

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ООО «РТ-ЭТ» в части энергопотребления ОАО «Светлана»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электрической энергии ООО «РТ-ЭТ» в части энергопотребления ОАО «Светлана» - (далее – АИИС КУЭ), предназначена для измерения электроэнергии (мощности), потребляемой за установленные интервалы времени различными технологическими объектами ОАО «Светлана», входящими в систему, а также сбора, хранения и обработки полученной информации. Результаты измерений могут быть использованы для коммерческих расчетов.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной электроэнергии,
- периодический (1 раз в сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача в организации (внешние пользователи) результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций (внешних пользователей);
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).
- 1-ый уровень системы включает в себя: измерительные трансформаторы тока (ТТ) КТ 0,5 s по ГОСТ 7746 – 2001 и трансформаторы напряжения (ТН) КТ 0,5 по ГОСТ 1983 -2001, счетчики активной и реактивной электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5s/1 в ГР № 20176-06 по ГОСТ Р 52323-2005 при измерении активной и реактивной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-2005 при измерении реактивной электроэнергии, установленных на объектах, указанных в таблице 1 (26 точек измерения).
- Уровень ИВКЭ - отсутствует. Функции уровня ИВКЭ выполняет уровень ИВК.
- 2-ий уровень представляет собой - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий УСПД RTU-327-E1-B02-M02 в ГР № 41907-09; сервер HP ProLiant DL120 G7; устройства синхронизации времени УСВ-2 в ГР №41681-10, коммутатор Cisco Catalyst 2950-12; технические средства приема-передачи данных - внешний сотовый GSM-терминал Siemens MC35i и GSM IP-модемы Муха OnCellG3251; рабочие станции АРМ (2 шт). Одно АРМ расположено в центре сбора информации в офисе ООО «РТ-ЭТ» и подключено к сети АИИС КУЭ ООО «РТ-ЭТ» в части энергопотребления ОАО «Светлана». Второе АРМ расположено на ОАО «Светлана» и использует информацию сервера БД посредством сети Интернет.

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 преобразуют в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД (где производится хранение измерительной информации, ее накопление, обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН и передача накопленных данных по проводным линиям на верхний уровень системы, отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Передача информации в организации – участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера баз данных, по коммутируемым телефонным линиям или сотовой связи через Интернет-провайдера. Скорость передачи данных не менее 9600 бит/сек и коэффициент готовности не хуже 0,95

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ использовано программное обеспечение (далее ПО): использовано программное обеспечение ПО «АльфаЦЕНТР» (5 пользователей, 100 счётчиков, БД Oracle 11g 32 Bit) и дополнительные модули.

ПО «АльфаЦЕНТР» предназначено для измерений и учета электрической энергии и мощности, а также автоматического сбора, накопления, обработки, хранения и отображения полученной информации.

Интерфейс ПО содержит в себе средства предупреждения пользователя, если его действия могут повлечь изменение или удаление результатов измерений.

Метрологически значимая часть ПО содержит специальные средства защиты, исключающие возможность несанкционированной модификации, загрузки (в том числе загрузки фальсифицированного ПО и данных), считывания из памяти УСПД, удаления или иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных.

Специальными средствами защиты метрологически значимой части ПО и измеренных данных от преднамеренных изменений являются:

- средства управления доступом (пароли).
- средства проверки целостности ПО (несанкционированная модификация метрологически значимой части ПО проверяется расчётом контрольной суммы и сравнением ее с действительным значением).

Характеристики программного обеспечения (ПО) АИИС КУЭ приведены в Таблице №1

Таблица №1

Наименование ПО	Идентификационное название ПО		Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	
«АльфаЦЕНТР»	ПО «АльфаЦЕНТР»		v12.02.01 от 11.04.2012 г.	94b754e7dd0a57655c4f6b8252afd7a6	утилита MD5	
	Программа планировщик опроса и передачи данных (стандартный каталог для всех модулей C:\alphacenter\exe)	Наименование файла				Amrserver.exe От 11.04.2012
		драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД				Amrc.exe От 12.04.2012
	драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	Amra.exe От 12.04.2012				231657667d86238ff596845be4ba5d01
	драйвер работы с БД	Cdbora2.dll От 07.03.2012				276049f66059b53881e5c27c8277dc01
	библиотека шифрования пароля счетчиков A1700, A1140	encryptdll.dll от 17.03.2004				5e9a48ed75a27d10c135a87e77051806
	библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll от 09.02.2000				0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c
						b8c331abb5e34444170eee9317d635cd

