

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «07» декабря 2022 г. № 3078

Регистрационный № 87577-22

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Группа Черкизово» по предприятиям АО «Черкизово-Кашира», АО «Петелинская птицефабрика»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Группа Черкизово» по предприятиям АО «Черкизово-Кашира», АО «Петелинская птицефабрика» (ГТП №2) (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

Измерительные каналы (ИК) № 1-4, 9 АИИС КУЭ состоят из двух уровней:

Первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер ПАО «Группа Черкизово» на базе закрытой облачной системы VMware, устройство синхронизации времени (УСВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

ИК № 5, 6 АИИС КУЭ состоят из трех уровней:

Первый уровень – ИИК, включающие в себя ТН, ТТ, счетчики, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

Третий уровень – ИВК, включающий в себя сервер ПАО «Группа Черкизово», коммуникационный сервер ПАО «Россети Московский регион» «Западные электрические сети» (КС ПАО «Россети Московский регион» «ЗЭС»), сервер базы данных ПАО «Россети Московский регион» «Западные электрические сети» на базе закрытой облачной системы VMware (СБД ПАО «Россети Московский регион» «ЗЭС»), УСВ, АРМ, каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

ИК № 7, 8 АИИС КУЭ состоят из двух уровней:

Первый уровень – ИИК, включающие в себя ТН, ТТ, счетчики, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень – ИВК, включающий в себя сервер ПАО «Группа Черкизово», коммуникационный сервер ПАО «Россети Московский регион» «Южные электрические сети» (КС ПАО «Россети Московский регион» «ЮЭС»), сервер базы данных ПАО «Россети Московский регион» «Южные электрические сети» на базе закрытой облачной системы VMware (СБД ПАО «Россети Московский регион» «ЮЭС»), УСВ, АРМ, каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Сервер ПАО «Группа Черкизово» с периодичностью не реже одного раза в сутки опрашивает счетчики ИК № 1-4, 9 и считывает 30-минутные профили мощности для каждого канала учета, а также журналы событий. Считанные данные записываются в базу данных, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН.

УСПД с периодичностью не реже одного раза в сутки опрашивает счетчики электрической энергии ИК № 5-6 и считывают 30-минутные профили мощности для каждого канала учета, а также журналы событий. Считанные данные записываются в базу данных, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН.

КС ПАО «Россети Московский регион» «ЗЭС» с периодичностью не реже одного раза в сутки опрашивает УСПД ИК № 5-6 и считывает 30-минутные профили мощности для каждого канала учета, а также журналы событий счетчиков и УСПД. Считанные данные записываются в базу данных СБД ПАО «Россети Московский регион» «ЗЭС».

КС ПАО «Россети Московский регион» «ЮЭС» с периодичностью не реже одного раза в сутки опрашивает ИК № 7-8 и считывает 30-минутные профили мощности для каждого канала учета, а также журналы событий счетчиков. Считанные данные записываются в базу данных СБД ПАО «Россети Московский регион» «ЮЭС» с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН.

Серверы ПАО «Россети Московский регион» и сервер ПАО «Группа Черкизово» при помощи программного обеспечения (ПО) осуществляют обработку измерительной информации, формирование, хранение, оформление отчетных документов.

АРМ ПАО «Россети Московский регион», используя данные СБД ПАО «Россети Московский регион» «ЗЭС» и СБД ПАО «Россети Московский регион» «ЮЭС», не реже одного раза в сутки формирует отчет в формате макета электронного документооборота XML с последующей отправкой на сервер ПАО «Группа Черкизово» по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet.

От сервера ПАО «Группа Черкизово» информация в виде xml-файлов установленных форматов поступает на АРМ по корпоративной сети передачи данных.

Передача информации от АРМ в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ производится по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для обеспечения единства измерений используется шкала координированного времени UTC(SU). В СОЕВ входят УСВ, часы счетчиков, УСПД, КС ПАО «Россети Московский регион» «ЗЭС», КС ПАО «Россети Московский регион» «ЮЭС», сервера ПАО «Группа Черкизово».

Сравнение показаний часов КС ПАО «Россети Московский регион» «ЗЭС» и УСВ происходит не реже одного раза в час. Синхронизация часов КС ПАО «Россети Московский регион» «ЗЭС» и УСВ осуществляется при расхождении показаний часов на ± 1 с.

Сравнение показаний часов КС ПАО «Россети Московский регион» «ЮЭС» и УСВ происходит не реже одного раза в час. Синхронизация часов КС ПАО «Россети Московский регион» «ЮЭС» и УСВ осуществляется при расхождении показаний часов на ± 1 с.

Сравнение показаний часов сервера ПАО «Группа Черкизово» и УСВ происходит не реже одного раза в час. Синхронизация часов сервера и УСВ осуществляется независимо от разницы показаний часов сервера и УСВ.

Сравнение показаний часов счетчиков ИК № 1-4, 9 и сервера ПАО «Группа Черкизово» осуществляется не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков и сервера осуществляется при расхождении показаний более чем на ± 1 с.

