

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ «Губернская»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ «Губернская» (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:

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

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных RTU-325Т (далее – УСПД), каналобразующую аппаратуру, устройство синхронизации времени (далее – УСВ) УССВ-2 (Зав. № 001609).

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (далее – СПО) АИИС КУЭ ЕНЭС.

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС осуществляет опрос уровня ИВКЭ последовательно-циклическим способом.

Основной канал передачи данных организован через ЦСОД ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири. Опрос УСПД выполняется по каналу связи – ВОЛС или на базе сотовой сети связи стандарта GSM. Организация связи (репликация данных) в направлении ЦСОД ИА ПАО «ФСК ЕЭС» - ЦСОД ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири выполняется с использованием каналов ЕЦССЭ. Связь организована по дуплексным каналам, данные от ЦСОД ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири к ЦСОД ИА ПАО «ФСК ЕЭС» поступают в обратном порядке.

По спутниковым каналам связи (резервный канал) данные поступают в центральные земные спутниковые станции связи (ЦЗССС) операторов, где терминируются и передаются по наземным сетям связи операторов (на основе собственных и арендованных цифровых каналов связи) поступают на соответствующие узлы передачи данных операторов, размещенных на ММТС-9, г. Москва. Далее данные по каналу единой цифровой сети связи энергетики (далее – ЕЦССЭ) поступают на ЦСОД Исполнительного аппарата ПАО «ФСК ЕЭС» (далее ЦСОД ИА ПАО «ФСК ЕЭС») для последующей обработки, хранения и передачи смежным субъектам ОРЭМ, филиалу ОАО «СО ЕЭС» - Тюменское РДУ и ИАСУ КУ ОАО «АТС». Связь организована по дуплексным каналам, данные от ЦСОД ИА ПАО «ФСК ЕЭС» к уровню ИВКЭ поступают в обратном порядке.

При выходе из строя УСПД или канала связи между УСПД и счетчиками, уровень ИВК будет осуществлять опрос счетчиков электрической энергии через дополнительный цифровой интерфейс счетчиков – RS-485 и коммутационное оборудование с использованием основного или резервного канала связи.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу ТСР/ІР.

СОЕВ, выполняющая законченную функцию измерений времени и формируется на всех уровнях АИИС КУЭ. СОЕВ включает в себя радиосервер точного времени типа РСТВ-01, ИВК, УСПД, устройство синхронизации системного времени УССВ-2, счетчики электрической энергии.

Контроль времени в счетчиках АИИС КУЭ автоматически выполняет УСПД, при каждом сеансе опроса (один раз в 30 минут), корректировка часов счетчиков выполняется автоматически в случае расхождения времени часов в счетчике и УСПД на величину более ± 1 с.

Корректировка часов УСПД выполняется автоматически устройством синхронизации времени УССВ-2, которое подключено к УСПД по интерфейсу RS-232. Корректировка часов УСПД выполняется ежесекундно.

В ЦСОД ИА ПАО «ФСК ЕЭС» и ЦСОД ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири установлены радиосерверы точного времени типа РСТВ-01 (Госреестр № 40586-12). Радиосерверы точного времени расположены в серверных стойках ЦСОД. РСТВ-01 автоматически выполняет контроль времени в ЦСОД, корректировка часов ЦСОД выполняется с погрешностью, не более ± 2 с.

СОЕВ обеспечивает корректировку времени ИК АИИС КУЭ с точностью не хуже $\pm 5,0$ с.

Защита от несанкционированного доступа предусмотрена на всех уровнях сбора, передачи и хранения коммерческой информации и обеспечивается совокупностью технических и организационных мероприятий.

Журналы событий счетчика электроэнергии и ИВК отражают время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах, корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректуре.

