

Регистрационный № 69864-17

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Чажемто

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Чажемто (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

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

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «Россети» - МЭС, ПМЭС, каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC(SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних

значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по линиям связи.

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту - ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает его в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC(SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC(SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер АУВП.411711.ФСК.РИК.024.11. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не оказывает влияния на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Рекомендацией Р 50.2.077-2014.

Метрологически значимой частью СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) являются файлы DataServer.exe, DataServer_USPD.exe.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ, метрологические и основные технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	АТ-1 110 кВ	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 74600-19	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 80015-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	АТ-2 110 кВ	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 74600-19	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 80015-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
3	ВЛ 110 кВ Коломинские Гривы – Чажемто I цепь (С-28)	ТВИ-110 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 300/1 рег. № 30559-05	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 80015-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
4	ВЛ 110 кВ Чажемто – Чажемто-С I цепь (С-29)	ТВИ-110 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 300/1 рег. № 30559-05	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 80015-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
5	ВЛ 110 кВ Коломинские Гривы – Чажемто II цепь (С-38)	ТВИ-110 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 300/1 рег. № 30559-05	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 80015-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
6	ВЛ 110 кВ Чажемто – Чажемто-С II цепь (С-39)	ТВИ-110 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 300/1 рег. № 30559-05	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 80015-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
7	ВЛ 110 кВ Чажемто – Колпашево с отпайкой на ПС Новоильинская (С-40)	ТВИ-110 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 300/1 рег. № 30559-05	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 80015-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
8	ВЛ 110 кВ Чажемто – Первомайская НПС (С-111)	ТВИ-110 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 300/1 рег. № 30559-05	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 80015-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
9	ВЛ 110 кВ Чажемто – Первомайская НПС (С-112)	ТВИ-110 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 300/1 рег. № 30559-05	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 80015-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
10	ОВ-110	ТВИ-110 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 300/1 рег. № 30559-05	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 80015-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
11	АТ-1 10кВ	ТПШЛ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 2000/5 рег. № 1423-60	НАМИ-10 кл.т 0,2 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
12	АТ-2 10кВ	ТПШЛ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 2000/5 рег. № 1423-60	НАМИ-10 кл.т 0,2 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
13	ТСН-1 10кВ	ТПЛ-10У3 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 100/5 рег. № 1276-59	НАМИ-10 кл.т 0,2 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
14	ТСН-2 10кВ	ТПЛ-10У3 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 100/5 рег. № 1276-59	НАМИ-10 кл.т 0,2 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
15	Ф-ЧКС-1006	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 83411-21	НАМИ-10 кл.т 0,2 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
16	Ф-ЧКС-1012	ТПЛ-10У3 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 150/5 рег. № 1276-59; ТПЛ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 150/5 рег. № 1276-59	НАМИ-10 кл.т 0,2 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
17	Ф-ЧКС-1014	ТПЛ-10-М кл.т 0,5 К _{ТТ} = 200/5 рег. № 22192-07	НАМИ-10 кл.т 0,2 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
18	Ф-ЧКС-1008	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 1500/5 рег. № 88246-23	НАМИ-10 кл.т 0,2 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
19	Ф-ЧКС-1018	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 1500/5 рег. № 83411-21	НАМИ-10 кл.т 0,2 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 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.

2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

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			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-10 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4
11-19 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,7	0,9	0,7
	0,8	-	2,8	1,4	1,0
	0,5	-	5,3	2,7	1,9

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	$\cos\varphi$	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-10 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,0	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,1	1,0	1,0
11-19 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,3	2,2	1,6
	0,5	-	2,5	1,4	1,1
Номер ИК	$\cos\varphi$	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-10 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6
11-19 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,3	2,8	2,0
Номер ИК	$\cos\varphi$	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-10 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,4	2,1	1,9	1,9
	0,5	2,0	1,7	1,6	1,6
11-19 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,5	2,6	2,1
	0,5	-	2,8	1,8	1,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 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 $I_2\%$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Рабочие условия: 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 - для сервера, УССВ	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
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325T: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 55000 10000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;

- пропадания напряжения;
- коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа

к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока проходной с литой изоляцией	ТПЛ-10	1
Трансформатор тока проходной с литой изоляцией	ТПЛ-10УЗ	5
Трансформатор тока измерительный	ТВИ-110	24
Трансформатор тока	ТВ-ЭК	6
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	6
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	2
Трансформатор тока	ТПШЛ-10	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	2
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	6
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	19
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325T	1
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.РИК.024.11ФО ред.2	1

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) ПС 220 кВ Чажемто», аттестованном ООО «ИЦ ЭАК», г. Москва уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (п. 6.12; п. 6.13);

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

ГОСТ Р 59793-2021 «Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, д. 5А

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418 г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.

в части вносимых изменений

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

Адрес: 141401, Московская обл., г. Химки, ул. Рабочая, д. 2А, к. 22А, оф. 207

Телефон: +7 (495) 109-09-22

Web-сайт: www.enertest.ru

E-mail: info@enertest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314754.

Регистрационный № 69869-17

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Чапаевка

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Чапаевка (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

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

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «Россети» - МЭС, ПМЭС, каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC(SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних

значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по линиям связи.

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту - ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает его в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC(SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC(SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер АУВП.411711.ФСК.РИК.024.10. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не оказывает влияния на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Рекомендацией Р 50.2.077-2014.

Метрологически значимой частью СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) являются файлы DataServer.exe, DataServer_USPD.exe.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ, метрологические и основные технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ 110 кВ Чапаевка - Катыльгинская с отпайкой на ПС Ломовая I цепь (С-91)	ТФЗМ 110Б-IV У1 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 87308-22; ТФЗМ 110Б-IV кл.т 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 26422-04	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 80015-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ВЛ 110 кВ Чапаевка - Катыльгинская с отпайкой на ПС Ломовая II цепь (С-92)	ТФЗМ 110Б-IV кл.т 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 26422-04	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 80015-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
3	ВЛ 110 кВ Чапаевка - Раздольное I цепь (С-93)	ТФЗМ 110Б-IV кл.т 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 26422-04	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 80015-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
4	ВЛ 110 кВ Чапаевка - Раздольное II цепь (С-94)	ТФЗМ 110Б-IV У1 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 87308-22	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 80015-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
5	ОВ-110	ТФЗМ 110Б-IV кл.т 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 26422-04; ТФЗМ 110Б-IV У1 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 87308-22	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 80015-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
6	АТ-1 110 кВ	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 74600-19	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 80015-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
7	АТ-2 110 кВ	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 74600-19	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 80015-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
8	АТ-3 110 кВ	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 74600-19	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 80015-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
9	Ф-НПС-1	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 200/5 рег. № 88246-23	НАМИ-10 кл.т 0,2 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
10	Ф-НПС-2	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 200/5 рег. № 88246-23	НТМИ кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 93024-24	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 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.

