

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Волжская ТГК» Саратовского региона (2-я очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Волжская ТГК» Саратовского региона (2-я очередь) (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ, построенная на основе контроллера измерительного программируемого «ВЭП-01» (Госреестр № 25556-03), представляет собой многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Измерительно-информационные каналы (ИИК) АИИС КУЭ состоят из трех уровней:

1-й уровень – информационно-измерительные комплексы, включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001, счетчики активной и реактивной электроэнергии класса точности по ГОСТ Р 52323-2005 (в части активной электроэнергии), по ГОСТ Р 52425-2005 (в части реактивной электроэнергии).

2-й уровень – измерительно-вычислительные комплексы электроустановок (ИВКЭ), включающие в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) ВЭП-01 (Госреестр № 25556-03, заводской № 20030300321), автоматизированное рабочее место (АРМ), линии связи сбора данных со счетчиков, аппаратуру передачи данных внутренних каналов связи.

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) состоит из «ВЭП-01» (заводской № 20030300333), сервера управления базы данных (СУБД), АРМ пользователей, системы обеспечения единого времени (СОЕВ), и аппаратуры приема-передачи данных.

Устройство 3-го уровня АИИС КУЭ («ВЭП-01») входит в состав системы автоматизированной измерительно-информационной коммерческого учета электрической энергии ОАО "Волжская ТГК" Саратовского региона (Госреестр № 37457-08).

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в 30 мин) 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 базе данных сервера ИВК АИИС КУЭ не менее 3,5 лет, отвечающих требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- доступ к информации и ее передачу в организации-участники оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого календарного времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ);
- передача журналов событий АИИС КУЭ.

Принцип действия:

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 преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной, реактивной, полной мощности и интегрированные по времени значения активной и реактивной энергии без учета коэффициентов трансформации. УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и информации о состоянии средств измерений со счетчика электрической энергии (один раз в 30 минут).

Передача цифрового сигнала с выходов счетчиков на входы УСПД осуществляется по интерфейсу RS-485.

В УСПД осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение результатов измерений и автоматическая передача накопленных данных на уровень ИВК, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

«ВЭП-01» автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД осуществляется по основному и резервному каналам:

- основной канал: Ethernet с дальнейшим преобразованием в формат волоконно-оптической линии связи (ВОЛС);
- резервный канал: телефонная сеть общего пользования с дальнейшим преобразованием в формат сети ВОЛС.

Информация с УСПД может быть получена на АРМ пользователей по сети Ethernet.

Также с УСПД информация передается на сервер баз данных. Передача данных на сервер осуществляется по основному и резервному каналам:

- основной канал: Ethernet с дальнейшим преобразованием в формат сети ВОЛС;
- резервный канал: телефонная сеть общего пользования с дальнейшим преобразованием в формат сети ВОЛС.

На сервере ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру. Сформированные архивные файлы автоматически сохраняются на «жестком» диске.

Для передачи информации заинтересованным субъектам организовано два канала передачи информации сети интернет: основной и резервный.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Волжская ТГК» Саратовского региона (2-я очередь) оснащена системой обеспечения единого времени СОЕВ. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время.

Устройство синхронизации системного времени обеспечивает синхронизацию времени через встроенный GPS приемник в промконтроллер «ВЭП-01». Сличение шкалы времени «ВЭП-01» и сигналов GPS приемника происходит ежечасно. Сличение шкалы времени «ВЭП-01» и шкалы времени УСПД происходит 1 раз в сутки. Сличение шкалы времени между счетчиком и УСПД осуществляется 1 раз в сутки. Коррекция осуществляется при обнаружении расхождения более чем на ± 1 с.

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

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сут.

Программное обеспечение

В состав программного обеспечения (далее по тексту – ПО) АИИС КУЭ входит ПО счетчиков, ПО УСПД, ПО СУБД, ПО АРМ на основе пакета программ «ВЭП 01».