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений по МИ 3286-высокий

АИИС КУЭ ООО «РТ-ЭТ» в части энергопотребления ОАО «Светлана» оснащена системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ). В СОЕВ входят средства измерений, обеспечивающие измерение времени, также учитываются временные характеристики (задержки) линий связи, которые используются при синхронизации времени. В АИИС КУЭ ООО «РТ-ЭТ» в части энергопотребления ОАО «Светлана» поддержание единого времени осуществляется посредством устройства синхронизации времени УСВ-2, которое синхронизирует время в сервере БД, УСПД RTU-327-E1-B02-M02 (далее УСПД RTU-327) и в счетчиках ИИК.

Измерение времени происходит автоматически внутренними таймерами устройств. Нормирование величин отклонения встроенных часов осуществляется при помощи синхронизации последних с единым временем. Синхронизация времени в УСПД RTU-327 осуществляется от устройства синхронизации времени. Синхронизация времени происходит при старте УСПД, а также при отклонении времени УСПД RTU-327 от времени УССВ на величину более  $\pm 2$  с. Синхронизация времени в сервере БД осуществляется от УСПД RTU-327. Синхронизация времени происходит при старте сервера БД, а также при отклонении времени сервера БД от времени УСПД RTU-327 на величину более  $\pm 3$  с. Синхронизация времени в ИИК осуществляется при старте УСПД RTU-327, а также при отклонении времени счетчика электроэнергии от времени УСПД RTU-327 на величину более  $\pm 3$  с, а затем при каждом ночном сеансе связи с ИВК. Погрешность системного времени  $\pm 5$  с/сутки

Метрологические и технические характеристики системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии в части энергопотребления ОАО «Светлана» приведены в таблице №2

Таблица №2. Метрологические и технические характеристики АИИС КУЭ

Номер канала	Наименование присоединения	Состав измерительного канала			УСПД	Вид эл. энергии	Основная погрешность± (%)	Погрешность в рабочих условиях ±(%)	
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик					
1	2	3	4	6	7	8	9	10	
1	РТП-3 IVс.ш 6 кВ яч.12 ф.103-37/83	ТПОЛ-10-У3 Ктт=600/5; КТ 0,5S; Фаза А,В,С; №№ 13816, 13817, 13852	НАМИТ-10-2 Ктн=6000/100; КТ 0,5; № 2127	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0; Ксч=5000; № 0806130195	RTU 325	№ 5120	А/Р	1,3 2,1	4,6 5,4
2	РТП-4 Ис.ш 6 кВ яч.6 ф.103-09	ТПЛ-10-М-У2 Ктт=400/5; КТ 0,5S; Фаза А,В,С; №№ 10211, 10212, 10342	НАМИТ-10-2 Ктн=6000/100; КТ 0,5; № 2128	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0; Ксч=5000; № 0806130682					
3	РТП-5 Ис.ш 6 кВ яч.1 ф.103-107/157	ТПОЛ-10-У3 Ктт=600/5; КТ 0,5S; Фаза А,В,С; №№ 13905, 13906, 13907	НАМИТ-10-2 Ктн=6000/100; КТ 0,5; № 2129	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0; Ксч=5000; № 0806130922					
4	РТП-5 Пс.ш 6 кВ яч.8 ф.103-117	ТПОЛ-10-У3 Ктт=300/5; КТ ,5S; Фаза А,В,С; №№ 12844, 12847, 12849	НАМИТ-10-2 Ктн=6000/100; КТ 0,5; № 2130	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0; Ксч=5000; № 0806130936					
5	РТП-12 Пс.ш 6 кВ яч.9 ф.103-08/54	ТОЛ-10 -1 Ктт=600/5; КТ 0,5S; Фаза А,В,С; №№ 66678, 66679, 66677	НАМИТ-10-2 Ктн=6000/100; КТ 0,5; № 6536090000002	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0; Ксч=5000; № 0806130937					
6	РТП-12 Ис.ш 6 кВ яч.4 ф.103-32/78	ТОЛ-10-1 Ктт=600/5; КТ0,5S; Фаза А,В,С; №№ 66674, 66676, 66680	НАМИТ-10-2 Ктн=6000/100; КТ 0,5; № 1517	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0; Ксч=5000; № 0806130950					
7	РТП-13 Шс.ш 6 кВ яч.12 ф.103-14	ТПОЛ-10 -У3 Ктт=300/5; КТ 0,5S; Фаза А,В,С №№ 12781, 12782, 12783	НАМИТ-10-2 Ктн=6000/100; КТ 0,5; № 2136	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0; Ксч=5000; № 0806131030					
8	РТП-17 Пс.ш 6 кВ яч.11 ф.103-15/61	ТПЛ-10-М-У2 Ктт=600/5; КТ0,5S; Фаза А,В,С; №№ 1906, 1768, 1769	ЗНОЛ.06-6У3 Ктн=6000/100; КТ 0,5; Фаза А,В,С; №№ 1515, 1540, 1530	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0; Ксч=5000; № 0806131037					