2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

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			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-3, 5, 10 (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
4 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	3,0	2,2	2,2
6-8 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4
9 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,7	0,9	0,7
	0,8	-	2,8	1,4	1,0
	0,5	-	5,3	2,7	1,9
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			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-3, 5, 10 (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
4 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	3,9	2,5	1,9	1,9
	0,5	2,4	1,5	1,2	1,2
6-8 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,0	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,1	1,0	1,0
9 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,3	2,2	1,6
	0,5	-	2,5	1,4	1,1

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-3, 5, 10 (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
4 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	0,5	4,8	3,0	2,3	2,3
6-8 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6
9 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,3	2,8	2,0
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-3, 5, 10 (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
4 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,2	2,9	2,3	2,3
	0,5	2,7	2,0	1,7	1,7
6-8 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,4	2,1	1,9	1,9
	0,5	2,0	1,7	1,6	1,6
9 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,5	2,6	2,1
	0,5	-	2,8	1,8	1,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания					
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 $I_2\%$.					
2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Рабочие условия: 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 - для сервера, УССВ	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
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325T: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 55000 10000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;

- пропадания напряжения;
- коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТВ-ЭК	9
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	4
Трансформатор тока	ТФЗМ 110Б-IV	9
Трансформатор тока	ТФЗМ 110Б-IV У1	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	1
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	6
Трансформатор напряжения	НТМИ	1
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	10
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325T	1
Комплекс измерительно- вычислительный	СТВ-01	1
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.РИК.024.10ФО ред.2	1

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) ПС 220 кВ Чапаевка», аттестованном ООО «ИЦ ЭАК», г. Москва уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (п. 6.12; п. 6.13);

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

ГОСТ Р 59793-2021 «Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, д. 5А

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418 г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.

в части вносимых изменений

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

Адрес: 141401, Московская обл., г. Химки, ул. Рабочая, д. 2А, к. 22А, оф. 207

Телефон: +7 (495) 109-09-22

E-mail: info@enertest.ru

Web-сайт: www.enertest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314754.

Регистрационный № 75272-19

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов (АБ) ПТК НСН «Новоселки» ООО «ЛУКОЙЛ-Транс»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов (АБ) ПТК НСН «Новоселки» ООО «ЛУКОЙЛ-Транс» (далее – СИКН) предназначена для измерений массы нефтепродукта в автоматизированном режиме.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефтепродукта с применением расходомеров массовых. Выходной сигнал электронного преобразователя расходомера массового поступает на соответствующие входы комплекса измерительно-вычислительного, который преобразует их и вычисляет массу нефтепродукта по реализованному в нем алгоритму.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного производства. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на СИКН и эксплуатационными документами на ее компоненты.

В составе СИКН применены средства измерений утвержденных типов, которые указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКН

Наименование типа средств измерений	Рег. №
Расходомеры массовые Promass (далее – СРМ)	15201-11
Преобразователи давления AUTROL мод. АРТ3100, АРТ3200	37667-13
Датчики температуры AUTROL модели АТТ2100	70157-18
Преобразователи плотности и расхода CDM	63515-16
Расходомер жидкости турбинный типа РТФ	11735-06
Влагомер поточный модели L	56767-14
Комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-07 (далее – ИВК)	53852-13
Установка поверочная FMD (далее – ТПУ)	71576-18

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массового расхода нефтепродуктов по каждой измерительной линии (далее – ИЛ) и СИКН в целом;
- автоматическое измерение плотности, объемной доли воды в нефтепродукте, объемного расхода нефтепродукта в блоке измерений количества и показателей качества (далее – БИК);

- автоматическое измерение температуры в ИЛ блока измерительных линий (далее – БИЛ), БИК, на входе стационарной поверочной установки на базе ТПУ;
- автоматическое измерение избыточного давления в ИЛ БИЛ, БИК, во входном и выходном коллекторе БИЛ, БИК, на входе ТПУ;
- автоматическое измерение разности давления на фильтрах в блоке фильтров (БФ), БИК;
- измерение давления и температуры с применением показывающих средств измерений давления и температуры соответственно;
- контроль метрологических характеристик (далее – КМХ) рабочих СРМ с применением контрольно-резервного СРМ, применяемого в качестве контрольного;
- КМХ контрольно-резервного СРМ по ТПУ или передвижной ПУ в автоматизированном режиме;
- поверку и КМХ СРМ по ТПУ или передвижной ПУ в автоматизированном режиме;
- поверку ТПУ с применением передвижной ПУ;
- автоматизированное и ручное управление запорной и регулирующей арматурой;
- фильтрацию нефтепродукта от механических примесей в БФ;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- автоматическое регулирование расхода нефтепродукта по каждой ИЛ, в БИК;
- защиту алгоритма и программы ИВК и автоматизированных рабочих мест (АРМ) оператора СИКН от несанкционированного доступа системой паролей;
- автоматический и ручной отбор проб нефтепродуктов;
- дренаж нефтепродукта, выпуск воздуха из оборудования, технологических трубопроводов и последующее их заполнение без остатков воздуха;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование отчетов.

Пломбирование СИКН не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

К данному типу средства измерений относится СИКН с заводским номером 652/АБ/2018.

Заводской номер СИКН, состоящий из арабских цифр и букв латинского алфавита, нанесен типографским способом на маркировочную табличку, расположенную на рамном основании БИЛ. Общий вид маркировочной таблички СИКН и место нанесения заводского номера СИКН представлены на рисунке 1.

	
ПРЕДПРИЯТИЕ - ИЗГОТОВИТЕЛЬ	ООО "ИМС Индастриз", 142703, Московская обл., Ленинский р-он, г. Видное, ул. Донбасская, д. 2, стр. 10, ком. 611, (495) 221-10-50, ims@imsholding.ru
НАИМЕНОВАНИЕ	Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов (АБ)ПТК НСН "Новоселки" ООО "ЛУКОЙЛ-Транс"
ЗАВОДСКОЙ НОМЕР	652/АБ/2018
ГОД ИЗГОТОВЛЕНИЯ	2018

Рисунок 1 – Общий вид маркировочной таблички СИКН

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКН (ИВК, АРМ оператора) ПО «ФОРВАРД» обеспечивает реализацию функций СИКН. Наименования ПО и идентификационные данные указаны в таблице 2.

