

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ЗАО «Светлана-Рентген»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ЗАО «Светлана-Рентген» (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной отдельными технологическими объектами ЗАО «Светлана-Рентген», сбора, обработки, хранения и отображения полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматическое измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии и средних на 30-минутных интервалах значений активной и реактивной мощности;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электрической энергии и значениях электрической энергии с нарастающим итогом с дискретностью учета 30 мин и данных о состоянии средств измерений;
- хранение результатов измерений в стандартной базе данных в течение не менее 3,5 лет;
- обеспечение ежесуточного резервирования базы данных на внешних носителях информации;
- разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей и фиксация в отдельном электронном файле всех действий пользователей с базами данных;
- передача результатов измерений, данных о состоянии средств измерений в различных форматах организациям-участникам розничного и оптового рынков электрической энергии (далее внешним организациям);
- предоставление контрольного санкционированного доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений со стороны внешних организаций;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;
- ведение времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс точек измерения (ИИК ТИ), включающий:

- измерительные трансформаторы тока (ТТ);
- измерительные трансформаторы напряжения (ТН);
- вторичные измерительные цепи;
- электронные счетчики электрической энергии.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий:

- устройство сбора и передачи данных (УСПД);
- технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура).

- 3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий:
- сервер баз данных (сервер БД);
 - технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура);
 - устройство синхронизации времени (УСВ-2);
 - автоматизированное рабочее место (АРМ);
 - программное обеспечение ПО «АльфаЦЕНТР».

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. Счетчик производит измерение действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывает полную мощность $S = U \cdot I$.

Измерение активной мощности счетчиком выполняется путем перемножения мгновенных значений сигналов напряжения (U) и тока (I) и интегрирования полученных значений мгновенной мощности (P) по периоду основной частоты сигналов.

Реактивная мощность (Q) рассчитывается в счетчике по алгоритму $Q = (S^2 - P^2)^{0.5}$.

Средние значения активной и реактивной мощностей рассчитываются путем интегрирования текущих значений P и Q на 30-минутных интервалах времени

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по коммутируемым линиям GSM-сети поступает на входы УСПД. УСПД осуществляет обработку результатов измерений, а в частности расчет расхода активной и реактивной электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение полученной информации и передачу накопленных данных по проводным линиям, по коммутируемой телефонной линии на верхний уровень системы (уровень ИВК), а также отображение информации на подключаемых к УСПД устройствах и обеспечение доступа внешним организациям к накопленной информации по коммутируемой телефонной линии.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется последующее формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера БД по выделенным каналам или коммутируемым телефонным линиям связи через интернет-провайдера.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), включающую в себя устройство синхронизации времени УСВ-2, осуществляющее синхронизацию часов сервера БД по эталонным сигналам точного времени, получаемых от системы ГЛОНАСС.

Сервер БД осуществляет коррекцию показаний часов УСПД, коррекция выполняется автоматически при расхождении показаний часов УСПД с часами сервера БД более чем на ± 2 с.

УСПД осуществляет коррекцию показаний часов счетчиков, коррекция выполняется автоматически при расхождении показаний часов счетчиков с часами УСПД более чем на ± 2 с.

Факт каждой коррекции регистрируется в журнале событий счетчиков, УСПД и сервера БД. Погрешность часов компонентов системы (счетчиков, УСПД, сервер БД) не превышает ± 5 с.

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

Состав измерительных каналов приведен в табл. 1.