Состав программного обеспечения АИИС КУЭ приведён в таблицах 1.1, 1.2

Таблица 1.1 – Метрологически значимые модули ПО (уровень ИВКЭ)

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
1	2	3	4	5	6
ВЭП 01	Модуль обмена с ПО ВУ, сбора данных, обеспечения прямого канала доступа	ver01	1.5	4ab5ae9f332aee2cdd697f1980364afe	MD5

Таблица 1.2 – Метрологически значимые модули ПО (уровень ИВК)

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
1	2	3	4	5	6
ВЭП 01	Программный модуль	ver_c	1.0.0.52	f5dc7c850041f5be92f63925a147df6c	MD5
	Модуль конфигурирования	client_c	1.0.0.26	2b24583b4c5ed7f0666a18277ead4f4f	
	Консольный сборщик	sTrawl2.exe	4.4.5.14	79aaec07e369c1ba70172137691a96b7	
	Сервер соединений	Connection-Server.exe	4.4.1.1	f97426a7c3dcc52d149b6740c81a9b74	
	Сборщик	Trawl.exe	4.4.1.2	35789a9fb52fa40cb5f8a62b8b791465	
	Конфигуратор	Config.exe	4.4.1.2	d9d40d69afe2d87d375ed6397d1be3ca	

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых электросчетчиков и измерительных трансформаторов.

ПО не влияет на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

Уровень защиты программного обеспечения системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Волжская ТГК» Саратовского региона (2-я очередь) от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИИК (1 - 2 уровень) АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Метрологические характеристики АИИС КУЭ в рабочих условиях эксплуатации приведены в таблице 3.

Таблица 2 – Состав ИИК АИИС КУЭ (1 - 2 уровень)

№ ИИК	Наименование объекта	Состав ИИК АИИС КУЭ (1 - 2 уровень)				Вид электро-энергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	ИВКЭ (УСПД)	
1	2	3	4	5	6	7
322	Саратовская ТЭЦ-1 КРУ-6 кВ 4 ш 6 кВ, ф. 614	ТОЛ-10-1 кл. т 0,5S Ктт = 400/5 Зав. №№ 29018, 30131, 29715 Госреестр № 15128-07	НТМИ-6 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 13099 Госреестр № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. Т 0,5S/1,0 Зав. № 0807090862 Госреестр № 27524-04	ВЭП-01 Зав.№ 20060300321 Госреестр № 25556-03	активная реактивная
323	Саратовская ТЭЦ-1 КРУ-6 кВ 3 ш 6 кВ, ф. 628	ТОЛ-10-1 кл. т 0,5S Ктт = 400/5 Зав. №№ 29017, 29016, 29015 Госреестр № 15128-07	НТМИ-6 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 1726 Госреестр № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. Т 0,5S/1,0 Зав. № 0808092031 Госреестр № 27524-04	ВЭП-01 Зав.№ 20060300321 Госреестр № 25556-03	активная реактивная

Таблица 3 – Метрологические характеристики АИИС КУЭ

Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$\delta_{1(2)\%}, I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$\delta_5 \%, I_5 \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$\delta_{20} \%, I_{20} \leq I_{изм} < I_{100} \%$	$\delta_{100} \%, I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120} \%$
322, 323 (ТТ 0,5s; ТН 0,5; Сч 0,5s)	1,0	± 3,0	± 1,9	± 1,8	± 1,8
	0,9	± 3,3	± 2,7	± 2,4	± 2,4
	0,8	± 3,7	± 2,9	± 2,5	± 2,5
	0,7	± 4,2	± 3,1	± 2,7	± 2,7
	0,5	± 5,9	± 3,8	± 3,1	± 3,1
Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$\delta_{1(2)\%}, I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$\delta_5 \%, I_5 \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$\delta_{20} \%, I_{20} \leq I_{изм} < I_{100} \%$	$\delta_{100} \%, I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120} \%$
322, 323 (ТТ 0,5s; ТН 0,5; Сч 1,0)	0,9	± 7,6	± 5,4	± 4,7	± 4,7
	0,8	± 6,0	± 4,8	± 4,4	± 4,4
	0,7	± 5,4	± 4,6	± 4,2	± 4,2
	0,5	± 4,9	± 4,4	± 4,1	± 4,1

