

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» марта 2023 г. № 521

Регистрационный № 71814-18

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Ермак (далее - 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 распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя трансформаторы тока (далее – ТТ), трансформаторы напряжения (далее – ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2-4.

Второй уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД), каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование, устройство синхронизации времени (далее – УСВ), встроенное в УСПД.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) и Магистральных электрических сетей (МЭС), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС, ПМЭС, каналобразующую 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 проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (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. В состав ИВК входит УССВ ИВК, принимающее сигналы точного времени от спутниковых навигационных систем. УССВ ИВК обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой РФ координированного времени UTC (SU).

УССВ ИВК выполняет функцию источника точного времени для уровня ИВКЭ. УСПД оснащено собственным резервным устройством синхронизации времени, принимающим сигналы точного времени национальной шкалы РФ координированного времени UTC (SU) от спутниковых навигационных систем. Переключение на резервный источник точного времени в УСПД происходит автоматически/вручную при отсутствии связи с УССВ ИВК. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени УСПД и источником времени национальной шкалы РФ координированного времени UTC (SU) более чем на ± 1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 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 ± 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ 031.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов.

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

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.

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

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

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

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ				УСПД	УССВ ИВК
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии			
1	2	3	4	5	6	7	
9	КВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС - Ермак	СТГ кл.т. 0,2S К _{тг} = 500/1 Рег. № 55676-13	SVR-20 кл.т. 0,2 К _{тн} =220000:√3/100:√3 Рег. № 55492-13	Альфа А1800 кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	СТВ-01 рег. № 49933-12	
15	КВЛ 110 кВ Ермак - ПСП Заполярное I цепь	СТГ кл.т. 0,2S К _{тг} = 250/1 Рег. № 55676-13	SVTR-10C кл.т. 0,2 К _{тн} =110000:√3/100:√3 Рег. № 54177-13	Альфа А1800 кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			
16	КВЛ 110 кВ Ермак - ПСП Заполярное II цепь	СТГ кл.т. 0,2S К _{тг} = 250/1 Рег. № 55676-13	SVTR-10C кл.т. 0,2 К _{тн} =110000:√3/100:√3 Рег. № 54177-13	Альфа А1800 кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			
23	ВЛ 10 кВ Ермак - НПС-2 №1	ТОЛ-СЭЩ-10 кл. т. 0,5S К _{тг} = 2000/1 Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ кл.т. 0,5 К _{тн} =10000/100 Рег. № 51621-12	Альфа А1800 кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11			
24	КЛ 10 кВ Резерв яч.11	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S К _{тг} = 600/1 Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ кл.т. 0,5 К _{тн} =10000/100 Рег. № 51621-12	Альфа А1800 кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11			
25	КЛ 10 кВ Резерв яч.5	ТОЛ-СЭЩ-10 кл. т. 0,5S К _{тг} = 600/1 Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ кл. т. 0,5 К _{тн} =10000/100 Рег. № 51621-12	Альфа А1800 кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
26	ВЛ 10 кВ Ермак - НПС-2 №2	ТОЛ-СЭЩ-10 кл. т. 0,5S К _{ТТ} = 2000/1 Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ кл. т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 51621-12	Альфа А1800 кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	СТВ-01 рег. № 49933-12
35	1В 0,4 кВ ХН ф.№1	ТТН-Ш кл. т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 58465-14	-	Альфа А1800 кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		
36	1В 0,4 кВ ХН ф.№2	ТТН-Ш кл. т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 58465-14	-	Альфа А1800 кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		
37	2В 0,4 кВ ХН ф.№1	ТТН-Ш кл. т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 58465-14	-	Альфа А1800 кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		
38	2В 0,4 кВ ХН ф.№2	ТТН-Ш кл. т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 58465-14	-	Альфа А1800 кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		
40	ВЛ 110 кВ Ермак – Русская I цепь	СТГ кл. т. 0,2S К _{ТТ} = 500/1 Рег. № 55676-13	SVTR-10C кл. т. 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 Рег. № 54177-13	Альфа А1800 кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
41	ВЛ 110 кВ Ермак – Русская II цепь	СТІГ кл. т. 0,2S К _{ТГ} = 500/1 Рег. № 55676-13	SVTR-10C кл. т. 0,2 К _{ТГ} = 110000:√3/100:√3 Рег. № 54177-13	Альфа А1800 кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	СТВ-01 рег. № 49933-12
42	КВЛ 110 кВ Ермак-ГТЭС	СТІГ кл. т. 0,2S К _{ТГ} = 500/1 Рег. № 72857-18	SVTR-10C кл. т. 0,2 К _{ТГ} = 110000:√3/100:√3 Рег. № 54177-13	Альфа А1800 кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20		
43	КВЛ 110 кВ Ермак - 3ГТЭС	СТІГ кл. т. 0,2S К _{ТГ} = 500/1 Рег. № 72857-18	SVTR-10C кл. т. 0,2 К _{ТГ} = 110000:√3/100:√3 Рег. № 54177-13	Альфа А1800 кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20		
44	КВЛ 220 кВ Ермак - Тасу- Ява I цепь	СТІГ кл.т. 0,2S К _{ТГ} = 250/1 Рег. № 55676-13	SVR-20 кл.т. 0,2 К _{ТГ} = 220000:√3/100:√3 Рег. № 55492-13	Альфа А1800 кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20		
45	КВЛ 220 кВ Ермак - Тасу- Ява II цепь	СТІГ кл.т. 0,2S К _{ТГ} = 250/1 Рег. № 55676-13	SVR-20 кл.т. 0,2 К _{ТГ} = 220000:√3/100:√3 Рег. № 55492-13	Альфа А1800 кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20		
46	КВЛ 220 кВ Ермак- Исконная	СТІГ кл.т. 0,2S К _{ТГ} = 750/1 Рег. № 55676-13	SVR-20 кл.т. 0,2 К _{ТГ} = 220000:√3/100:√3 Рег. № 55492-13	Альфа А1800 кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