Уровень защиты ПО СИКН «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значения			
	ПО «ФОРВАРД» (основное и резервное и АРМ сдающей стороны)			ПО ИМЦ-07 (основное и резервное)
Идентификационное наименование ПО	ArmA.dll	ArmMX.dll	ArmF.dll	EMC07.Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер ПО)	4.0.0.1	4.0.0.2	4.0.0.2	не ниже PX.7000.01.01
Цифровой идентификатор ПО	8B71AF71	0C7A65BD	96ED4C9B	1C4B16AC

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон расхода нефтепродуктов через СИКН*, т/ч	от 104 до 532
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов, %	±0,25
*Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки СИКН и не может выходить за пределы указанных значений диапазона измерений.	

Таблица 4 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	Бензин неэтилированный по ГОСТ 32513-2013
Количество измерительных линий, шт.	3 (2 рабочие, 1 контрольно- резервная)
Давление измеряемой среды, МПа	от 0,2 до 2,4
Максимально допустимое (расчетное) давление, МПа	2,5
Диапазон температуры нефтепродуктов, °С	от -5,0 до +40
Диапазон плотности нефтепродуктов при 15 °С, кг/м ³	от 725,0 до 780,0
Кинематическая вязкость нефтепродуктов, сСт, не более	0,6
Режим работы СИКН	периодический
Параметры электрического питания: - напряжение, В - частота, Гц	220±22, 380±38 50 ± 1
Условия эксплуатации: а) температура окружающего воздуха, °С: - на открытой площадке - в блоке измерений показателей качества - в помещении для оборудования систем обработки информации	от -40 до +40 от 5 до 40 от 5 до 35

Таблица 5 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Срок службы, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится на нижнюю часть титульного листа инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов (АБ) ПТК НСН «Новоселки» ООО «ЛУКОЙЛ-Транс», заводской № 652/АБ/2018	—	1
Инструкция по эксплуатации	—	1
Методика поверки	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе в «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефтепродуктов. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефтепродуктов (АБ) НБ «Новоселки» ООО «ЛУКОЙЛ-Транс» аттестованном ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314404, свидетельство об аттестации методики измерений № 006/RA.RU.314404/2025.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости» (часть 2).

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз»
(ООО «ИМС Индастриз»)
ИНН 7736545870
Адрес: 117312, г. Москва, ул. Вавилова, д. 47а
Юридический адрес: 142703, Московская обл., Ленинский р-н, г. Видное,
ул. Донбасская, д. 2, стр. 10, ком. 611
Телефон: +7(495) 221-10-50
Факс: +7(495) 221-10-51
E-mail: ims@imsholding.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии» (ФГУП «ВНИИР»)

Адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»

Телефон: +7(843) 272-70-62

Факс: +7(843)272-00-32

E-mail: office@vniir.org

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.

в части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»)

Юридический адрес: 119415, г. Москва, пр-кт Вернадского, д. 41, стр. 1, помещ. 263

Адрес места осуществления деятельности: 142300, Московская обл., Чеховский р-н,
г. Чехов, Симферопольское ш., д. 2

Телефон: +7 (495) 108-69-50

E-mail: info@metrologiya.prommashtest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314164.

Регистрационный № 84211-21

Лист № 1
Всего листов 17

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Восточная

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Восточная (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

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

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «Россети» - МЭС, ПМЭС, каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC(SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних

значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по линиям связи.

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту - ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает его в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC(SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC(SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер С013. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не оказывает влияния на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Рекомендацией Р 50.2.077-2014.

