформатор тока	TG145N	30489-09	12
Трансформатор тока	ТРГ-110-II-УХЛ1	26813-06	3
Трансформатор тока	ТОЛ-35	21256-07	24
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	1261-02	11
Трансформатор тока	ТПЛ-СЭЩ-10	54717-13	15
Трансформатор тока	ТОЛ-10	7069-02	34
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-15-63	1593-70	12
Трансформатор напряжения	НОМ-6-77	17158-98	16
Трансформатор напряжения	НКФ-110	14205-11	12
Трансформатор напряжения	VEF 36-15	43241-09	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	2611-70	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	11094-87	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-06	3344-04	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	EA05RAL-P1B-4	16666-97	34
Счётчик электрической энергии многофункциональный	EA05RL-P1B-4	16666-97	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	EA05RL-P1B-3	16666-97	5
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1802RALQ-P4GB-DW-4	31857-11	7
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325	37288-08	2

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
Программное обеспечение	«Альфа-Центр»	-	1
Методика поверки	МП 33839-07 с Изменением № 1	-	1
Формуляр	72122884.4252103.0 11.ФО	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 33839-07 с Изменением № 1 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Астраханская генерация» ОАО «ЮГК ТГК-8». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 5 сентября 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 без отключения цепей»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков ЕвроАльфа - по документу «Многофункциональный многопроцессорный счётчик электрической энергии типа ЕвроАЛЬФА (ЕА). Методика поверки», согласованному с ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в 2003 г.;
- счетчиков Альфа А1800 - по документу «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.;
- УСПД RTU-325 - по документу «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки. ДЯИМ.466.453.005 МП», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100%, дискретность 0,1%.

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) оттиском клейма поверителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Астраханская генерация» ОАО «ЮГК ТГК-8», аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № RA.RU.311787 от 02.08.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Астраханская генерация» ОАО «ЮГК ТГК-8»

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

Общество с ограниченной ответственностью «Р.В.С.» (ООО «Р.В.С.»)

ИНН 7722506575

Адрес: 109052, г. Москва, ул. Нижегородская, д.47

Телефон/факс: (495) 788-78-69

Модернизация системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Астраханская генерация» ОАО «ЮГК ТГК-8» проведена:

Общество с ограниченной ответственностью «Системы Релейной Защиты»
(ООО «Системы Релейной Защиты»)

Юридический адрес: 111020, г.Москва ул. Боровая, д. 7, стр. 10, пом. XII, комн. 11

Адрес: 140070, Московская область, п. Томилино, ул. Гаршина д. 11 а/я 868

Телефон/факс: (495) 772-41-56/(495) 544-59-88

E-mail: info@srza.ru

Web-сайт: www.srza.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Тел./факс: (495) 437-55-77 / 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2017 г.