Таблица 1

Но- мер ИК	Наименование присоединения	Состав измерительного канала				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	Обору- дование ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	РП-6077 СР-4	ТПЛ-10-М, 200/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 47958-11; зав.№ 3344, 3345, 3347	НТМК-6-48, 6000/100; 0,5; ГОСТ 1983-2001; Госреестр СИ № 323-49; зав.№ 537	Альфа А1140-05-RAL- BW-4Т; Ином (Имакс) = 5 (6) А; Уном = 100 В; КТ: по активной энергии – 0,5S, ГОСТ Р 52323-2005, по реактивной – 1,0, ГОСТ Р 52425-2004; Госреестр СИ № 33786-07; зав.№ 05024577	<p>RTU 325L-E2-M2-B2; Госреестр СИ № 41907-09; зав.№ 006792; каналобразующая аппаратура</p> <p>Каналообразующая аппаратура; УСВ-2 (Госреестр СИ № 41681-09, зав.№ 2075); Сервер БД, АРМ, ПО «АльфаЦЕНТР»</p>	
2	РП-6077 СР-2	ТПЛ-10-М, 200/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 47958-11; зав.№ 3348, 3400, 3401	НТМИ-6, 6000/100; 0,5; ГОСТ 1983-2001; Госреестр СИ № 831-53; зав.№ 2467	Альфа А1140-05-RAL- BW-4Т; Ином (Имакс) = 5 (6) А; Уном = 100 В; КТ: по активной энергии – 0,5S, ГОСТ Р 52323-2005; по реактивной – 1,0, ГОСТ Р 52425-2004; Госреестр СИ № 33786-07; зав.№ 05024578		
3	РП-6232 СР-3	ТПЛ-10-М, 150/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 47958-11; зав.№ 1677, 1704, 3350	НТМК-6-48, 6000/100; 0,5; ГОСТ 1983-2001; Госреестр СИ № 323-49; зав.№ 14287	Альфа А1140-05-RAL- BW-4Т; Ином (Имакс) = 5 (6) А; Уном = 100 В; КТ: по активной энергии – 0,5S, ГОСТ Р 52323-2005; по реактивной – 1,0, ГОСТ Р 52425-2004; Госреестр СИ № 33786-07; зав.№ 05024579		
4	РП-6160 СР-5	ТОЛ-10-И, 600/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 47959-11; зав.№ 3747, 7273, 4293	НАМИТ-10, 6000/100; 0,5; ГОСТ 1983-2001; Госреестр СИ № 16687-07; зав.№ 0539	Альфа А1140-05-RAL- BW-4Т; Ином (Имакс) = 5 (6) А; Уном = 100 В; КТ: по активной энергии – 0,5S, ГОСТ Р 52323-2005; по реактивной – 1,0, ГОСТ Р 52425-2004; Госреестр СИ № 33786-07; зав.№ 05024581		

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7
5	РП-6160 СР-4	ТОЛ-10-І, 600/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 47959-11; зав.№ 4292, 3746, 4294	НАМИТ-10, 6000/100; 0,5; ГОСТ 1983-2001; Госреестр СИ № 16687-07; зав.№ 0538	Альфа А1140-05-RAL- BW-4Т; Іном (Імакс) = 5 (6) А; Uном = 100 В; КТ: по активной энергии – 0,5S, ГОСТ Р 52323-2005; по реактивной – 1,0, ГОСТ Р 52425-2004; Госреестр СИ № 33786-07; зав.№ 05024582	RTU 325L-E2-M2-B2; Госреестр СИ № 41907-09; зав.№ 006792; каналобразующая аппаратура	Каналообразующая аппаратура; УСВ-2 (Госреестр СИ № 41681-09, зав.№ 2075); Сервер БД, АРМ, ПО «АльфаЦЕНТР»
6	РП-6232 СР-1	ТПЛ-10-М, 150/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 47958-11; зав.№ 3321, 3322, 3323	НТМИ-6, 6000/100; 0,5; ГОСТ 1983-2001; Госреестр СИ № 831-53; зав.№ 9426	Альфа А1140-05-RAL- BW-4Т; Іном (Імакс) = 5 (6) А; Uном = 100 В; КТ: по активной энергии – 0,5S, ГОСТ Р 52323-2005; по реактивной – 1,0, ГОСТ Р 52425-2004; Госреестр СИ № 33786-07; зав.№ 05024580		

Примечание – Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков электрической энергии на аналогичные, утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в табл. 1. Допускается замена УСПД на однотипное утвержденного типа. Замена оформляется актом. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ, как его неотъемлемая часть.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР».