Метрологически значимой частью СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) являются файлы DataServer.exe, DataServer_USPD.exe.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ, метрологические и основные технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ 220 кВ Восточная - ТЭЦ СХК (Т-201)	ТФЗМ кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 89301-23	НАМИ кл.т 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ВЛ 220 кВ Восточная – ЭС-2 СХК (Т-202)	ТФЗМ кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 89301-23	НАМИ кл.т 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
3	ОВ-220 кВ	ТФЗМ кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 89301-23	НАМИ кл.т 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
4	ВЛ 110 кВ Восточная – ГПП-2 СХК с отпайками (Т-1)	ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-13; НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
5	ВЛ 110 кВ Восточная - Бройлерная I цепь (С-107)	ТФМ-110 кл.т 0,5 Ктт = 2000/5 рег. № 16023-97	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-13; НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10 СТВ-01 рег. № 49933-12	
6	ВЛ 110 кВ Восточная - Бройлерная II цепь (С-108)	ТФМ-110 кл.т 0,5 Ктт = 2000/5 рег. № 16023-97	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
7	ВЛ 110 кВ Восточная – Бройлерная с отпайкой на ПС Северо-Восточная (С-7)	ТФЗМ кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 80020-20	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-13; НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
8	ВЛ 110 кВ Восточная – Западная с отпайками I цепь (С-5)	TG кл.т 0,2S Ктт = 2000/5 рег. № 75894-19	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-13; НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
9	ВЛ 110 кВ Восточная – Западная с отпайками II цепь (С-6)	TG кл.т 0,2S Ктт = 2000/5 рег. № 75894-19	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
10	ВЛ 110 кВ Восточная - Коммунальная (С-9)	ТФЗМ 110Б-IV кл.т 0,5 К _{тт} = 400/5 рег. № 26422-04	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-13; НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
11	ВЛ 110 кВ Восточная - Малиновка (С-8)	ТФЗМ кл.т 0,5 К _{тт} = 1000/5 рег. № 80020-20	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
12	ВЛ 110 кВ Восточная - Пиковая (Т-4)	ТФЗМ 110Б-IV кл.т 0,5 К _{тт} = 400/5 рег. № 26422-04	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
13	ВЛ 110 кВ Восточная – Солнечная с отпайкой на ПС Северо-Восточная (С-10)	ТФНД-110М кл.т 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 2793-71	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
14	ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Восточная I цепь (С-2)	ТФЗМ 110Б-IV кл.т 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 26422-04	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
15	ВЛ 110 кВ Томская ГРЭС-2 - Восточная II цепь (С-1)	ТФЗМ 110Б-IV кл.т 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 26422-04	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-13; НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
16	ОВ-110 кВ	ТФЗМ 110Б-IV кл.т 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 26422-04	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-13; НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
17	ВВ-35 Т-5-1	GIF кл.т 0,5S К _{тт} = 750/5 рег. № 43240-09	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 К _{тн} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 912-70	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
18	ВВ-35 Т-5-2	GIF кл.т 0,5S К _{тт} = 750/5 рег. № 43240-09	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 К _{тн} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 912-70	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
19	Ввод Т-1 35 кВ	ТВДМ-35 кл.т 0,5 К _{тт} = 1000/5 рег. № 81685-21	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 К _{тн} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 912-70	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
20	Ввод Т-2 35 кВ	ТВДМ-35 кл.т 0,5 К _{тт} = 1000/5 рег. № 81685-21	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 К _{тн} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 912-70	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
21	ВЛ 35 кВ Восточная – Заводская с отпайкой на ПС ЗПП-Т (3521)	ТГМ кл.т 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 59982-15	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 К _{тн} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 912-70	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
22	ВЛ 35 кВ Восточная – Заводская с отпайкой на ПС ЗПП-Т (3522)	ТГМ кл.т 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 59982-15	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 К _{тн} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 912-70	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
23	ВЛ 35 кВ Восточная – Томская ТЭЦ-1 (3525)	ТГМ кл.т 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 59982-15	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 К _{тн} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 912-70	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
24	ВЛ 35 кВ Восточная – Томская ТЭЦ-1 (3526)	ТГМ кл.т 0,5S К _{тт} = 300/5 рег. № 59982-15	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 К _{тн} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 912-70	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10	СТБ-01 рег. № 49933-12
25	ВЛ 35 кВ Восточная – Сибкабель II цепь (3592)	ТГМ кл.т 0,5S К _{тт} = 300/5 рег. № 59982-15	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 К _{тн} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 912-70	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
26	ВЛ 35 кВ Восточная – Сибкабель I цепь (3593)	ТГМ кл.т 0,5S К _{тт} = 300/5 рег. № 59982-15	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 К _{тн} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 912-70	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
27	ВЛ 35 кВ Восточная – Спутник с отпайками (3527)	ТГМ кл.т 0,5S К _{тт} = 300/5 рег. № 59982-15	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 К _{тн} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 912-70	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
28	ВЛ 35 кВ Восточная – Спутник с отпайками (3528)	ТГМ кл.т 0,5S К _{тт} = 300/5 рег. № 59982-15	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 К _{тн} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 912-70	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
29	ВЛ 35 кВ Восточная – Томск-2 I цепь (3523)	ТГМ кл.т 0,5S К _{тт} = 400/5 рег. № 59982-15	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 К _{тн} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 912-70	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
30	ВЛ 35 кВ Восточная – Томск-2 II цепь (3524)	ТГМ кл.т 0,5S К _{тт} = 400/5 рег. № 59982-15	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 К _{тн} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 912-70	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
31	Ввод Т-1 10кВ	ТПШФ кл.т 0,5 К _{тт} = 2000/5 рег. № 519-50	НТМИ-10-66УЗ кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 81619-21	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
32	Ввод Т-2 10кВ	ТПШЛ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 2000/5 рег. № 1423-60	НАМИ-10 кл.т 0,2 К _{тн} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
33	Ф-802	ТПЛ-10-М кл.т 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 22192-07	НАМИ-10 кл.т 0,2 К _{тн} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
34	Ф-809	ТПЛМ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 300/5 рег. № 2363-68	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 81619-21	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
35	Ф-810	ТПФМ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 200/5 рег. № 86431-22	НАМИ-10 кл.т 0,2 К _{тн} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
36	Ф-813	ТПЛ-10-М кл.т 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 22192-07	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 81619-21	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
37	Ф-814	ТПЛ-10 У3 кл.т 0,5 К _{тт} = 300/5 рег. № 84499-22; ТПЛ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 300/5 рег. № 84517-22	НАМИ-10 кл.т 0,2 К _{тн} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
38	Ф-817	ТПФ кл.т 0,5 К _{тт} = 200/5 рег. № 517-50; ТПФМ кл.т 0,5 К _{тт} = 200/5 рег. № 86432-22	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 81619-21	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
39	Ф-819	ТПФМ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 200/5 рег. № 86398-22	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 81619-21	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
40	Ф-820	ТПФМ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 200/5 рег. № 86431-22	НАМИ-10 кл.т 0,2 К _{тн} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
41	Ф-821	ТПФМ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 200/5 рег. № 86398-22; ТЛМ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 200/5 рег. № 2473-05	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 81619-21	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
42	Ф-823	ТПЛ-10-М кл.т 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 22192-07	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 81619-21	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
43	Ф-824	ТПФ кл.т 0,5 К _{тт} = 400/5 рег. № 517-50	НАМИ-10 кл.т 0,2 К _{тн} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
44	Ф-825	ТПЛ-10-М кл.т 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 22192-07	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 81619-21	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
45	Ф-826	ТПФМ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 200/5 рег. № 86398-22	НАМИ-10 кл.т 0,2 К _{тн} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
46	Ф-827	ТПЛ-10-М кл.т 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 22192-07	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 81619-21	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
47	Ф-828	ТПФМ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 200/5 рег. № 86398-22	НАМИ-10 кл.т 0,2 К _{тн} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
48	Ф-829	ТПЛ-10У3 кл.т 0,5 К _{тт} = 300/5 рег. № 1276-59	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 81619-21	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
49	Ф-830	ТПОЛ10 кл.т 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 1261-59; ТПОЛ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 1261-08	НАМИ-10 кл.т 0,2 К _{тн} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
50	Ф-832	ТПЛ-10-М кл.т 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 22192-07	НАМИ-10 кл.т 0,2 К _{тн} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
51	Ф-833	ТПОЛ кл.т 0,5 К _{тт} = 200/5 рег. № 47958-11	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 81619-21	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
52	Ф-834	ТПОЛ10 кл.т 0,5 К _{тт} = 1000/5 рег. № 1261-59	НАМИ-10 кл.т 0,2 К _{тн} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
53	Ф-835	ТПОЛ10 кл.т 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 1261-59	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 81619-21	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
54	Ф-836	ТПЛ-10-М кл.т 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 22192-07	НАМИ-10 кл.т 0,2 К _{тн} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
55	Ф-838	ТЛМ кл.т 0,5 К _{тт} = 300/5 рег. № 89349-23	НАМИ-10 кл.т 0,2 К _{тн} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
56	Ф-847	ТЛП-10 кл.т 0,5S К _{тт} = 400/5 рег. № 30709-11	ЗНОЛ кл.т 0,5 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
57	Ф-848	ТЛП-10 кл.т 0,5S К _{тт} = 400/5 рег. № 30709-11	ЗНОЛ кл.т 0,5 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
58	ТСН-1	ТПЛ-10У3 кл.т 0,5 К _{тт} = 300/5 рег. № 1276-59	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 81619-21	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
59	ТСН-2	ТПФМ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 150/5 рег. № 814-53	НАМИ-10 кл.т 0,2 К _{тн} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
60	Ф-822	ТПЛ-10У3 кл.т 0,5 К _{тт} = 400/5 рег. № 1276-59	НАМИ-10 кл.т 0,2 К _{тн} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
61	ВВ-10 Т-5	ТЛП-10 кл.т 0,5S К _{тт} = 2000/5 рег. № 30709-11	ЗНОЛ кл.т 0,5 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
62	КЛ 0,4 кВ "БС 70142 сотовой связи"	ТТИ кл.т 0,5 К _{тт} = 50/5 рег. № 28139-12	-	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
Примечания 1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 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. 2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.						