Примечания:

1. Характеристики относительной погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
 - напряжение от 0,98·Уном до 1,02·Уном;

- сила тока от $I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$, $\cos\varphi=0,9$ инд;
 - температура окружающей среды: от 15 до 25 °С.
4. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
- напряжение питающей сети $0,9 \cdot U_{ном}$ до $1,1 \cdot U_{ном}$,
 - сила тока от $0,05 I_{ном}$ до $1,2 I_{ном}$ для ИИК 322, 323.
 - температура окружающей среды:
 - для счетчиков электроэнергии от минус 10 °С до плюс 35 °С;
 - для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;
 - для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001.
5. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Допускается замена компонентов системы на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик электроэнергии «СЭТ-4ТМ.03М» – среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов;
 - УСПД – среднее время наработки на отказ не менее 100000 часов.
 - сервер – среднее время наработки на отказ не менее 40000 часов.
- Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:
- для счетчика $T_v \leq 24$ часа;
 - для УСПД $T_v \leq 2$ часа;
 - для сервера $T_v \leq 1$ час;
 - для модема $T_v \leq 1$ час.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;
- панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;
- наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, СОЕВ, УСПД, сервере;
- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;
- защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий:

- фактов параметрирования счетчика;
 - фактов пропадания напряжения;
 - фактов коррекции времени.
- Возможность коррекции времени в:
- счетчиках (функция автоматизирована);
 - УСПД, сервере (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 114 суток; при отключении питания – не менее 10 лет при 25°С и не менее 2 лет при 50°С;
- УСПД – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу – не менее 45 суток; при отключении питания – не менее 3,5 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средства измерений – не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество, шт
1	2	3
1 Трансформатор тока	ТОЛ-10-I	6
2 Трансформатор напряжения	НТМИ-6	2
3 Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03М	2
4 Контроллер измерительный программируемый	ВЭП-01	2
5 Сервер	Многопроцессорный компьютер с ACPI 2x Intel Xeon, 3000 MHz (15 x 200); Intel Jarrell SE7520JR2 (6 DDR DIMM, Video, Dual Gigabit LAN, SCSI); Intel Lindenhurst E7520; 2048 Мб; DDR2-400 ECC DDR2 SDRAM; Intel(R) PRO/1000 MT Dual Port Network Connection (10.56.1.55)	1
6 ПО (комплект)	ВЭП 01	1
7 Методика поверки	МП 1684/550-2013	1
8 Паспорт-формуляр	СТПА.411711.СТ01.ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП 1684/550-2013 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Волжская ТГК» Саратовского региона (2-я очередь). Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» в августе 2013 года.

Основные средства поверки:

- для трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- для трансформаторов напряжения – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;
- для счётчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М - по методике поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, утверждённой ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10.09.2004 г.;
- для УСПД - по методике поверки МП 4220-001-36888188-2003, согласованной с ГЦИ СИ ФГУ Самарский ЦСМ от 09.04.03;
- Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (Госреестр № 27008-04).
- Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы, ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-011.
- Термометр по ГОСТ 28498-90, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50 °С, цена деления 1 °С.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе: «Методика (методы) измерений количества электроэнергии с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Волжская ТГК» Саратовского региона (2-я очередь)».

Свидетельство об аттестации методики измерений 015/01.00316-2011/2013 от 25.10.2013

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

1. ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.
2. ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
3. ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.
4. ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия.
5. ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.
6. ГОСТ Р 52323-2005 Аппаратура для измерения электроэнергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.
7. ГОСТ Р 52425-2005 Аппаратура для измерения электроэнергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ООО «СТАНДАРТ»

Адрес (юридический): 603009, г. Нижний Новгород, ул. Столетова, 6
Адрес (почтовый): 603146, г. Нижний Новгород, Клеверный проезд, д. 8
Телефон: (831) 461-54-67

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»).

Адрес : 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Телефон: (495) 544-00-00, 668-27-40, (499) 129-19-11

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30010-10 от 15.03.2010 г.

Заместитель

Руководителя Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.

«___» _____ 2013 г.