Примечания

1. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденные 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	2	3	4	5	6
9,15,16,40-46 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,1	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,3	0,8	0,7	0,7
	0,5	2,1	1,3	1,0	1,0
23,24,25,26 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,1	1,2	1,0	1,0
	0,8	3,1	1,8	1,4	1,4
	0,5	5,6	3,2	2,3	2,3
35,36,37,38 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S;)	1,0	2,0	1,0	0,8	0,8
	0,8	3,0	1,6	1,1	1,1
	0,5	5,4	2,9	1,9	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			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
9,15,16,40-46 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,0	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,6	1,3	0,9	0,9
23,24,25,26 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,7	2,9	2,1	2,1
	0,5	3,0	2,2	1,6	1,6
35,36,37,38 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S;)	0,8	4,5	2,6	1,8	1,8
	0,5	2,9	2,1	1,4	1,4

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
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			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
9,15,16,40-46 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,9	0,8	0,8
	0,8	1,5	1,1	0,9	0,9
	0,5	2,2	1,5	1,3	1,3
23,24,25,26 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,5	1,8	1,7	1,7
	0,8	3,4	2,3	2,3	2,3
	0,5	5,8	3,5	2,8	2,8
35,36,37,38 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S;)	1,0	2,4	1,7	1,6	1,6
	0,8	3,3	2,1	1,8	1,8
	0,5	5,6	3,3	2,5	2,5
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			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
9,15,16,40-46 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,5	2,1	1,8	1,8
	0,5	2,1	1,9	1,6	1,6
23,24,25,26 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	5,7	4,3	3,9	3,9
	0,5	4,3	3,8	3,5	3,5
35,36,37,38 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S;)	0,8	5,6	4,2	3,7	3,7
	0,5	4,3	3,7	3,4	3,4
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
<p>Примечания</p> <p>1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$.</p> <p>2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).</p>					

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	18
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц <p>- коэффициент мощности $\cos\varphi$</p> <p>- температура окружающей среды, °C</p>	<p>от 99 до 101</p> <p>от 100 до 120</p> <p>от 49,85 до 50,15</p> <p>0,9</p> <p>от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °C: - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C 	<p>от 90 до 110</p> <p>от 2 до 120</p> <p>от 0,5_{инд.} до 0,8_{емк.}</p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от -40 до +70</p> <p>от -40 до +65</p> <p>от +10 до +60</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Электросчетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для электросчетчика Альфа А1800 - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ не менее, ч для УСПД ЭКОМ-3000 - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч 	<p>120000</p> <p>2</p> <p>100000</p> <p>2</p> <p>70000</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Электросчетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее 	<p>114</p> <p>40</p> <p>45</p> <p>10</p> <p>3,5</p>

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество, шт.
Трансформатор тока	СТІG	30
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	12
Трансформатор тока	ТТН-Ш	12
Трансформатор напряжения	SVR-20	3
Трансформатор напряжения	SVTR-10С	2
Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЩ	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	18
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Устройство синхронизации системного времени	СТВ-01	1
Программное обеспечение	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС	1
Формуляр	П2200917-У.592-2012/ФСК/УСП/ПИР-03.042-АКУ.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документах «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Ермак» аттестованных ФГУП «ВНИИМС», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц по аттестации методик измерений № RA.RU.311787 от 02.08.2016 г., «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Ермак в части измерительных каналов № 40, 41», аттестованных ФГУП «ВНИИМС», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц по аттестации методик измерений № RA.RU.311787 от 02.08.2016 г., «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Ермак в части измерительных каналов № 42, 43», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц по аттестации методик измерений RA.RU.312236 от 20.07.2017 г. и «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Ермак в части измерительных каналов №№ 44-46», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц по аттестации методик измерений № RA.RU.312236 от 20.07.2017.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Велес» (ООО «Велес»)
ИНН 6671394192
Адрес: 620146, Свердловская обл., г. Екатеринбург, ул. Волгоградская, д. 37 - 69
Телефон: +7 (902) 274-90-85
E-mail: veles-ek209@mail.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
Телефон/факс: +7 (495) 437-55-77 / 437-56-66
E-mail: office@vniims.ru
Web-сайт: www.vniims.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.

В части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)
Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, эт. 4, пом. I, ком. 6, 7
Телефон: +7 (495) 410-28-81
E-mail: gd.spetcenergo@gmail.com
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312429.