Программное обеспечение

Таблица 1 – Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС, установленного в ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0
Цифровой идентификатор ПО	d233ed6393702747769a45de8e67b57e
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
Примечание – Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО – MD5 Хэш сумма берется от склейки файлов: DataServer.exe, DataServer_USPD.exe	

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

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя. Уровень защиты – «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

Порядковый номер	Наименование объекта и номер ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Основная погрешность, ($\pm d$), %	Погрешность в рабочих условиях, ($\pm d$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ВЛ-220 Тюменская ТЭЦ-2 – ТММЗ I цепь с отпайкой на ПС 220 кВ Губернская	SB 0,8	VCU-245	A1802RALQ- P4GB-DW-4	RTU-325T Зав. № 008573	активная	$\pm 0,6$	$\pm 1,4$
		Кл. т. 0,2S 300/5 Зав. № 14007837; Зав. № 14007842; Зав. № 14007843	Кл. т. 0,2 220000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Зав. № 24500446; Зав. № 24500447; Зав. № 24500448	Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01282253		реактивная	$\pm 1,3$	$\pm 2,4$
2	ВЛ-220 Тюменская ТЭЦ-2 – ТММЗ II цепь с отпайкой на ПС 220 кВ Губернская	SB 0,8	VCU-245	A1802RALQ- P4GB-DW-4	RTU-325T Зав. № 008573	активная	$\pm 0,6$	$\pm 1,4$
		Кл. т. 0,2S 300/5 Зав. № 14007839; Зав. № 14007838; Зав. № 14007836	Кл. т. 0,2 220000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Зав. № 24500449; Зав. № 24500450; Зав. № 24500451	Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01282254		реактивная	$\pm 1,3$	$\pm 2,4$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	CB-220	SB 0,8 Кл. т. 0,2S 300/5 Зав. № 14007835; Зав. № 14007841; Зав. № 14007840	VCU-245 Кл. т. 0,2 220000:√3/100:√3 Зав. № 24500449; Зав. № 24500450; Зав. № 24500451	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01282252	RTU-325T Зав. № 008573	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,4 ±2,4
4	1B-10 1T	ТОЛ-10-М Кл. т. 0,5S 3000/5 Зав. № 10787; Зав. № 10875; Зав. № 10874	ЗНОЛ.06-10 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 4001268; Зав. № 4002573; Зав. № 4001654	A1805RLQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01282235	RTU-325T Зав. № 008573	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,5
5	2B-10 2T	ТОЛ-10-М Кл. т. 0,5S 3000/5 Зав. № 10282; Зав. № 10283; Зав. № 10664	ЗНОЛ.06-10 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 4002521; Зав. № 4002577; Зав. № 4002578	A1805RLQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01282239	RTU-325T Зав. № 008573	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,5
6	3B-10 1T	ТОЛ-10-М Кл. т. 0,5S 3000/5 Зав. № 10654; Зав. № 10655; Зав. № 10665	ЗНОЛ.06-10 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 4002736; Зав. № 4001261; Зав. № 4002502	A1805RLQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01282250	RTU-325T Зав. № 008573	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
7	4В-10 2Т	ТОЛ-10-М Кл. т. 0,5S 3000/5 Зав. № 10778; Зав. № 10734; Зав. № 10733	ЗНОЛ.06-10 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 4001258; Зав. № 4001202; Зав. № 4001647	A1805RLQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01282225	RTU-325T Зав. № 008573	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,5
8	КЛ-10 Антипинский НПЗ I цепь	ТОЛ-10-ИМ Кл. т. 0,5S 2000/5 Зав. № 13063; Зав. № 13064; Зав. № 13152	ЗНОЛ.06-10 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 4001268; Зав. № 4002573; Зав. № 4001654	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01277682	RTU-325T Зав. № 008573	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,7
9	КЛ-10 Антипинский НПЗ II цепь	ТОЛ-10-ИМ Кл. т. 0,5S 2000/5 Зав. № 12945; Зав. № 13150; Зав. № 13065	ЗНОЛ.06-10 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 4002521; Зав. № 4002577; Зав. № 4002578	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01228259	RTU-325T Зав. № 008573	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,7