Таблица 3 – Метрологические характеристики

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			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-3, 5-7, 10-16, 32, 35, 37, 40, 43, 45, 47, 49, 52, 55, 59-60 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,7	0,9	0,7
	0,8	-	2,8	1,4	1,0
	0,5	-	5,3	2,7	1,9
4, 8-9 (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
17-18, 21-30, 36, 42, 44, 46, 56-57, 61 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	3,0	2,2	2,2
19-20, 31, 34, 38-39, 41, 48, 51, 53, 58 (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
33, 50, 54 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	1,7	0,9	0,7	0,7
	0,8	2,5	1,5	1,0	1,0
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
62 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5)	1,0	-	1,7	0,9	0,6
	0,8	-	2,7	1,4	0,9
	0,5	-	5,3	2,6	1,8

Продолжение таблицы 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			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-3, 5-7, 10-16, 32, 35, 37, 40, 43, 45, 47, 49, 52, 55, 59-60 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,3	2,2	1,6
	0,5	-	2,5	1,4	1,1
4, 8-9 (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
17-18, 21-30, 36, 42, 44, 46, 56-57, 61 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	3,9	2,5	1,9	1,9
	0,5	2,4	1,5	1,2	1,2
19-20, 31, 34, 38-39, 41, 48, 51, 53, 58 (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
33, 50, 54 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	3,8	2,4	1,6	1,6
	0,5	2,4	1,4	1,1	1,1
62 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5)	0,8	-	4,3	2,2	1,5
	0,5	-	2,4	1,3	1,0
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-3, 5-7, 10-16, 32, 35, 37, 40, 43, 45, 47, 49, 52, 55, 59-60 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,3	2,8	2,0
4, 8-9 (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
17-18, 21-30, 36, 42, 44, 46, 56-57, 61 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	0,5	4,8	3,0	2,3	2,3

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
19-20, 31, 34, 38-39, 41, 48, 51, 53, 58 (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
33, 50, 54 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,7	2,8	2,0	2,0
62 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5)	1,0	-	1,8	1,0	0,8
	0,8	-	2,8	1,5	1,1
	0,5	-	5,3	2,7	1,9
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-3, 5-7, 10-16, 32, 35, 37, 40, 43, 45, 47, 49, 52, 55, 59-60 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,5	2,6	2,1
	0,5	-	2,8	1,8	1,6
4, 8-9 (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
17-18, 21-30, 36, 42, 44, 46, 56-57, 61 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,2	2,9	2,3	2,3
	0,5	2,7	2,0	1,7	1,7
19-20, 31, 34, 38-39, 41, 48, 51, 53, 58 (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
33, 50, 54 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	4,1	2,7	2,1	2,1
	0,5	2,7	1,9	1,6	1,6
62 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5)	0,8	-	4,5	2,5	2,0
	0,5	-	2,7	1,8	1,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания					
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 $I_{2\%}$.					
2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Рабочие условия: 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 - для сервера, УССВ	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
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325T: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 55000 10000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;

- пропадания напряжения;
- коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока проходной с литой изоляцией	ТПЛ-10УЗ	6
Трансформатор тока проходной	ТПОЛ	2
Трансформатор тока измерительный на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ	3
Трансформатор тока измерительный	ТФНД-110М	2
Трансформатор тока	ТПФМ	1
Трансформатор тока	ТПОЛ10	5
Трансформатор тока	ТПФ	3
Трансформатор тока	ТПФМ-10	13
Трансформатор тока	ТПШФ	2
Трансформатор тока	ТПШЛ-10	2
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	2
Трансформатор тока	ТФЗМ	15
Трансформатор тока	ТФЗМ 110Б-IV	14
Трансформатор тока	ТФМ-110	6
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	1
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	14
Трансформатор тока	TG	6
Трансформатор тока	ТПЛ-10	1
Трансформатор тока	ТЛП-10	9

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор тока	ТЛМ	2
Трансформатор тока	ТЛМ-10	1
Трансформатор тока	ТГФМ-110	3
Трансформатор тока	ТГМ	30
Трансформатор тока	ТВДМ-35	6
Трансформатор тока	ТПЛ-10 УЗ	1
Трансформатор тока	GIF	6
Трансформатор напряжения заземляемый	ЗНОЛ	3
Трансформатор напряжения антирезонансный однофазный	НАМИ-110 УХЛ1	2
Трансформатор напряжения антирезонансный однофазный	НАМИ	6
Трансформатор напряжения антирезонансный	НАМИ-110 УХЛ1	4
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	1
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66УЗ	1
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	62
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325T	1
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1
Формуляр	РЭМ-ПТР-2019.С013-ФО ред.2	1

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 ЕНЭС ПС 220 кВ Восточная», аттестованном ООО «ИЦ ЭАК», г. Москва уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (п. 6.12; п. 6.13);

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

ГОСТ Р 59793-2021 «Информационные технологии. 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 «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)
ИНН 4716016979
Адрес: г. Москва, ул. Академика Челомея, д. 5А
Телефон: +7 (495) 710-93-33
Факс: +7 (495) 710-96-55
E-mail: info@fsk-ees.ru
Web-сайт: www.fsk-ees.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)
ИНН 4716016979
Адрес: г. Москва, ул. Академика Челомея, д. 5А
Телефон: +7 (495) 710-93-33
Факс: +7 (495) 710-96-55
E-mail: info@fsk-ees.ru
Web-сайт: www.fsk-ees.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнерТест» (ООО «ЭнерТест»)
Адрес: 141100, Московская обл., г. Щелково, Пролетарский пр-кт, д. 12, кв. 342
Телефон: +7 (499) 991-19-91
E-mail: info@enertest.ru
Web-сайт: www.enertest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311723.

в части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнерТест» (ООО «ЭнерТест»)
Адрес: 141401, Московская обл., г. Химки, ул. Рабочая, д. 2А, к. 22А, оф. 207
Телефон: +7 (495) 109-09-22
E-mail: info@enertest.ru
Web-сайт: www.enertest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314754.

