

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «ТЭК-2»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «ТЭК-2» (далее - АИИС КУЭ), предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, передачи, хранения и отображения информации.

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 (далее – ИВК) АИИС КУЭ на базе «ИКМ-Пирамида», 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 двух 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.

Основным способом сбора информации является прямой опрос счетчиков сервером баз данных ИВК. Передача данных осуществляется с помощью GSM-стандарта мобильной связи. Вычисление величин энергопотребления и мощности с учетом коэффициентов трансформации трансформаторов тока и напряжения производится с помощью программного обеспечения на сервере. На сервер данные поступают по основным каналам связи (существующая сеть мобильной связи стандарта GSM).

Резервным способом сбора информации от счетчиков является обмен данным с серверами смежных субъектов:

- сервер ОАО МРСК Центра и Приволжья, филиал «Орелэнерго»;
- сервер ОАО МРСК Центра и Приволжья, филиал «Тулэнерго».

Данные передаются в формате 80020.

На сервере ОАО «ТЭК» создаются электронные документы, подписанные электронно-

цифровой подписью (ЭЦП). Отправка электронных документов в ОАО «АТС», Филиал ОАО «СО ЕЭС» РДУ и смежным субъектам ОРЭ осуществляется с сервера ОАО «ТЭК».

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая формируется на всех уровнях иерархии и включает в себя устройство синхронизации времени УСВ-2 на основе приемника сигналов точного времени от спутниковой глобальной системы позиционирования (GPS). Сличение времени часов ИВК с часами УСВ-2 происходит каждую секунду, коррекция проводится при расхождении более чем на ± 1 с. Часы счетчика синхронизируются от часов ИВК с периодичностью один раз в сутки, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и ИВК более чем на ± 1 с (программируемый параметр).

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сутки.

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

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
1	2
Идентификационное наименование ПО	ПО «Пирамида 2000»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	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 1-ого уровня АИИС КУЭ и метрологические характеристики ИК приведены в таблице 2

Таблица 2 – Состав 1-ого уровня АИИС КУЭ и метрологические характеристики ИК.

Номер ИК	Диспетчерское наименование присоединения	Состав 1-го уровня			К _{ТТ} ·К _{ТН} ·К _{Сч}	Наименование измеряемой величины	Вид энергии	Метрологические характеристики						
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ	Обозначение, тип					Заводской номер	Основная Погрешность ИК, ± %	Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %				
1	2	3		4	5	6	7	8	9	10				
1	ПС-220/110/10 кВ Мценск, ОРУ-110 кВ, 1СШ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Мценск – Плавск с отпайкой на ПС 110 кВ Коммаш	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 600/5 № 52261-12	A	ТГФМ-110-УХЛ1	835	132000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная	1,1	4,9			
				B	ТГФМ-110-УХЛ1	836								
				C	ТГФМ-110-УХЛ1	837								
		ТН-1	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 1188-84	A	НКФ110-83У1	60470						Реактивная	2,4	3,7
				B	НКФ110-83У1	60515								
				C	НКФ110-83У1	60298								
		ТН-2	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 922-54	A	НКФ-110	698019								
				B	НКФ-110	697955								
				C	НКФ-110	697972								
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{Сч} = 1 № 25971-03	EPQS 111.21.18LL		472605								

