

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) комплектной мобильной ГТЭС №5 на полуострове Крым, Площадка №3 Западно-Крымская

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) комплектной мобильной ГТЭС №5 на полуострове Крым, Площадка №3 Западно-Крымская (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной энергии, коммерческого и технического учета электрической энергии и мощности, а также автоматизированного сбора, накопления, обработки, хранения и отображения информации об энергоснабжении. В частности, АИИС КУЭ, предназначена для использования в составе многоуровневых автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой трехуровневую информационно-измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения. Измерительные каналы (ИК) системы состоят из следующих уровней:

Первый уровень - измерительно-информационный комплекс (ИИК) состоит из установленных на объектах контроля трансформаторов тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторов напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001, счетчиков активной и реактивной электроэнергии, вторичных электрических цепей, технических средств каналов передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), в который входят устройство сбора и передачи данных (УСПД) типа RTU-327, обеспечивающее интерфейс доступа к ИИК и технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура).

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя сервер сбора и передачи данных, программное обеспечение (ПО), каналообразующую аппаратуру, рабочую станцию (АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, диагностики состояния средств измерений, формирования, подписания электронной цифровой подписью (ЭЦП) и отправки отчетов в программно - аппаратный комплекс коммерческого оператора (ПАК КО) АО «АТС» и заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Система обеспечивает измерение следующих основных параметров энергопотребления:

- 1) активной (реактивной) энергии за определенные интервалы времени по каналам учета, группам каналов учета и объекту в целом, с учетом временных (тарифных) зон, включая прием и отдачу энергии;
- 2) средних значений активной (реактивной) мощности за определенные интервалы времени по каналам учета, группам каналов учета и объекту в целом;
- 3) календарного времени и интервалов времени.

Кроме параметров энергопотребления (измерительной информации) в счетчиках и УСПД может храниться служебная информация: параметры качества электроэнергии в точке учета, регистрация различных событий, данные о корректировках параметров, данные о работоспособности устройств, перерывы питания и другая информация. Эта информация может по запросу пользователя передаваться на АРМ.

В АИИС КУЭ измерения и передача данных на верхний уровень происходят следующим образом. Аналоговые сигналы переменного тока с выходов измерительных трансформаторов поступают на входы счетчиков электроэнергии, которые преобразуют значения входных сигналов в цифровой код. Счетчики электроэнергии типа СЭТ-4ТМ.03 и Альфа А1800 производят измерения мгновенных и действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывают активную мощность ($P = U \cdot I \cdot \cos\varphi$) и полную мощность ($S = U \cdot I$). Реактивная мощность (Q) рассчитывается в счетчике по алгоритму $Q = (S^2 - P^2)^{0.5}$. Средние значения активной мощности рассчитываются путем интегрирования текущих значений P на 30-минутных интервалах времени.

По запросу или в автоматическом режиме измерительная информация передается в УСПД. В УСПД происходят косвенные измерения электрической энергии при помощи программного обеспечения, установленного на УСПД, далее информация поступает на сервер, где происходит накопление и отображение собранной информации при помощи АРМ.

Полный перечень информации, передаваемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных электросчетчиков, УСПД и уровнем доступа АРМ к базе данных. Для передачи данных (информации) об измеряемой величине от счетчиков до УСПД используются проводные линии связи. Для передачи данных (информации) об измеряемой величине от УСПД до ИВК (сервера) используется в качестве основного комбинированный канал связи, включающий в себя проводной, оптоволоконный и беспроводной (спутниковый) участки. Комбинированный канал связи использует протоколы Ethernet и TCP/IP. В качестве резервного канала передачи данных применяется GSM-сеть связи.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. В состав СОЕВ входят: устройство синхронизации системного времени (УССВ), счетчики электроэнергии, УСПД и сервер ИВК.

Синхронизация времени УСПД осуществляется по сигналам точного времени, принимаемым через GPS-приемник УССВ - 16HVS, подключенный к УСПД. Коррекция системного времени УСПД осуществляется один раз в сутки при расхождении показаний часов УСПД и УССВ - 16HVS на величину более ± 2 с.

Синхронизация времени ИВК осуществляется по данным, полученным от специализированного сервера точного времени посредством дополнительного модуля синхронизации времени ПО «АльфаЦЕНТР». Коррекция системного времени ИВК осуществляется один раз в час при расхождении показаний часов сервера ИВК и сервера точного времени на величину более ± 1 с.

Синхронизация показаний часов счетчиков электроэнергии происходит от времени УСПД. Корректировка времени счетчиков осуществляется один раз в сутки при расхождении показаний часов счетчика и УСПД на величину более ± 2 с.