ПО «АльфаЦЕНТР» аттестовано на соответствие требованиям нормативной документации, свидетельство о метрологической аттестации № АПО-001-12 от 31 мая 2012 г., выданное ФГУП «ВНИИМС».

Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» соответствует уровню «С» в соответствии с разд. 2.6 МИ 3286-2010.

Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР» приведены в табл. 2.

Таблица 2

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование ПО	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО «АльфаЦЕНТР» АС_ UE (сервер БД) АС_ PE_10 (АРМ)	отсутствует	12.01	3E736B7F380863F44 CC8E6F7BD211C54	MD5

Метрологические и технические характеристики

Количество измерительных каналов (ИК) коммерческого учета	6
Номинальное напряжение на вводах системы, кВ	6
Отклонение напряжения от номинального, %	±5
Номинальные значения первичных токов ТТ измерительных каналов, А	150 (ИК 3, 6) 200 (ИК 1 – 2) 600 (ИК 4 – 5)
Диапазон изменения тока в % от номинального значения тока	от 1 до 120
Коэффициент мощности, $\cos \varphi$	0,5 – 1
Диапазон рабочих температур для компонентов системы, °С: – трансформаторов тока, напряжения и счетчиков	от 0 до 30
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов всех компонентов системы, с	±5
Средняя наработка на отказ счетчиков Альфа А1140, ч, не менее	150000

Пределы допускаемых относительных погрешностей ИК (измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности), %, для рабочих условий эксплуатации АИИС КУЭ, приведены в табл. 3.

Таблица 3

Номер ИК	Значение $\cos \varphi$	$2 \% I_{\text{НОМ}} \leq I < 5 \% I_{\text{НОМ}}$	$5 \% I_{\text{НОМ}} \leq I < 20 \% I_{\text{НОМ}}$	$20 \% I_{\text{НОМ}} \leq I < 100 \% I_{\text{НОМ}}$	$100 \% I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 120 \% I_{\text{НОМ}}$
Активная энергия					
1 – 6	1,0	±2,3	±1,7	±1,6	±1,6
1 – 6	0,8	±3,1	±2,4	±2,0	±2,0
1 – 6	0,5	±5,2	±3,5	±2,8	±2,8
Реактивная энергия					
1 – 6	0,8	Не регламентируется	±4,4	±3,9	±3,9
1 – 6	0,5	Не регламентируется	±3,7	±3,4	±3,4

Примечание – В качестве характеристик погрешности указаны пределы относительной погрешности измерений (приписанные характеристики погрешности) при доверительной вероятности 0,95.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчики электрической энергии – среднее время наработки на отказ, не менее 150000 ч, средний срок службы 30 лет;
- трансформатор тока – среднее время наработки на отказ, не менее 4000000 ч, средний срок службы 30 лет;

- трансформатор напряжения – среднее время наработки на отказ, не менее 400000 ч, средний срок службы 30 лет;
- УСПД – среднее время наработки на отказ, не менее 100000 ч, средний срок службы 30 лет;
- УСВ-2 – среднее время наработки на отказ, не менее 35000 ч, средний срок службы 15 лет;
- GSM модем – среднее время наработки на отказ, не менее 30000 ч (Teleofis RX108-R, Teleofis RX100-R);
- ТФОП модем – среднее время наработки на отказ, не менее 200000 ч (ZyXEL-U336E Plus EE), 50000 ч (AnCom STF/D4001i/105);
- сервер БД – среднее время наработки на отказ, не менее 100000 ч.

Надежность системных решений:

а) резервирование каналов связи: для передачи информации внешним организациям организованы два независимых канала связи.

б) регистрация событий:

- в журнале событий счётчика:
 - попыток несанкционированного доступа;
 - связи со счетчиком, приведшей к каким-либо изменениям данных;
 - коррекции текущих значений времени и даты;
 - отсутствия напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
 - перерывов питания;
 - самодиагностики (с записью результатов);
- в журнале событий УСПД:
 - попыток несанкционированного доступа;
 - связи с УСПД, приведшие к каким-либо изменениям данных;
 - перезапуска УСПД;
 - коррекции текущих значений времени и даты;
 - перерывов питания;
 - самодиагностики (с записью результатов).