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
2	ПС-220/110/10 кВ Мценск, ОРУ-110 кВ, 2СШ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Мценск – Чернь с отпайкой на ПС 110 кВ Коммаш	ТТ	К _T = 0,2S К _{ТТ} = 600/5 № 52261-12	A	ТГФМ-110-УХЛ1	838	132000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	1,1 2,4	4,9 3,7
				B	ТГФМ-110-УХЛ1	839					
				C	ТГФМ-110-УХЛ1	840					
		ТН-2	К _T = 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 922-54	A	НКФ110	698019					
				B	НКФ110	697955					
				C	НКФ110	697972					
		ТН-1	К _T = 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 1188-84	A	НКФ110-83У1	60470					
				B	НКФ110-83У1	60515					
				C	НКФ110-83У1	60298					
		Счетчик	К _T = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 25971-03	EPQS 111.21.18LL		472606					
3	ПС 110/35/10 "Коммаш", отпайка от ВЛ 110 кВ Мценск-Плавск, 2 сш	ТТ	К _T = 0,5 К _{ТТ} = 150/5 № 2793-71	A	ТФНД-110М	12758	3300	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,7 4,1
				B	ТФНД-110М	12746					
				C	ТФНД-110М	13826					
		ТН	К _T = 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 1188-84	A	НКФ110-83У1	61859					
				B	НКФ110-83У1	60319					
				C	НКФ110-83У1	61350					
		Счетчик	К _T = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М.01		0810135440					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
4	ПС 110/35/10 "Коммаш", отпайка от ВЛ 110 кВ Мценск-Чернь, 1 сш	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 150/5 № 2793-71	A	ТФНД-110М	12228	3300	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,7 4,1
				B	ТФНД-110М	12237					
				C	ТФНД-110М	11623					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 1188-84	A	НКФ110-83У1	61761					
				B	НКФ110-83У1	61606					
				C	НКФ110-83У1	61786					
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М.01		0810136070							
5	ПС-220/110/10 кВ Мценск, ОРУ-110 кВ, ОСШ-110 кВ, ОВ-110 кВ	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 600/5 № 2793-71	A	ТФНД-110М	14008	132000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,7 4,1
				B	ТФНД-110М	14003					
				C	ТФНД-110М	14080					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 1188-84	A	НКФ110-83У1	60470					
				B	НКФ110-83У1	60515					
				C	НКФ110-83У1	60298					
		ТН2	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 922-54	A	НКФ-110	698019					
				B	НКФ-110	697955					
				C	НКФ-110	697972					
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 25971-03	EPQS 111.21.18LL		472249					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10				
6	ПС №56 110/35/10 кВ "Мордвес" 2 сш Ввод ВЛ 110 кВ "Кашира-Мордвес"	ТТ	К _Т = 0,2	A	ТРГ-110-П*	436	132000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная	1,0	2,9				
			К _{ТТ} = 600/5 № 26813-04	B	ТРГ-110-П*	437									
				C	ТРГ-110-П*	438									
		ТН	К _Т = 0,5	A	НКФ110-57	1042430									
			К _{ТН} = 110000/√3/100/√3	B	НКФ110-57	1042475									
			№ 1188-58	C	НКФ110-57	1042373									
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.01		0805114132							Реактивная	1,8	3,5

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. Нормальные условия:
параметры сети: напряжение (0,98 - 1,02) $U_{ном}$; ток (1 - 1,2) $I_{ном}$, $\cos\phi = 0,87$ инд.; температура окружающей среды $(23 \pm 2) ^\circ\text{C}$.
4. Рабочие условия:
параметры сети: напряжение (0,9 - 1,1) $U_{ном}$; ток (0,02(0,05) - 1,2) $I_{ном}$; $0,5 \text{ инд.} \leq \cos\phi \leq 0,8 \text{ емк.}$
допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус $60 ^\circ\text{C}$ до $40 ^\circ\text{C}$, для счетчиков от минус $40 ^\circ\text{C}$ до $60 ^\circ\text{C}$.
5. Погрешность в рабочих условиях указана для $0,02(0,05) \cdot I_{ном}$, $\cos\phi = 0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 10 до $30 ^\circ\text{C}$;
6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001 счетчики электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии.
7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 6 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Замена оформляется актом в установленном 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.03М – 140000 часов; для счетчиков типа EPQS – не менее 70 000 часов;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее $T = 41000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ 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

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «ТЭК-2».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «ТЭК-2».

Наименование	Количество, шт.
Трансформатор тока ТГФМ-110-УХЛ1	6
Трансформатор тока ТФНД-110М	9
Трансформатор тока ТРГ-110-П*	3
Трансформатор напряжения НКФ110-57	3
Трансформатор напряжения НКФ-110	3
Трансформатор напряжения НКФ110-83У1	9
Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03М	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный EPQS	3
АРМ оператора	1
Методика поверки	1
Паспорт формуляр 05.2015.ТЭК2-АУ.ФО-ПС	1
Технорабочий проект 05.2015.ТЭК2-АУ.ТРП	1

Поверка

осуществляется по документу МП 61227-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «ТЭК-2». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в июне 2015 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 2925-2005 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- 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.03М – по документу ИЛГШ.411152.145 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145 РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.;
- для счетчиков EPQS – в соответствии с методикой поверки РМ 1039597-20:2002 «Счетчики электрической энергии многофункциональные EPQS» утвержденной Государственной службой метрологии Литовской республики;
- 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 %.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «ТЭК-2».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «ТЭК-2»

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 «ПКФ «Тенинтер»
(ООО «ПКФ «Тенинтер»)

ИНН 7721777526

Адрес: РФ, 109428, г. Москва, пр-кт Рязанский, д. 10, стр.2, пом. VI, комн. 12

тел./факс: (495) 788-48-25/(495) 788-48-25

Испытательный центр

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

Юридический адрес:

119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

тел./факс: 8(495) 437-55-77

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. «___» _____ 2015 г.