9	РТП-17 Ис.ш 6 кВ яч.4 ф.103-43/89	ТПЛ-10-М-У2 Ктт=600/5; КТ 0,5S; Фаза А,В,С; №№ 1771, 1734, 1770	ЗНОЛ.06-6У3 Ктн=6000/100; КТ 0,5; Фаза А,В,С №№ 1535, 1614, 4461	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0; Ксч=5000; № 0806131043	RTU 325 № 5120	А/Р	1,3 2,1	4,6 5,4
10	РТП-21 Ис.ш 6 кВ яч.1 ф.103-30/76	ТПОЛ-10-У3 Ктт=600/5; КТ 0,5S; Фаза А,В,С; №№ 12781, 12782, 12783	НАМИТ-10-2 Ктн=6000/100; КТ 0,5; № 2144	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0; Ксч=5000; № 0806131044				
11	РТП-24 IVс.ш 6 кВ яч.13 ф.103- 16/62	ТПОЛ-10 -У3 Ктт=600/5; КТ 0,5S; Фаза А,В,С; №№ 14127, 14022, 14021	НАМИТ-10-2 Ктн=6000/100; КТ 0,5; № 2215	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0; Ксч=50004 № 0806131051				
12	РТП-24 Ис.ш 6 кВ яч.1 ф.103-17/63	ТПОЛ-10 -У3 Ктт=600/5; КТ 0,5S; Фаза А,В,С; №№ 14128, 14129, 14130	НАМИТ-10-2 Ктн=6000/100; КТ 0,5; № 2216	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0; Ксч=50004; № 0806131057				
13	РТП-25 Ис.ш 6 кВ яч.1 ф.103-35/81	ТПОЛ-10-У3 Ктт=300/5; КТ 0,5S; Фаза А,В,С; №№ 12784, 12785, 12786	НАМИТ-10-2 Ктн=6000/100; КТ 0,5; № 2218	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0; Ксч=5000; № 0806131058				
14	РТП-1 (РП- 2710) Ис.ш 6 кВ яч.7 ф.103-34/80	ТПОЛ-10 -У3 Ктт=600/5; КТ 0,5S; Фаза А,В,С; №№ 14136, 14210, 14211	НАМИТ-10-2 Ктн=6000/100; КТ 0,5; № 2219	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0; Ксч=5000; № 0806131065				
15	РТП-1 (РП- 2710) IVс.ш 6 кВ яч.13 ф.103-07/53	ТПОЛ-10-У3 Ктт=600/5; КТ 0,5S; Фаза А,В,С; №№ 14294, 14295, 14296	НАМИТ-10-2 Ктн=6000/100; КТ 0,5; № 2243	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0; Ксч=5000; № 0806131072				
16	РТП-1 (РП- 2710) Ис.ш 6 кВ яч.5 ф.15-11	ТПЛ-10 -М-У2 Ктт=400/5; КТ 0,5S; Фаза А,В,С; №№ 10343, 10351, 10352	НАМИТ-10-2 Ктн=6000/100; КТ 0,5; № 2219	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0; Ксч=5000; № 0806131085				
17	РТП-6 (РП- 2772) Vс.ш 6 кВ яч.22 ф.103- 113/163	ТПОЛ-10 -У3 Ктт=600/5; КТ 0,5S; Фаза А,В,С; №№ 3978, 1051, 3980	НАМИТ-10-2 Ктн=6000/100; КТ 0,5; № 2246	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,04 Ксч=5000; № 0806131092				
18	РТП-6 (РП- 2772) VIс.ш 6 кВ яч.21 ф.103-13/59	ТПОЛ-10-У3 Ктт=600/5; КТ 0,5S; Фаза А,В,С; №№ 14346, 14347, 14348	НАМИТ-10-2 Ктн=6000/100; КТ 0,5; № 2247	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0; Ксч=5000; № 0806131141				
19	РТП-27 (РП- 2701) Ис.ш. 6 кВ яч.1 ф.15-45	ТПОЛ-10-У3 Ктт=400/5; КТ 0,5S; Фаза А,В,С; №№ 12818, 12886, 12887	ЗНОЛП 06-У2 Ктн=6300/100; КТ 0,5; Фаза А,В,С; №№ 4874, 3071, 3012	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0; Ксч=5000; № 0806131163				

