

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Тулэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья» (ПС №149 Мясново, ПС №41 Перекоп, ПС №88 Ясенки)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Тулэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья» (ПС №149 Мясново, ПС №41 Перекоп, ПС №88 Ясенки) (далее - АИИС КУЭ), предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, передачи, хранения и отображения информации. Данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень включает измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные электрические цепи.

2-ой уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ) АИИС КУЭ созданный на базе устройства сбора и передачи данных (далее – УСПД) типа СИКОН С1, СИКОН С70 и технических средств приема-передачи данных.

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) АИИС КУЭ на базе ПО «Пирамида 2000», сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени, автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации; технические средства приема-передачи данных.

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

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. 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 по проводным линиям связи 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 (сервер БД), а также отображение информации по подключенным устройствам.

На сервере филиала «Тулэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья» выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в

организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется в соответствии с согласованными сторонами регламентами.

Далее, результаты измерений в виде электронного документа, сформированного посредством расширяемого языка разметки (Extensible Markup Language - XML) в соответствии со спецификацией 1.0 передаются на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», где происходит хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача информации от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» в ПАК ОАО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ и другим смежным субъектам ОРЭ осуществляется по каналу связи сети Internet в виде xml-файлов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая формируется на всех уровнях иерархии и включает в себя устройство синхронизации времени УСВ-1 (Зав № 1420, Госреестр № 28716-05) на основе приемника сигналов точного времени от спутниковой глобальной системы позиционирования (GPS). Сличение времени часов ИВК с часами УСВ-1 происходит раз в час, происходит принудительная установка времени ИВК от УСВ-1. Часы УСПД синхронизируются от часов ИВК ежедневно, плавная коррекция проводится при расхождении более чем на ± 3 с (программируемый параметр). Часы счетчика синхронизируются от часов УСПД при каждом сеансе связи, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 2 с (программируемый параметр).

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

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят программные модули, указанные в таблице 1. ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Пирамида 2000. Сервер
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 3.0
Цифровой идентификатор ПО для metrology.dll	52E28D7B608799BB3CCEA41B548D2C83
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

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 и их основные метрологические и технические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Метрологические и технические ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта учета,	Состав АИИС КУЭ					К _{ТТ} ·К _{ТН} ·К _{Сч}	Вид энергии	Метрологические характеристики		
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ	Обозначение, тип		Заводской номер	УСПД			Основная Погрешность ИК, ± %	Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %	
1	2		3				4	5			6
1	ПС № 88 Ясенки 110/10/6кВ, РУ-6кВ, Фидер тяговая-1 6кВ	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 № 1261-08	А	ТПОЛ-10	14288	Сикон С70 Зав № 05721 Госреестр №28822-05	12000	Активная	1,2	5,9
				В	-	-					
				С	ТПОЛ-10	14210					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 20186-00	А	НАМИ-10-95	153					
				В							
				С							
Счетчик	К _Т = 0,5S/1.0 К _{Сч} = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		108078496	Реактивная	2,5	4,0				
2	ПС № 88 Ясенки 110/10/6кВ, РУ-6кВ, Фидер тяговая-2 6кВ	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 № 1261-08	А	ТПОЛ-10	14330	Сикон С70 Зав № 05721 Госреестр №28822-05	12000	Активная	1,2	5,9
				В	-	-					
				С	ТПОЛ-10	14286					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 831-53	А	НТМИ-6	440					
				В							
				С							
Счетчик	К _Т = 0,5S/1.0 К _{Сч} = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		108078560	Реактивная	2,5	4,0				

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
3	ПС №41 Перекоп 110/35/6кВ, РУ-6кВ, Фидер №6 бкВ	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 № 25433-08	A	ТЛО-10	17682	Сикон С70 Зав № 06007 Госреестр №28822-05	12000	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,3 5,4
				B	ТЛО-10	17681					
				C	ТЛО-10	17689					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 20186-00	A	НАМИ-10-95	588					
				B							
				C							
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 27524-04	СЭТ4-ТМ.03.01		108079213							
4	ПС №41 Перекоп 110/35/6кВ, РУ-6кВ, Фидер №5 бкВ	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 № 25433-08	A	ТЛО-10	17690	Сикон С1 Зав. № 1625 Госреестр № 15236-03	12000	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,3 5,4
				B	ТЛО-10	17697					
				C	ТЛО-10	17684					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 16687-02	A	НАМИТ-10-2	41-2					
				B							
				C							
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М.01		806150319							
5	ПС №149 Мясново 110/10/6кВ, РУ-6кВ, 1СШ-6кВ, Фидер №23 бкВ	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 600/5 № 2473-05	A	ТЛМ-10	3930	СИКОН С1 Зав. № 1625 Госреестр № 15236-03	7200	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,9 4,0
				B	-	-					
				C	ТЛМ-10	3343					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 831-53	A	НТМИ-6	АУВВ					
				B							
				C							
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 27524-04	СЭТ4-ТМ.03.01		108076262							

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
6	ПС №149 Мясново 110/10/6кВ, РУ-6кВ, 1СШ-6кВ, Фидер № 25 6кВ	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 600/5 № 2473-05	А	ТЛМ-10	9742	СИКОН С1 Зав. № 1625 Госреестр № 15236-03	7200	Активная	1,2	5,9
				В	-	-					
				С	ТЛМ-10	9746					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 831-53	А	НТМИ-6	АУВВ					
				В							
				С							
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 27524-04	СЭТ4-ТМ.03.01		108076268		Реактивная	2,5	4,0			