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени при проведении измерений количества электрической энергии с точностью не хуже ± 5 с/сут.

Для защиты метрологических характеристик системы от несанкционированных изменений (корректировок) предусмотрена аппаратная блокировка, пломбирование средств измерений и учета, кроссовых и клеммных коробок, а также многоуровневый доступ к текущим данным и параметрам настройки системы (электронные ключи, индивидуальные пароли, коды оператора и программные средства для защиты файлов и баз данных).

Основные функции и эксплуатационные характеристики АИИС КУЭ соответствуют техническим требованиям оптового рынка электрической энергии и мощности для присвоения класса АИИС КУЭ. Система выполняет непрерывные автоматизированные измерения следующих величин: приращения активной электрической энергии, календарного времени, интервалов времени и коррекцию хода часов компонентов системы, а также сбор результатов и построение графиков получасовых нагрузок, необходимых для организации рационального контроля и учета энергопотребления. Параметры надежности трансформаторов тока и

напряжения, счетчиков электроэнергии и УСПД, входящих в состав АИИС КУЭ, соответствуют техническим требованиям к АИИС КУЭ субъекта ОРЭ. Для непосредственного подключения к отдельным счетчикам или УСПД (в случае, например, повреждения линии связи) предусматривается использование переносного компьютера типа Notebook с последующей передачей данных на уровень ИВК.

В системе обеспечена возможность автономного съема информации со счетчиков. Глубина хранения информации в системе не менее 3,5 лет. При прерывании питания все данные и параметры хранятся в энергонезависимой памяти. Предусмотрен самостоятельный старт УСПД после возобновления питания.

Все основные технические компоненты, используемые в АИИС КУЭ, являются средствами измерений и зарегистрированы в Государственном реестре средств измерений. Устройства связи, модемы различных типов, средства вычислительной техники (персональные компьютеры) отнесены к вспомогательным техническим компонентам и выполняют только функции передачи и отображения данных, получаемых от основных технических компонентов.

Программное обеспечение

ПО «АльфаЦЕНТР» строится на базе центров сбора и обработки данных, которые объединяются в иерархические многоуровневые комплексы и служат для объединения технических и программных средств, позволяющих собирать данные коммерческого учета со счетчиков электрической энергии и УСПД.

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерений электроэнергии в ИВКЭ, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

Идентификационные данные программного обеспечения, установленного в АИИС КУЭ мобильной ГТЭС №5 - Западно-Крымская, приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР».

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 15.07.04
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает защиту прав пользователей и входа с помощью пароля, защиту каналов передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «средний» в соответствии с разделом 4.5 Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические и технические характеристики.

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемых значений относительной погрешности АИИС КУЭ при измерении электрической энергии	приведены в таблице 3
Параметры питающей сети переменного тока:	
- напряжение, В	220±22
- частота, Гц	50±1

Окончание таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Температурный диапазон окружающей среды для: - счетчиков электрической энергии измерительно-информационных комплексов (ИИК) №1-4, °С - трансформаторов тока и напряжения, °С	от +15 до +35 от -30 до +40
Мощность, потребляемая вторичной нагрузкой, подключаемой к ТТ и ТН, % от номинального значения	от 25 до 100*
Потери напряжения в линии от ТН к счетчику, %, не более	0,25
Первичные номинальные напряжения, кВ	110; 12; 0,4
Первичные номинальные токи, кА	2,0; 0,4; 0,3; 0,1
Номинальное вторичное напряжение, В	120; 100
Номинальный вторичный ток, А	5
Количество точек измерений, шт.	4
Интервал задания границ тарифных зон, мин	30
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов, с	±5
Средний срок службы системы, лет	15
<p>Примечания</p> <p>1 * - для трансформаторов с малыми номинальными вторичными нагрузками (до 10 В·А) нижний предел вторичных нагрузок соответствует значениям, указанным в ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001.</p> <p>2 Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерений электроэнергии в ИВКЭ, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.</p>	

Таблица 3 - Пределы допускаемых относительных погрешностей ИК при измерении электрической энергии, для рабочих условий эксплуатации, %