20	РТП-31 Ис.ш 6 кВ яч.1 ф.103-36	ТПОЛ-10-У3 Ктт=300/5; КТ 0,5S; Фаза А,В,С; №№ 12787, 12788, 12789	НАМИТ-10-2 Ктн=6000/100; КТ 0,5; № 1590	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0; Ксч=5000; № 0806131218	RTU 325 № 5120	А/Р	1,3 2,1	4,6 5,4
21	РТП-31 IVс.ш 6 кВ яч.9 ф.103-38	ТПОЛ-10 -У3 Ктт=300/5; КТ 0,5S; Фаза А,В,С; №№ 12790, 12791, 12792	НАМИТ-10-2 Ктн=6000/100; КТ 0,5; № 1591	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0; Ксч=5000; № 0806131225				
22	РТП-34 Пс.ш 6 кВ яч.11 ф.103-33/79	ТПОЛ-10-У3 Ктт=600/5; КТ 0,5S; Фаза А,В,С; №№ 13908, 13909, 13910	НАМИТ-10-2 Ктн=6000/100; КТ 0,5; № 1596	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0; Ксч=5000; № 0806131225				
23	РТП-38 Пс.ш 6 кВ яч.6 ф.103-31/177	ТОЛ-10-1-2-У2 Ктт=600/5; КТ 0,5S; Фаза А,В,С; №№ 25761, 25763, 31211	НАМИТ-10-2 Ктн=6000/100; КТ 0,5; № 1597	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0; Ксч=5000; № 0806131225				
24	РТП-38 Ис.ш 6 кВ яч.1 ф.103-112/162	ТОЛ-10-1-2-У2 Ктт=600/5; КТ 0,5S; Фаза А,В,С; №№ 31212, 31213, 31214	НАМИТ-10-2 Ктн=6000/100; КТ 0,5; № 2086	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0; Ксч=5000; № 0806131240				
25	РТП-44 Шс.ш 6 кВ яч.7 ф.103-125/175	ТПОЛ-10-У3 Ктт=600/5; КТ 0,5S; Фаза А,В,С; №№ 13973, 14016, 14017	НАМИТ-10-2 Ктн=6000/100; КТ 0,5; № 2244	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0; Ксч=5000; № 0805131682;				
26	РТП-6 (РП-2772) VШс.ш 6 кВ яч.23 ф.29-82/182	ТПОЛ-10 -У3 Ктт=600/5; КТ 0,5S; Фаза А,В,С; №№ 14349, 19312, 19316	НАМИТ-10-2 Ктн=6000/100; КТ 0,5; № 2246	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0; Ксч=5000; № 0805131696				

Примечания

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
3. Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО;
4. Нормальные условия:  
параметры сети: напряжение (0,98÷1,02) Уном; ток (0,01÷1,2)  
температура окружающей среды-(20 ± 5)°С
5. Рабочие условия:  
параметры сети для ИК: напряжение (0,9÷1,1) Уном;  
сила тока (0,01÷1,2) Ином; 0,5 инд.≤cos φ≤0,8 емк.;
- допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов тока и напряжения от минус 40°С до + 50°С, для счетчиков СЭТ-4ТМ от минус 40°С до +60°С; для контроллеров RTU-325 от 0°С до плюс 60°С.
6. Погрешность в рабочих условиях указана для I = 0,01 Ином, cos φ = 0,8 инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от -5°С до +35°С.

7. Технические параметры и метрологические характеристики трансформаторов тока отвечают требованиям ГОСТ 7746-2001, трансформаторов напряжения - ГОСТ 1983-2001, счетчиков электрической энергии – ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии. В виду отсутствия в указанном стандарте класса точности 0,5, пределы погрешностей при измерении реактивной энергии для данного типа счетчиков не превышают значений аналогичных погрешностей для счетчиков класса точности 0,5S для ГОСТ Р 52323-2005.

8. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 1. Допускается замена контроллера на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном в ООО "РТ-ЭТ" порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчётчик - среднее время наработки на отказ не менее  $T_{cp} = 140\ 000$  ч, среднее время восстановления работоспособности не более  $t_b = 2$  ч;
- трансформатор тока - среднее время наработки на отказ не менее  $T_{cp} = 400\ 000$  ч, среднее время восстановления работоспособности не более  $t_b = 2$  ч;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее  $T_{cp} = 40000$  ч, среднее время восстановления работоспособности не более  $t_b = 2$  ч;
- УСПД (RTU-327-E1-B02-M02) - среднее время наработки на отказ не менее  $T_{cp} = 100000$  часов, средний срок службы не менее  $T_{cp} = 10$  лет

Надежность системных решений:

- резервирование питания с помощью устройства АВР;

Регистрация событий:

- в журнале счётчика:
  - параметрирование;
  - пропадания напряжения;
  - коррекция времени;
- журнал ИВК:
  - параметрирование;
  - попытка не санкционируемого доступа;
  - коррекция времени;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчётчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - сервера, УСПД;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
  - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи)
  - установка пароля на счётчик;
  - установка пароля на сервер;
  - установка пароля на сервер;

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована);

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

**Цикличность:**

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

**Глубина хранения информации:**

- УСПД - при отсутствии внешнего электропитания сохранность данных составляет не менее 5 лет;
- сервер - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений - за весь срок эксплуатации системы.
- электросчетчик – сохранность данных при прерывании питания более 40 лет,

**Знак утверждения типа**

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

**Комплектность средства измерений**

Комплектность АИИС КУЭ ООО «РТ-ЭТ» в части энергопотребления ОАО «Светлана» определяется проектной документацией на создание АИИС КУЭ, а также эксплуатационной документацией – формуляром (ФО 4222-02-7707744367 -2013).

**Поверка**

осуществляется в соответствии с документом о поверке:

- система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ООО «РТ-ЭТ» в части энергопотребления ОАО «Светлана». Методика поверки. МП 4222-02-7707744367-2013, утверждена ГЦИ СИ – ФБУ «Самарский ЦСМ» 18.06.13 г.

Основные средства поверки - по НД на измерительные компоненты:

- трансформаторы тока по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторы напряжения по ГОСТ 8.216-88;
- счетчики электрической энергии многофункциональных СЭТ-4ТМ.03М в соответствии с методикой поверки, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145 РЭ1 МП. Методика поверки. Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М. РЭ1;
- средства поверки УСПД RTU-325 ДЯИМ.466453.005 МП. Методика поверки. Утверждена ФГУП ВНИИМС в 2008г;
- приемник сигналов точного времени МИР РЧ-01;
- средства поверки устройства синхронизации системного времени УСВ-2. Методика поверки. ВЛСТ 237.00.001.И1;
- средства измерений вторичной нагрузки ТТ в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации»;
- средства измерений вторичной нагрузки ТН в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации»;
- средства измерений падения напряжения в линии соединения счетчика с ТН в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений падения напряжения в линии соединения с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации».

**Сведения о методиках (методах) измерений**

Методы измерений, которые используются в системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии ООО «РТ-ЭТ» в части энергопотребления ОАО «Светлана» приведены в документе - «Методика (метод)



измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии ООО «РТ-ЭТ» в части энергопотребления ОАО «Светлана» - МВИ 4222-02-7707744367 -2013. Методика (метод) аттестована ФБУ «Самарский ЦСМ» по ГОСТ Р 8.563-2009. Свидетельство об аттестации № 56/01.00181-2008/2013 от 18.06.2013 г.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии ООО «РТ-ЭТ» в части энергопотребления ОАО «Светлана»**

- § ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
- § ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем.
- § Основные положения.
- § ГОСТ 7746-2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия.
- § ГОСТ Р 52323-2005. (МЭК 62053-22:2003) «Аппаратура для измерений электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статистические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».
- § ГОСТ Р 52425-2005. (МЭК 62053-23:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».

**Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

- осуществление торговли и товарообменных операций

**Изготовитель**

ООО «ГРУППА ТЭС»,

Юридический адрес: 121596, г. Москва, ул. Горбунова, д.2, стр.204, офис В214

Тел.: +7 (495) 989-29-01/989-29-08, +7(846) 372-80-32/372-80-34

**Испытательный центр**

ФБУ «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области» - ФБУ «Самарский ЦСМ»

Аттестат аккредитации – зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 30017-08

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

\_\_\_\_\_ Ф.В. Булыгин

М.п.

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 2013 г.