Сравнение показаний часов УСПД и КС ПАО «Россети Московский регион» «ЗЭС» происходит не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов УСПД и КС ПАО «Россети Московский регион» «ЗЭС» осуществляется при расхождении показаний более, чем на ± 2 с.

Сравнение показаний часов счетчиков ИК № 5-6 и УСПД происходит при каждом обращении к счетчикам. Синхронизация часов счетчиков и УСПД осуществляется при расхождении показаний более, чем на ± 2 с.

Сравнение показаний часов счетчиков ИК № 7-8 и КС ПАО «Россети Московский регион» «ЮЭС» осуществляется не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков и КС ПАО «Россети Московский регион» «ЮЭС» осуществляется при расхождении показаний более, чем на ± 2 с.

Журналы событий счетчиков, УСПД, КС ПАО «Россети Московский регион» «ЗЭС» и КС ПАО «Россети Московский регион» «ЮЭС», сервера ПАО «Группа Черкизово» отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер 001, указывается в паспорте-формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ).

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР» и ПО «Пирамида 2000». Уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений ПО «АльфаЦЕНТР» соответствует уровню — «высокий», ПО «Пирамида 2000» соответствует уровню - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1, 2.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Таблица 2 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО «Пирамида 2000»

Идентификационные данные (признаки)	Значение										
Идентификационное наименование ПО	«Пирамида 2000»										
	Calc Clients.dll	Calc Leakage.dll	Calc Losses.dll	Metrology.dll	Parse Bin.dll	Parse IEC.dll	Parse Modbus.dll	Parse Piramida.dll	Sync hroN SI.dll	Verif yTime.dll	
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0										
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0	b1959ff7	d79874d1	52e28d7b	6f557f88	48e73a92	c391d642	ecf53293	530d9b01	1ea5429b	
	b1b2	0be1	0fc2	6087	5b73	83d1	71ac	5ca1	26f7	261f	
	1906	eb17	b156	99bb	7261	e664	f405	a3fd	cdc2	b0e2	
	5d63	c83f	a0fd	3cce	328c	9452	5bb2	3215	3ecd	884f	
	da94	7b0f	c27e	a41b	d778	1f63	a4d3	049a	814c	5b35	
	9114	6d4a	1ca4	548d	05bd	d00b	fe1f	f1fd	4eb7	6a1d	
	dae4	132f	80ac	2c83	1ba7	0d9f	8f48	979f	ca09	1e75	
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5										

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 3.

Таблица 3 — Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИВКЭ	ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	РТП-32 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, яч. 18, КВЛ-6 кВ ф. 31	ТПЛ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НТМК-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 323-49	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36355-07	-	Сервер ПАО «Группа Черкизово», УСВ-3, рег. № 51644-12
2	РТП-32 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, яч. 5, КЛ-6 кВ ф. Красный поселок	ТПЛ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НТМК-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 323-49	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36355-07		
3	ТП-1064 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 52667-13	-	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12		
4	ТП-344 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 52667-13	-	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12		
5	ПС 110/10/6 кВ Пернатово (ПС-551), РУ-6 кВ, яч.5, КЛ-6 кВ ф. 5	ТВЛМ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-327, рег. № 41907-09	КС ПАО «Россети Московский регион» «ЗЭС», СБД ПАО «Россети Московский регион» «ЗЭС», УСВ-3, рег. № 64242-16, Сервер ПАО «Группа Черкизово», УСВ-3, рег. № 51644-12
6	ПС 110/10/6 кВ Пернатово (ПС-551), РУ-6 кВ, яч. 47, КЛ-6 кВ ф. 47	ТВЛМ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7
7	ПС 110/10 кВ Топканово, РУ-10 кВ, ВЛ-10 кВ ф. 8	ТЛК-СТ 600/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 58720-14	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	-	КС ПАО «Россети Московский регион» «ЮЭС», СБД ПАО «Россети Московский регион» «ЮЭС», УСВ-3, рег. № 64242-16 Сервер ПАО «Группа Черкизово», УСВ-3, рег. № 51644-12
8	ПС 110/10 кВ Топканово, РУ-10 кВ, ВЛ-10 кВ ф. 13	ТЛК-СТ 600/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 58720-14	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	-	КС ПАО «Россети Московский регион» «ЮЭС», СБД ПАО «Россети Московский регион» «ЮЭС», УСВ-3, рег. № 64242-16 Сервер ПАО «Группа Черкизово», УСВ-3, рег. № 51644-12
9	ВЛ-10 кВ ф. 13, отпайка 10 кВ Население, оп. №16/1, ПКУ-10 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 75/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 10000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 69604-17	ПСЧ- 4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16	-	Сервер ПАО «Группа Черкизово», УСВ-3, рег. № 51644-12
<p>Примечания</p> <p>1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 3, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 4 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.</p> <p>2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 3 – активная, реактивная.</p>						