10	КЛ-10 Антипинский НПЗ III цепь	ТОЛ-10-ИМ Кл. т. 0,5S 2000/5 Зав. № 12946; Зав. № 13245; Зав. № 13149	ЗНОЛ.06-10 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 4002736; Зав. № 4001261; Зав. № 4002502	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01228258	RTU-325T Зав. № 008573	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	КЛ-10 Антипинский НПЗ IV цепь	ТОЛ-10-IM Кл. т. 0,5S 2000/5 Зав. № 12947; Зав. № 13062; Зав. № 13151	ЗНОЛ.06-10 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 4001258; Зав. № 4001202; Зав. № 4001647	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01214354	RTU-325T Зав. № 008573	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,7
12	В-10 Резерв 2	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,5S 600/5 Зав. № 10340; Зав. № 10341; Зав. № 10342	ЗНОЛ.06-10 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 4002521; Зав. № 4002577; Зав. № 4002578	A1805RLQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01282229	RTU-325T Зав. № 008573	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,5
13	В-10 Резерв 3	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,5S 600/5 Зав. № 10337; Зав. № 10338; Зав. № 10339	ЗНОЛ.06-10 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 4002736; Зав. № 4001261; Зав. № 4002502	A1805RLQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01282227	RTU-325T Зав. № 008573	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,5
14	В-10 Резерв 4	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,5S 600/5 Зав. № 10343; Зав. № 10344; Зав. № 10403	ЗНОЛ.06-10 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 4001258; Зав. № 4001202; Зав. № 4001647	A1805RLQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01282242	RTU-325T Зав. № 008573	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
15	В-10 1СВ	ТОЛ-10-И Кл. т. 0,5S 2000/5 Зав. № 10523; Зав. № 10524; Зав. № 10525	ЗНОЛ.06-10 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 4002521; Зав. № 4002577; Зав. № 4002578	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01218528	RTU-325T Зав. № 008573	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,7
16	В-10 2СВ	ТОЛ-10-И Кл. т. 0,5S 2000/5 Зав. № 10516; Зав. № 10517; Зав. № 10518	ЗНОЛ.06-10 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 4001258; Зав. № 4001202; Зав. № 4001647	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01218528	RTU-325T Зав. № 008573	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,7
17	В-10 1ТЧН	ТОЛ-10-И Кл. т. 0,5S 300/5 Зав. № 10267; Зав. № 10269; Зав. № 10271	ЗНОЛ.06-10 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 4001268; Зав. № 4002573; Зав. № 4001654	A1805RLQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01282236	RTU-325T Зав. № 008573	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,5
18	В-10 2ТЧН	ТОЛ-10-И Кл. т. 0,5S 300/5 Зав. № 10263; Зав. № 10264; Зав. № 10266	ЗНОЛ.06-10 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 4001258; Зав. № 4001202; Зав. № 4001647	A1805RLQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01282247	RTU-325T Зав. № 008573	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
19	В-10 КТП	ТОЛ-10-1 Кл. т. 0,5S 300/5 Зав. № 10260; Зав. № 10261; Зав. № 10262	ЗНОЛ.06-10 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 4002736; Зав. № 4001261; Зав. № 4002502	A1805RLQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01282234	RTU-325T Зав. № 008573	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,5
20	В-0,4 1ТЧН	ТШ-0,66 Кл. т. 0,5S 1500/5 Зав. № 176566; Зав. № 176576; Зав. № 176569	-	A1805RLQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01282232	RTU-325T Зав. № 008573	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,4
21	В-0,4 2ТЧН	ТШ-0,66 Кл. т. 0,5S 1500/5 Зав. № 176570; Зав. № 176573; Зав. № 176594	-	A1805RLQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01282241	RTU-325T Зав. № 008573	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,4