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (30 минут).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
 - параметры сети: напряжение (от 0,99 до 1,01) U_n ; ток (от 1,0 до 1,2) I_n ; $\cos \varphi = 0,8$ инд.; частота ($50 \pm 0,15$) Гц;
 - температура окружающей среды: (23 ± 2) °С для счетчиков активной энергии ГОСТ 30206-94; (20 ± 2) °С для счетчиков реактивной энергии ГОСТ 26035-83.
4. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
 - для ТТ и ТН:
 - параметры сети: диапазон первичного напряжения (0,9 – 1,1) $U_{н1}$; диапазон силы первичного тока (от 0,01(0,05) до 1,2) $I_{н1}$; коэффициент мощности от $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5 до 1,0 (от 0,5 до 0,87); частота ($50 \pm 0,2$) Гц;
 - температура окружающего воздуха от минус 40 °С до 40 °С;
 - относительная влажность воздуха не более 98 % при 25 °С;
 - атмосферное давление от 86,0 до 106,7 кПа.
 - для счетчиков электрической энергии:
 - параметры сети: диапазон вторичного напряжения (от 0,9 до 1,1) $U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока (от 0,01 до 1,2) $I_{н2}$; диапазон коэффициента мощности от $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5 до 1,0 (от 0,5 до 0,87); частота ($50 \pm 0,2$) Гц;
 - магнитная индукция внешнего происхождения не более 0,5 мТл;
 - температура окружающего воздуха от минус 40 °С до 60 °С;
 - относительная влажность воздуха не более 90 % при 30 °С;
 - атмосферное давление от 70,0 до 106,7 кПа.
 - для аппаратуры передачи и обработки данных:
 - параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;
 - температура окружающего воздуха от минус 10 °С до 50 °С;
 - относительная влажность воздуха не более 80 % при 25 °С;
 - атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.
 - напряжение питающей сети $0,9 \cdot U_{ном}$ до $1,1 \cdot U_{ном}$;
 - сила тока от $0,05 I_{ном}$ до $1,2 I_{ном}$.
5. Погрешность в рабочих условиях указана для тока $5\% I_{ном}$ $\cos \varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от минус 10 °С до 35 °С.
6. Допускается замена компонентов АИИС КУЭ электроэнергии на аналогичные, утвержденных типов с такими же метрологическими характеристиками, приведенными в таблице 2. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчик – среднее время наработки на отказ: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03 – 90000 часов, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- УСПД Сикон С70 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 70\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ ч;
- УСПД Сикон С1 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 70\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ ч;
- УСВ-1 – среднее время наработки на отказ не менее 44000 часов;

- Надежность системных решений: наработки на отказ не менее 35000 часов;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее $T = 41000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 1$ ч.

Надежность системных решений:

- резервирование питания сервера БД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- журналах событий счетчика фиксируются факты:
 - попытка несанкционированного доступа;
 - факты связи со счетчиком, приведших к изменениям данных;
 - изменение текущего значения времени и даты при синхронизации времени;
 - отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
 - перерывы питания.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - ИВК;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрирование:
 - пароль на счетчике;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей;
 - ИВК.

Возможность коррекции времени в:

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

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - глубина хранения профиля нагрузки получасовых интервалов не менее 35 суток;
- ИВК – хранение результатов измерений не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Тулэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья» (ПС №149 Мясново, ПС №41 Перекоп, ПС №88 Ясенки).

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Тулэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья» (ПС №149 Мясново, ПС №41 Перекоп, ПС №88 Ясенки)

Наименование	Количество, шт.
Трансформатор тока ТПОЛ-10	4
Трансформатор тока ТЛО-10	6
Трансформатор тока ТЛМ-10	2
Трансформатор напряжения НАМИ-10-95	1

Продолжение таблицы 3

Наименование	Количество, шт.
Трансформатор напряжения НТМИ-6	2
Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03.01	6
Контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70	2
Контроллер сетевой индустриальный СИКОН С1	1
Методика поверки	1
Формуляр 13526821.4611.052.ЭД.ФО	21

Поверка

осуществляется по документу МП 63782-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Тулэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья» (ПС №149 Мясново, ПС №41 Перекоп, ПС №88 Ясенки). 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»; МИ 2845-2003 «Измерительные трансформаторы напряжения $6/\sqrt{3} \dots 35$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации»;
- по МИ 3195-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- по МИ 3196-2009. «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- для счетчиков СЭТ-4ТМ.03 – по документу ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- для СИКОН С1 – в соответствии с документом «Контроллеры сетевые индустриальные СИКОН С1. Методика поверки ВЛСТ 235.00.000И1» утвержденным ВНИИМС в 2008 году;
- для СИКОН С70 – в соответствии с документом «Контроллеры сетевые индустриальные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1» утвержденным ВНИИМС в 2005 году;
- 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 со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверки, оформленное в соответствии с приказом Минпромторга России № 1815 от 02.08.2015 года «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Тулэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья» (ПС №149 Мяново, ПС №41 Перекоп, ПС №88 Ясенки).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Тулэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья» (ПС №149 Мяново, ПС №41 Перекоп, ПС №88 Ясенки)

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 «РУСЭНЕРГОСБЫТ»
(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»)
ИНН 7706284124
105066, г. Москва, ул. Ольховская, д. 27, стр. 3
Тел./ Факс (495) 926-99-00/(495) 280-04-50

Испытательный центр

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

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

Тел./факс: (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.