Пределы допускаемой относительной погрешности измерения активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИИК	cosφ	$d_{1(2)} \%$,	$d_5 \%$,	$d_{20} \%$,	$d_{100} \%$,
		$W_{PI(2)\%} \text{ £ } W_{PI\text{изм}}$ < $W_{PI 5\%}$	$W_{PI 5\%} \text{ £ } W_{PI\text{изм}}$ < $W_{PI 20\%}$	$W_{PI 20\%} \text{ £ } W_{PI\text{изм}}$ < $W_{PI 100\%}$	$W_{PI 100\%} \text{ £ } W_{PI\text{изм}}$ < $W_{PI 120\%}$
1	1,0	-	±1,1	±0,8	±0,8
	0,8	-	±1,5	±1,0	±0,9
	0,5	-	±2,2	±1,4	±1,2
2, 3	1,0	-	±1,8	±1,0	±0,8
	0,8	-	±2,9	±1,6	±1,2
	0,5	-	±5,3	±2,7	±1,9
4	1,0	±1,2	±0,8	±0,8	±0,8
	0,8	±1,5	±1,1	±0,9	±0,9
	0,5	±2,2	±1,4	±1,2	±1,2

Окончание таблицы 3

Пределы допускаемой относительной погрешности измерения реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИИК	sinφ	$d_{1(2)\%},$	$d_5 \%,$	$d_{20\%},$	$d_{100\%},$
		$W_{QI 2\%} \leq W_{QI \text{ изм}} < W_{QI 5\%}$	$W_{QI 5\%} \leq W_{QI \text{ изм}} < W_{QI 20\%}$	$W_{QI 20\%} \leq W_{QI \text{ изм}} < W_{QI 100\%}$	$W_{QI 100\%} \leq W_{QI \text{ изм}} < W_{QI 120\%}$
1	1,0	-	±1,8	±1,7	±1,6
	0,5	-	±2,7	±2,0	±1,8
2, 3	1,0	-	±1,8	±1,0	±0,8
	0,5	-	±5,3	±2,7	±1,8
4	1,0	±1,9	±1,5	±1,5	±1,5
	0,5	±2,7	±2,2	±1,8	±1,8

Таблица 4 - Состав ИИК АИИС КУЭ

№ ИИК	Наименование ИК	Состав 1-го и 2-го уровней ИК			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВКЭ (УСПД)
1	2	3	4	5	6
1	ТГ-5	780I-202-5 2000/5 Кл. т. 0,2 Зав. № 52681714 Зав. № 52681711	PTW5-2- 110- SD02442FF 12000/120 Кл. т. 0,2 Зав. № 52662918 Зав. № 52662919	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01275739	RTU-327LV- E2-B06-M02 Зав. № 008581
2	ТСН-TN52	ASK-63.4 400/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 08H 92171504 Зав. № 08H 92171512 Зав. № 08H 92171517	-	СЭТ- 4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0104081549	RTU-327LV- E2-B06-M02 Зав. № 008581
3	ТСН-TN51	ASK-31.4 100/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 08G 92118438 Зав. № 08G 92118454 Зав. № 08G 92118455	-	СЭТ- 4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0104081523	RTU-327LV- E2-B06-M02 Зав. № 008581

Окончание таблицы 4

1	2	3	4	5	6
4	Ввод 110 кВ Т-5	ТАТ 300/5 Кл. т. 0,2S Зав. № GD13/632P109207 Зав. № GD13/632P109208 Зав. № GD13/632P109209	EMF 145 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Зав. № 1HSE 8777945 Зав. № 1HSE 8777946 Зав. № 1HSE 8777947	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01283841	RTU-327LV- E2-B06-M02 Зав. № 008581

Пределы допускаемой относительной погрешности измерения средней получасовой мощности и энергии для любого измерительного канала системы на интервалах усреднения получасовой мощности, на которых не производится корректировка времени (d_p), рассчитываются по следующей формуле (на основании считанных по цифровому интерфейсу показаний счетчика о средней получасовой мощности, хранящейся в счетчике в виде профиля нагрузки в импульсах):

$$d_p = \pm \sqrt{d_s^2 + \frac{K \times K_e \times 100}{e \times 1000 \times P \times T_{cp}} \frac{\sigma^2}{\bar{\sigma}}}, \text{ где}$$

d_p - пределы допускаемой относительной погрешности измерения средней получасовой мощности и энергии, %;

d_s - пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении электроэнергии (таблица 3), %;

K - масштабный коэффициент, равный общему коэффициенту трансформации трансформаторов тока и напряжения;

K_e - внутренняя константа счетчика (величина эквивалентная 1 импульсу), Вт·ч;

T_{cp} - величина интервала усреднения мощности, ч;

P - величина измеренной средней мощности с помощью системы на данном интервале усреднения, кВт.

Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерения средней мощности для любого измерительного канала системы на интервалах усреднения мощности, на которых производится корректировка времени, рассчитываются по следующей формуле:

$$d_{p, \text{корр.}} = \frac{\Delta t}{3600 \times T_{cp}} \times 100 \%, \text{ где}$$

Δt - величина произведенной корректировки значения текущего времени в счетчиках, с;

T_{cp} - величина интервала усреднения мощности, ч.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (мощности) комплектной мобильной ГТЭС №5 на полуострове Крым, Площадка №3 Западно-Крымская, типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входят документы и оборудование, указанные в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Количество
Трансформаторы тока	11 шт.
Трансформаторы напряжения	5 шт.
Счетчики электрической энергии	4 шт.
Устройства сбора и передачи данных (RTU-327LV)	1 шт.
Преобразователь интерфейсов MOXA NPort 5130	1 шт.
Устройство синхронизации времени (УССВ-16HVS)	1 шт.
Сотовый модем Siemens TC35i	2 шт.
Коммутатор Cisco Catalyst 2960	2 шт.
Маршрутизатор Cisco Catalyst 2801	1 шт.
Коммутатор HP V1910-48G	1 шт.
ИБК HP Proliant DL160G5 Xeon E 5405/ОЗУ-1GB/ НЖМД-2x250Gb	1 шт.
Источник бесперебойного питания (ИБП) APC Smart-UPS 1500RM	1 шт.
Персональный компьютер на базе Notebook	1 шт.
Паспорт-формуляр ГТЭС0016.142-АУЭ.ФО	1 экз.
Методика поверки ГТЭС0016.142-АУЭ.МП	1 экз.
Инструкция по эксплуатации КТС ГТЭС0016.142-АУЭ.ИЭ	1 экз.
Программное обеспечение для настройки электросчетчиков («MeterCat 3.2.1»; «Конфигуратор СЭТ-4ТМ»)	1 шт.
Программное обеспечение для настройки УСПД RTU-327	1 шт.
Программный пакет АС_РЕ_100 «АльфаЦЕНТР»	1 шт.

Поверка

осуществляется по документу ГТЭС0016.142-АУЭ.МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) комплектной мобильной ГТЭС №5 на полуострове Крым, Площадка №3 Западно-Крымская. Методика поверки», утвержденному ООО «ИЦРМ» в сентябре 2016 года.

Основные средства поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;

- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;

- средства поверки счетчиков электрической энергии трехфазных многофункциональных Альфа А1800 в соответствии с документами «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки. ДЯИМ.411152.018 МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г. и «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Дополнение к методике поверки ДЯИМ.411152.018 МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2012 г.;

- средства поверки счетчиков электрической энергии многофункциональных СЭТ-4ТМ.03 в соответствии с документом «Счётчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03. Руководство по эксплуатации. Приложение Г. Методика поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1», утвержденным ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2004 г.;

- средства поверки устройства сбора и передачи данных RTU-327 в соответствии с документом «Устройства сбора и передачи данных серии RTU-327. Методика поверки. ДЯИМ.466215.007 МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.;

- радиочасы «МИР РЧ-01», пределы допускаемой погрешности привязки переднего фронта выходного импульса к шкале координированного времени UTC, ±1мкс, ГР № 27008-04.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик, поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится в формуляр или на свидетельство о поверке, оформленное в соответствии с приказом Минпромторга России № 1815 от 02.07.2015 года «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе: «Методика (метод) измерений количества электрической энергии с использованием АИИС КУЭ мобильной ГТЭС №5 - Западно-Крымская. Свидетельство об аттестации № 90-01.00203-2016 от 20.05.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (мощности) комплектной мобильной ГТЭС №5 на полуострове Крым, Площадка №3 Западно-Крымская

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

2 ГОСТ 8.596-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения»

3 ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия»

4 ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия»

5 ГОСТ Р 52323-2005. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S

6 ГОСТ Р 52425-2005. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии

Изготовитель

Акционерное общество «Мобильные газотурбинные электрические станции»
(АО «Мобильные ГТЭС»), ИНН 7706627050

Юридический (почтовый) адрес: 121353, г. Москва, ул. Беловежская, д. 4, блок Б
Тел./Факс (495) 782-39-60/61; E-mail: info@mobilegtes.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»
(ООО «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»), ИНН 7714348389

Адрес: 125040, г. Москва, ул. Ямского поля 3-я, д.2, к. 12

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Испытательный центр разработок в области метрологии» (ООО «ИЦРМ»)

Юридический адрес: 142704, Московская область, Ленинский район, г. Видное, Промзона тер., корпус 526

Тел.: (495) 278-02-48; E-mail: info@ic-rm.ru

Аттестат аккредитации ООО «ИЦРМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311390 от 18.11.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2016 г.