Регистрационный № 64090-16

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества сухого отбензиненного газа на газопроводе от ЮП ГПЗ до врезки в газопровод «Газоснабжение г. Ханты-Мансийск и поселков Ханты-Мансийского района»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества сухого отбензиненного газа на газопроводе от ЮП ГПЗ до врезки в газопровод «Газоснабжение г. Ханты-Мансийск и поселков Ханты-Мансийского района» (далее – СИКГ) предназначена для автоматизированного измерения, регистрации, обработки, контроля, хранения и индикации объемного расхода (объема) сухого отбензиненного газа (далее – газ) при рабочих условиях и приведения объемного расхода (объема) газа к стандартным условиям по ГОСТ 2939–63 на основе измерения давления, температуры, компонентного состава согласно ГОСТ 30319.2–2015; формирования сигналов управления и регулирования, передачи значений параметров технологического процесса, приема и обработки, формирования выходных дискретных сигналов, выполнения функции сигнализации по установленным пределам при ведении учетно-расчетных операций между потребителем и поставщиком.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКГ заключается в непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи системы обработки информации (далее – СОИ) входных сигналов, поступающих по измерительным каналам от ультразвуковых преобразователей расхода (далее – УЗПР), средств измерений (далее – СИ) давления, температуры, влагосодержания, компонентного состава. Коэффициент сжимаемости газа рассчитывается согласно ГОСТ 30319.3–2015 или по методу ГСССД МР 113–03, в зависимости от компонентного состава рабочей среды. Далее автоматически выполняется расчет объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям по ГОСТ 2939–63 на основе измерений объемного расхода (объема) при рабочих условиях, абсолютного давления, температуры газа и рассчитанного коэффициента сжимаемости газа.

СИКГ представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка СИКГ осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией СИКГ и эксплуатационными документами ее компонентов.

СИКГ состоит из блока измерительных линий (далее – БИЛ), блока контроля качества (далее – БКК) и СОИ.

БИЛ включает рабочую и резервную измерительные линии (далее – ИЛ) с диаметром условного прохода DN 200. В состав каждой ИЛ входят преобразователь расхода газа ультразвуковой SeniorSonic с электронным модулем серии Mark (регистрационный номер

в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 43212-09) основной и дублирующий, установленные последовательно, преобразователь давления измерительный 3051 (регистрационный номер 14061-10) модификации 3051ТА, основной и дублирующий, преобразователь измерительный 3144Р (регистрационный номер 14683-09) в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65 (регистрационный номер 22257-11) основной и дублирующий.

В состав БКК входят хроматограф газовый промышленный модели 700 (регистрационный номер 55188-13) основной и дублирующий, анализатор точки росы «Hygrovision-BL» (регистрационный номер 60683-15) основной и дублирующий.

В состав СОИ входят комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (регистрационный номер 52866-13) (далее – ИВК).

Взрывозащищенность (искробезопасность) электрических цепей СИКГ при эксплуатации достигается путем применения преобразователей измерительных тока и напряжения с гальванической развязкой (барьеров искрозащиты) серии К (регистрационный номер 22153-14).

Состав и технологическая схема СИКГ обеспечивают выполнение следующих функций:

- измерение в автоматическом режиме мгновенных значений объемного расхода (объема) газа при рабочих условиях по каждой ИЛ в прямом и обратном направлениях и СИКГ в целом, их индикацию и сигнализацию предельных значений;
- приведение мгновенных значений объемного расхода (объема) газа к стандартным условиям измерений по каждой ИЛ и СИКГ в целом с учетом показателей качества газа, их индикацию и сигнализацию предельных значений;
- измерение в автоматическом режиме, индикацию и сигнализацию предельных значений давления и температуры газа на каждой ИЛ;
- определение (накопление) суммарного количества перекачанного газа в единицах объема при стандартных условиях за заданные периоды времени (час, смена, сутки, декада) в прямом и обратном направлении);
- автоматическое измерение, вычисление и индикацию компонентного состава, вычисление и индикацию плотности при стандартных условиях по результатам измерений компонентного состава;
- автоматическую сигнализацию предельных значений компонентного состава газа;
- автоматическое усреднение результатов анализов компонентного состава газа, их архивирование и хранение;
- автоматическую запись компонентного состава, плотности и коэффициента сжимаемости газа в ИВК;
- автоматическое измерение и индикацию температуры точки росы по углеводородам, температуры точки росы по воде, влажности и относительной плотности газа;
- дистанционный контроль и автоматическое управление исполнительными механизмами;
- ручной ввод условно-постоянных параметров с клавиатуры;
- ручной отбор пробы газа из входного коллектора;
- хранение и отображение на автоматизированном рабочем месте оператора измеренных и расчетных значений контролируемых параметров;
- обеспечение регистрации и хранения всех текущих значений аналоговых и дискретных переменных ввода/вывода в течение 12 месяцев.

Заводской номер СИКГ (1893-14) в виде цифрового обозначения наносится на титульный лист паспорта и маркировочную табличку на двери шкафа вторичной части СИКГ типографским способом.

Конструкция СИКГ и условия эксплуатации СИКГ не предусматривают нанесение знака поверки непосредственно на СИКГ.

Пломбирование СИКГ не предусмотрено. Пломбирование СИ, входящих в состав СИКГ, выполняется в соответствии с их описаниями типа.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКГ обеспечивает реализацию функций СИКГ. Защита ПО СИКГ от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется путем идентификации, защиты от несанкционированного доступа. ПО СИКГ разделено на ПО нижнего и верхнего уровней.

ПО СИКГ защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров системой разграничения уровней доступа паролями.

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077–2014.

Идентификационные данные ПО СИКГ представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО СИКГ

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	Abak.bex	AbakC3.bex	AbakC4.bex
Идентификационное наименование ПО	Abak.bex	AbakC3.bex	AbakC4.bex
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0	1.0	1.0
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	4069091340	4090641921	3655915527

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики СИКГ

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	сухой отбензиненный газ
Диапазоны входных параметров газа: – абсолютного давления, МПа – температуры, °С – объемного расхода в рабочих условиях, м ³ /ч – объемного расхода, приведенного к стандартным условиям, м ³ /ч	от 4,5 до 7,5 от +1 до +40 от 89,5 до 3526,0 от 3997,12 до 389113,00
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, в зависимости от метода расчета коэффициента сжимаемости и метода поверки УЗПР при доверительной вероятности 0,95: а) расчет коэффициента сжимаемости согласно ГОСТ 30319.3–2015, УЗПР поверены проливным методом, % б) расчет коэффициента сжимаемости согласно ГОСТ 30319.3–2015, УЗПР поверены имитационным методом, % в) расчет коэффициента сжимаемости по ГСССД МР 113–03, УЗПР поверены проливным методом, % г) расчет коэффициента сжимаемости по ГСССД МР 113–03, УЗПР поверены имитационным методом: – при температуре газа от 1 до 4 °С, % – при температуре газа от 4 до 40 °С, %	±0,7 ±0,8 ±1,0 ±1,1 ±1,0