Защищённость применяемых компонентов:

а) механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчиков электрической энергии;
- клемм вторичных обмоток трансформаторов тока, напряжения;
- промежуточных клеммников вторичных цепей тока и напряжения;
- коробок испытательных переходных;
- УСПД;
- сервера БД;

б) защита информации на программном уровне:

- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на сервер БД, АРМ;
- возможность использования цифровой подписи при передаче данных.

Глубина хранения информации:

- счетчик – 30-минутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; сохранность данных в памяти при отключении питания – 30 лет;
- УСПД – 30-минутный профиль нагрузки в двух направлениях по каждому ИК не менее 35 суток; сохранность данных в памяти при отключении питания – не менее 5 лет;
- сервер БД – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – за весь срок эксплуатации системы.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии и мощности АИИС КУЭ ЗАО «Светлана-Рентген».

Комплектность средства измерений

1. Счетчики электрической энергии Альфа А1140-05-RAL-BW-4Т	6 шт.
2. Трансформаторы тока: ТПЛ-10-М	12 шт.
ТОЛ-10-І	6 шт.
3. Трансформаторы напряжения: НТМИ-6	2 шт.
НТМК-6-48	2 шт.
НАМИТ-10	2 шт.
4. УСПД RTU 325L-E2-M2-B2	1 шт.
5. УССВ УСВ-2	1 шт.
6. GSM модем: Teleofis RX108-R RS485	4 шт.
Teleofis RX100-R COM	1 шт.
7. ТФОМ модем: AnComStF/4001i/105	1 шт.
Zyxel-U336E Plus EE	2 шт.
8. Сервер базы данных, ПЭВМ (ІВМ совместимый)	1 шт.
9. Программное обеспечение «АльфаЦЕНТР»: АС_РЕ_10	1 шт.
АС_UE	1 шт.
10. Инструкция по формированию и ведению базы данных 58317473.422231.92100-5/12.І4	1 экз.
11. Руководство пользователя 58317473.422231.92100-5/12.І3	1 экз.
12. Технологическая инструкция 58317473.422231.92100-5/12.І2	1 экз.
13. Инструкция по эксплуатации 58317473.422231.92100-5/12.ІЭ	1 экз.
14. Методика измерений 58317473.422231.92100-5/12.МІ	1 экз.
15. Паспорт-формуляр 58317473.422231.92100-5/12.ПС	1 экз.

Поверка

осуществляется по МІ 3000-2006 «ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки».

Перечень эталонов, применяемых при поверке:

- средства поверки и вспомогательные устройства, в соответствии с методиками поверки, указанными в описаниях типа на измерительные компоненты АИИС КУЭ, а также приведенные в табл. 2 МІ 3000-2006.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе 58317473.422231.92100-5/12.МІ «Методика измерений электрической энергии и мощности при помощи системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности ЗАО «Светлана-Рентген». Свидетельство об аттестации МІ 01.00292.432.00302-2013 от 06.11.2013 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ ЗАО «Светлана-Рентген»

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

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

3. МИ 3000-2006 «ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

– при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Оператор коммерческого учета» (ООО «ОКУ»)

Адрес: 190031, г. Санкт-Петербург, набережная реки Фонтанки, д. 113, лит. А.

Тел. (812) 740-63-33,

Факс (812) 740-63-30.

www.oku.com.ru.

Испытательный центр

ГЦИ СИ ФБУ «Тест-С.-Петербург».

190103, г. Санкт-Петербург, ул. Курляндская, д. 1.

Тел.: (812) 244-62-28, 244-12-75, факс: (812) 244-10-04.

E-mail: letter@rustest.spb.ru.

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Тест-С.-Петербург» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30022-10 от 20.12.2010 г.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства по
техническому регулированию
и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «_____» _____ 2014 г.