Таблица 4 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{\text{изм}} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{\text{изм}} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{\text{изм}} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1-2 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,3
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
3-4 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	2,0	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,6	1,6	1,1	1,1
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
5-6 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2
7-8 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
9 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,1	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,7	1,7	1,3	1,3
	0,5	4,9	3,1	2,3	2,3
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{\text{изм}} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{\text{изм}} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{\text{изм}} \leq I_{120\%}$
1-2 (Счетчик 1; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,6	2,1
	0,5	-	2,7	1,8	1,5
3-4 (Счетчик 1; ТТ 0,5S)	0,8	4,0	2,6	1,8	1,8
	0,5	2,6	1,7	1,3	1,3
5-6 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,9
	0,5	-	2,5	1,5	1,2
7-8 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	1,8	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8
9 (Счетчик 1; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,1	2,8	2,1	2,1
	0,5	2,7	1,8	1,5	1,5

Продолжение таблицы 4

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{\text{ИЗМ}} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{\text{ИЗМ}} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{\text{ИЗМ}} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{\text{ИЗМ}} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1-2 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	2,2	1,7	1,6
	0,8	-	3,2	2,1	1,8
	0,5	-	5,7	3,3	2,6
3-4 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	2,3	1,6	1,4	1,4
	0,8	2,9	2,0	1,7	1,7
	0,5	4,9	3,1	2,3	2,3
5-6 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
7-8 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
9 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,4	1,7	1,6	1,6
	0,8	3,0	2,1	1,8	1,8
	0,5	5,1	3,4	2,6	2,6
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{\text{ИЗМ}} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{\text{ИЗМ}} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{\text{ИЗМ}} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{\text{ИЗМ}} \leq I_{120\%}$
1-2 (Счетчик 1; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	5,5	4,0	3,7
	0,5	-	4,0	3,4	3,3
3-4 (Счетчик 1; ТТ 0,5S)	0,8	5,0	4,0	3,5	3,5
	0,5	4,0	3,4	3,2	3,2
5-6 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,8	2,3
	0,5	-	2,8	1,9	1,7
7-8 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,2	1,9	1,6	1,6
	0,5	1,9	1,5	1,4	1,4
9 (Счетчик 1; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	5,1	4,1	3,7	3,7
	0,5	4,0	3,5	3,3	3,3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5

Продолжение таблицы 4

<p>Примечания</p> <p>1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$.</p> <p>2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).</p>

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
<p>Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков</p>	<p>от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД, УССВ ИВКЭ - для сервера, УССВ ИВК</p>	<p>от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии АльфаА1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05М: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05МК: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-327: - средняя наработка до отказа, ч, не менее Устройства синхронизации времени УСВ-3: - средняя наработка на отказ, ч, не менее</p>	<p>120000 2 165000 2 140000 2 165000 2 350000 45000</p>

Продолжение таблицы 5

1	2
<p>Глубина хранения информации счетчики электроэнергии:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее при отключенном питании, лет, не менее <p>ИВК:</p> <ul style="list-style-type: none"> - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее 	<p style="text-align: center;">45</p> <p style="text-align: center;">45</p> <p style="text-align: center;">5</p> <p style="text-align: center;">3,5</p>

Надежность системных решений:

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике, УСПД

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - серверов.

Защита информации на программном уровне:

- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на серверы;
 - установка пароля УСПД.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока проходной с литой изоляцией	ТПЛ-10	4 шт.
Трансформатор тока	Т-0,66	6 шт.
Трансформатор тока измерительный	ТВЛМ-10	4 шт.
Трансформатор тока	ТЛК-СТ	4 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-10	3 шт.
Трансформатор напряжения	НТМК-6	2 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	2 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-10	3 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05М	2 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	3 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	3 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК	1 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	2 шт.
Формуляр	РТ.7731411714. 424179.51 ПФ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Группа Черкизово» по предприятиям АО «Черкизово-Кашира», АО «Петелинская птицефабрика», аттестованной ООО «ЭнерТест», регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311723.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ ПАО «Группа Черкизово» по предприятиям АО «Черкизово-Кашира», АО «Петелинская птицефабрика»

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»;

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.

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Группа Черкизово»

(ПАО «Группа Черкизово»)

ИНН 7718560636

Адрес: 142931, Московская область, г. Кашира, д. Топканово, ул. Черкизовская, д. 1,
пом. 1, кабинет 2;

Телефон: +7 (495) 660-24-40

Изготовители

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

ИНН 3702666693

Адрес: 153021, Ивановская область, г. Иваново, Гаражная улица, д. 12А

Телефон: (915) 769-34-14

E-mail: rusteh@bk.ru

Испытательный центр

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

ИНН 7716741740

Адрес: 141100, Московская обл., Щёлково г., пер. 1-й Советский, д. 25, офис 3031

Телефон: +7 (499) 991-19-91

Web-сайт: www.enertest.ru

E-mail: info@enertest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311723.