Таблица 3 – Основные технические характеристики СИКГ

Наименование характеристики	Значение
Параметры электропитания: а) напряжение, В: – силовое оборудование – технические средства СОИ б) частота, Гц	380^{+33}_{-57} 220^{+22}_{-33} 50 ± 1
Потребляемая мощность, Вт, не более	20145
Масса СИКГ, кг, не более	28000
Габаритные размеры площадки СИКГ, мм, не более – длина – ширина – высота	14038 6100 3560
Условия эксплуатации СИ СИКГ: а) температура окружающей среды, °С – в месте установки ИЛ – в месте установки БКК, СОИ б) относительная влажность, % в) атмосферное давление, кПа	от +5 до +35 от +10 до +25 до 90 без конденсации от 84 до 106

Таблица 4 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность СИКГ

Наименование	Количество
Система измерений количества и показателей качества сухого отбензиненного газа на газопроводе от ЮП ГПЗ до врезки в газопровод «Газоснабжение г. Ханты-Мансийск и поселков Ханты-Мансийского района»	1 экз.
Система измерений количества и показателей качества сухого отбензиненного газа на газопроводе от ЮП ГПЗ до врезки в газопровод «Газоснабжение г. Ханты-Мансийск и поселков Ханты-Мансийского района». Паспорт	1 экз.
Инструкция по эксплуатации системы измерения количества и показателей качества сухого отбензиненного газа на газопроводе от ЮП ГПЗ до врезки в газопровод «Газоснабжение г. Ханты-Мансийск и поселков Ханты-Мансийского района»	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Государственная система обеспечения единства измерений. Объемный расход и объем сухого отбензиненного газа. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества сухого отбензиненного газа на газопроводе от ЮП ГПЗ до врезки в газопровод «ГАЗОСНАБЖЕНИЕ г. Ханты-Мансийск и поселков Ханты-Мансийского района», регистрационный номер ФР.1.29.2025.50318 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (перечень, пункт 6.6);

Приказ Росстандарта от 11 мая 2022 г. № 1133 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений объемного и массового расходов газа».

Изготовитель

Закрытое акционерное общество научно-инженерный центр «ИНКОМСИСТЕМ»
(ЗАО НИЦ «ИНКОМСИСТЕМ»)

ИНН 1660002574

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Пионерская, д. 17

Телефон: (843) 212-50-10

Факс: (843) 212-50-20

E-mail: mail@incomsystem.ru

Web-сайт: <http://www.incomsystem.ru>

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Метрологический центр СТП»
(ООО «Метрологический центр СТП»)

Адрес: 420107, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50

Телефон: (843) 214-20-98

Факс: (843) 227-40-10

E-mail: office@ooostp.ru

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30151-11.

в части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП»
(ООО ЦМ «СТП»)

Адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, к. 5, оф. 7

Телефон: (843) 214-20-98

Факс: (843) 227-40-10

E-mail: office@ooostp.ru

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311229.

Регистрационный № 67417-17

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» Л-139 г. Кемерово, ул. Баумана, д. 20

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» Л-139 г. Кемерово, ул. Баумана, д. 20 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, 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 распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД) с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированное рабочее место (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ), а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, её обработку и хранение.

Первичные 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 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 мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Также на сервере имеется возможность расчета потерь электроэнергии от точки измерений до точки поставки в случае использования данных от АИИС КУЭ в качестве замещающей информации либо для расчета величины сальдо перетоков электроэнергии по внутреннему сечению коммерческого учета. От сервера информация передается на АРМ энергосбытовой организации по выделенному каналу связи по протоколу ТСР/IP.

Передача информации от сервера ИВК или АРМ энергосбытовой организации коммерческому оператору (КО) и другим субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) производится в виде файлов в xml-формате по электронной почте с использованием электронной подписи согласно требованиям «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» (Приложение 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УССВ. УССВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU). Сравнение показаний часов сервера с УССВ осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера производится при расхождении показаний часов сервера с УССВ более ± 1 с. Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера более ± 1 с.

Журналы событий счетчиков и сервера 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. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ ООО «Лента» Л-139 г. Кемерово, ул. Баумана, д. 20, наносится на этикетку, расположенную на внешней поверхности серверного шкафа, типографским способом. Дополнительно заводской номер 035 указывается в паспорте-формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР». Метрологически значимая часть ПО «АльфаЦЕНТР» указана в таблице 1. Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Ном ер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты			Сервер	Вид электроэне ргии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	Счетчики	УССВ			Границы допускаем ой основной относитель ной погрешнос ти ($\pm\delta$), %	Границы допускаемой относительно й погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	ГРЩ-0,4 кВ ТЦ Лента, ВРУ-1 0,4 кВ, I с.ш.0,4 кВ, Ввод 1 0,4 кВ	ТТИ-60 Коэф. тр. 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 28139-12	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Сервер ООО «Лента»	Активная	1,1	2,0
						Реактивная	1,8	3,8
2	ГРЩ-0,4 кВ ТЦ Лента, ВРУ-1 0,4 кВ, II с.ш.0,4 кВ, Ввод 2 0,4 кВ	ТТИ-60 Коэф. тр. 1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 28139-12	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Активная	1,1	2,0
						Реактивная	1,8	3,8
3	ГРЩ-0,4 кВ ТЦ Лента, ВРУ-2 0,4 кВ, I с.ш.0,4 кВ, Ввод 1 0,4 кВ	ТТИ-85 Коэф. тр. 1500/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 28139-12	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Активная	1,1	2,0
						Реактивная	1,8	3,8
4	ГРЩ-0,4 кВ ТЦ Лента, ВРУ-2 0,4 кВ, II с.ш.0,4 кВ, Ввод 2 0,4 кВ	ТТИ-85 Коэф. тр. 1500/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 28139-12	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Активная	1,1	2,0
						Реактивная	1,8	3,8
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)								± 5 с

Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.

3 Погрешность в рабочих условиях указана для силы тока $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8_{инд}$.

4 Допускается замена ТТ и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УССВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО), а также замена ПО на аналогичное, с версией не ниже, указанной

в таблице 1. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	4
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 100 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от +5 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УССВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 74500 2 70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	45 10

Продолжение таблицы 3

1	2
для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:
защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:
счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:
о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:
измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-60	6
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-85	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	4
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер	—	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-Формуляр	АСВЭ 146.00.000.035 ФО с Изменением № 1	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии Л-139, г. Кемерово, ул. Баумана, д. 20 для оптового рынка электроэнергии», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде ФР.1.34.2018.30861.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизация Комплект Учёт Проект» (ООО «АКУП»)

ИНН 7725743133

Адрес: 115114, г. Москва, Даниловская наб., д. 8, стр. 29А

Телефон: (985) 343-55-07

E-mail: proekt-akup@yandex.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Ивановской области» (ФБУ «Ивановский ЦСМ»)

Адрес: 153000, г. Иваново, ул. Почтовая, д. 31/42

Телефон: (4932) 32-84-85

Факс: (4932) 41-60-79

E-mail: post@csm.ivanovo.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311781.