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3. Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: напряжение (0,98 – 1,02) $U_{ном}$; ток (1,0 – 1,2) $I_{ном}$, частота - (50 ± 0,15) Гц; $\cos \varphi = 0,9$ инд.;

- температура окружающей среды: ТТ и ТН - от плюс 15 до плюс 35 °С; счетчиков - от плюс 21 до плюс 25 °С; УСПД - от плюс 10 до плюс 30 °С; ИВК - от плюс 10 до плюс 30 °С;

- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

- атмосферное давление (100 ± 4) кПа;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

4. Рабочие условия эксплуатации:

а) для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения - (0,9 – 1,1) $U_{н1}$; диапазон силы первичного тока - (0,02 – 1,2) $I_{н1}$; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота - (50 ± 0,4) Гц;

- температура окружающего воздуха - от минус 40 до плюс 70 °С.

б) для счетчиков электроэнергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - (0,9 – 1,1) $U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока - (0,01 – 1,2) $I_{н2}$; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) - 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота - (50 ± 0,4) Гц;

- относительная влажность воздуха (40 - 60) %;

- атмосферное давление (100 ± 4) кПа;

- температура окружающего воздуха:

- для счётчиков электроэнергии АИИС КУЭ от минус 40 до плюс 65 °С;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,5 мТл.

в) для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;

- температура окружающего воздуха от плюс 10 до плюс 30 °С;

- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

- атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1 - 21 от плюс 15 до плюс 30 °С.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками такими же, как у перечисленных в Таблице 2, УСПД и СОЕВ на однотипный утвержденного типа.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик Альфа А1800 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 120000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

- устройство синхронизации системного времени УССВ-2 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 74500$ ч., среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

- УСПД RTU-325T – среднее время наработки на отказ не менее $T = 55000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

- сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ ч.

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).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик Альфа А1800 - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 45 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу не менее 45 суток; сохранение информации при отключении питания - не менее 10 лет;
- сервер БД - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ «Губернская» 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 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	№ Госреестра	Количество, шт.
1	2	3	4
Трансформатор тока	SB 0,8	55006-13	9
Трансформатор тока	ТОЛ-10-М	47959-11	12
Трансформатор тока	ТОЛ-10-IM	47959-11	12
Трансформатор тока	ТОЛ-10-I	47959-11	24
Трансформатор тока	ТШ-0,66	22657-12	6
Трансформатор напряжения	VCU-245	53610-13	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06-10	46738-11	12
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1802RALQ-P4GB-DW-4	31857-11	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1805RLQ-P4GB-DW-4	31857-11	12
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1802RALXQ-P4GB-DW-4	31857-11	5
Радиосервер точного времени	PCTB-01	40586-12	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	54074-13	1
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325T	44626-10	1
Программное обеспечение	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС	59086-14	1
Методика поверки	-	-	1
Формуляр	П2200964-6012	-	1
Руководство по эксплуатации	-	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 63648-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ «Губернская». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в феврале 2016 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- по МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;

- счетчиков Альфа А1800 – по документу «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.;
 - УСПД RTU-325T – по документу «Устройства сбора и передачи данных RTU-325H и RTU-325T. Методика поверки. ДЯИМ.466215.005 МП», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2010 г.;
 - РСТВ-01 – в соответствии с документом «Радиосервер точного времени РСТВ-01. Руководство по эксплуатации» ПЮЯИ.468212.039РЭ, раздел 5 «Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 22 января 2009г.;
 - УССВ-2 – по документу МП-РТ-1906-2013 (ДЯИМ.468213.001МП) «Устройства синхронизации системного времени УССВ-2. Методика поверки», утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 17 мая 2013г.;
 - радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
 - переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
 - термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100%, дискретность 0,1%;
 - миллитесламетр портативный универсальный ТПУ: диапазон измерений магнитной индукции от 0,01 до 19,99 мТл.
- Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих – кодом и (или) оттиском клейма поверителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием АИИС КУЭ ПС 220 кВ «Губернская», аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № 01.00225-2011 от 29.06.2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ «Губернская»

- 1 ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
- 2 ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.
- 3 ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Велес» (ООО «Велес»)
ИНН 6671394192
Юридический адрес: 620146, Свердловская область, г. Екатеринбург, ул. Волгоградская, д. 37 - 69
Почтовый адрес: 624071, Россия, Свердловская область, г. Среднеуральск, ул. Бахтеева, д. 25А - 60
Тел.: +7 (902) 274-90-85
E-mail: veles-ek2009@mail.ru

Испытательный центр

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

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

Тел./факс: 8 (495) 437-55-77 / 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru

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

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2016 г.