в части вносимых изменений

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

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская,
д. 57, оф. 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312047.

Регистрационный № 67436-17

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТЦ Л-117 г. Воронеж, Московский проспект 129/1

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТЦ Л-117 г. Воронеж, Московский проспект 129/1 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, 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 распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД) с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированное рабочее место (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ), а также совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, её обработку и хранение.

Первичные 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 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 мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом

коэффициентов трансформации ТТ, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Также на сервере имеется возможность расчета потерь электроэнергии от точки измерений до точки поставки в случае использования данных от АИИС КУЭ в качестве замещающей информации либо для расчета величины сальдо перетоков электроэнергии по внутреннему сечению коммерческого учета. От сервера информация передается на АРМ энергосбытовой организации по выделенному каналу связи по протоколу ТСР/IP.

Передача информации от сервера ИВК или АРМ энергосбытовой организации коммерческому оператору (КО) и другим субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) производится в виде файлов в xml-формате по электронной почте с использованием электронной подписи согласно требованиям «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» (Приложение 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УССВ. УССВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU). Сравнение показаний часов сервера с УССВ осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера производится при расхождении показаний часов сервера с УССВ более ± 1 с. Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера более ± 1 с.

Журналы событий счетчиков и сервера 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. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ ООО «Лента» ТЦ Л-117 г. Воронеж, Московский проспект 129/1, наносится на этикетку, расположенную на внешней поверхности серверного шкафа, типографским способом. Дополнительно заводской номер 016 указывается в паспорте-формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР». Метрологически значимая часть ПО «АльфаЦЕНТР» указана в таблице 1. Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты			Сервер	Вид элек- троэнергии	Метрологические харак- теристики ИК	
		ТТ	Счетчики	УССВ			Границы до- пускае- мой основ- ной отно- сительной погрешно- сти (±δ), %	Границы до- пускаемой относитель- ной погреш- ности в рабо- чих условиях (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ГРЩ (ВРУ 1-3) 0,4 кВ ТЦ Лента, Ввод-1 0,4 кВ	ТТИ Коэф. тр. 400/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 28139-12	ПСЧ-4ТМ.05МД.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Сервер ООО «Лента»	Активная	1,1	2,0
						Реактивная	1,8	3,8
2	ГРЩ (ВРУ 1-3) 0,4 кВ ТЦ Лента, Ввод-2 0,4 кВ	ТТИ Коэф. тр. 400/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 28139-12	ПСЧ-4ТМ.05МД.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12			Активная	1,1	2,0
						Реактивная	1,8	3,8
3	ГРЩ (ВРУ 1-3) 0,4 кВ ТЦ Лента, Ввод-3 0,4 кВ	ТТИ Коэф. тр. 400/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 28139-12	ПСЧ-4ТМ.05МД.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12			Активная	1,1	2,0
						Реактивная	1,8	3,8
4	ГРЩ (ВРУ 1-3) 0,4 кВ ТЦ Лента, Ввод-4 0,4 кВ	ТТИ Коэф. тр. 400/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 28139-12	ПСЧ-4ТМ.05МД.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12			Активная	1,1	2,0
						Реактивная	1,8	3,8
5	ГРЩ (ВРУ 1-3) 0,4 кВ ТЦ Лента, Ввод-5 0,4 кВ	ТТЭ Коэф. тр. 200/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 52784-13	ПСЧ-4ТМ.05МД.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12			Активная	1,1	2,0
						Реактивная	1,8	3,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	ВРУ-0,4 кВ Пекарня ТЦ Лента, Ввод-1 0,4 кВ	ТТЭ Коэф. тр. 200/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 52784-13	ПСЧ-4ТМ.05МД.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Сервер ООО «Лента»	Активная	1,1	2,0
						Реактивная	1,8	3,8
7	ВРУ-0,4 кВ Пекарня ТЦ Лента, Ввод-2 0,4 кВ	ТТЭ Коэф. тр. 200/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 52784-13	ПСЧ-4ТМ.05МД.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12			Активная	1,1	2,0
						Реактивная	1,8	3,8
8	ВРУ-0,4 кВ ЦХМ ТЦ Лента, Ввод-1 0,4 кВ	ТТИ Коэф. тр. 400/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 28139-12	ПСЧ-4ТМ.05МД.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12			Активная	1,1	2,0
						Реактивная	1,8	3,8
9	ВРУ-0,4 кВ ЦХМ ТЦ Лента, Ввод-2 0,4 кВ	ТТИ Коэф. тр. 400/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 28139-12	ПСЧ-4ТМ.05МД.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12			Активная	1,1	2,0
						Реактивная	1,8	3,8
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)								±5 с

Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.

3 Погрешность в рабочих условиях указана для силы тока $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8$ инд.

4 Допускается замена ТТ и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УССВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО), а также замена ПО на аналогичное, с версией не ниже, указанной в таблице 1. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	9
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 100 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от +5 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УССВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 74500 2 70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 10 3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 параметрирования;
 пропадания напряжения;
 коррекции времени в счетчике.
- журнал сервера:
 параметрирования;
 пропадания напряжения;

коррекции времени в счетчике и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:
счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:
о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:
измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ	18
Трансформаторы тока измерительные 0,66 кВ	ТТЭ	9
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МД	9
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер	—	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-Формуляр	АСВЭ 146.00.000.016 ФО с Изменением № 1	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ТЦ Л-117 г. Воронеж, Московский проспект 129/1 для оптового рынка электроэнергии», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде ФР.1.34.2018.30842.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизация Комплект Учёт Проект»
(ООО «АКУП»)

ИНН 7725743133

Адрес: 115114, г. Москва, Даниловская наб., д. 8, стр. 29А

Телефон: (985) 343-55-07

E-mail: proekt-akup@yandex.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Ивановской области» (ФБУ «Ивановский ЦСМ»)

Адрес: 153000, г. Иваново, ул. Почтовая, д. 31/42

Телефон: (4932) 32-84-85

Факс: (4932) 41-60-79

E-mail: post@csm.ivanovo.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311781.

в части вносимых изменений

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

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57, оф. 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312047.