

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности (АИИС КУЭ) мобильной ГТЭС, размещенной на территории Калининградской ТЭЦ-1

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности (АИИС КУЭ) мобильной ГТЭС, размещенной на территории Калининградской ТЭЦ-1 (далее – АИИС КУЭ мобильной ГТЭС на ТЭЦ-1) предназначена для измерений, коммерческого и технического учета электрической энергии и мощности, а также автоматизированного сбора, накопления, обработки, хранения и отображения информации об энергоснабжении. В частности, АИИС КУЭ мобильной ГТЭС на ТЭЦ-1, 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 мобильной ГТЭС на ТЭЦ-1 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, подготовки и отправки отчетов в ПАК КО ОАО «АТС» и заинтересованным субъектам ОРЭ.

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 мобильной ГТЭС на ТЭЦ-1 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 типа Альфа и Альфа А1800

производят измерения мгновенных и действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывают активную мощность ($P = U \cdot I \cdot \cos\phi$) 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 проводные и оптоволоконные участки. Комбинированный канал связи использует протоколы Ethernet и TCP/IP. В качестве резервного канала передачи данных применяется GSM-сеть связи.

АИИС КУЭ мобильной ГТЭС на ТЭЦ-1 имеет 1 независимое устройство синхронизации времени (УССВ), от которого производится синхронизация УСПД. Коррекция системного времени УСПД производится не реже одного раза в час по сигналам от устройства синхронизации системного времени (УССВ) на основе GPS-приемника, подключенного к УСПД.

Коррекция системного времени ИВК (сервера) производится не реже одного раза в сутки. В качестве источника точного времени выступает УСПД, включающее в себя устройство синхронизации времени (УССВ), синхронизирующее время УСПД от спутников GPS.

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 мобильной ГТЭС на ТЭЦ-1 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 компьютер высшего уровня.

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 мобильной ГТЭС на ТЭЦ-1, являются средствами измерений и зарегистрированы в Государственном реестре средств измерений. Устройства связи, модемы различных типов, пульта оператора, 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 допускаемых относительных погрешностей измерений активной и реактивной электроэнергии для разных тарифных зон не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов УСПД, а определяются классом точности применяемых ТТ, (класс точности 0,2; 0,2S; 0,5S; 0,5), ТН (класс точности 0,2) и электросчетчиков (класс точности 0,2S/0,5; 0,5S/1).

Предел 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 на ТЭЦ-1, приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО «Альфа ЦЕНТР»	Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД (amra.exe)	Альфа Центр АС_РЕ_100 15.05.01.01	4b2c8c46e39b5c6c9a8d3 b8120d5d825	MD5
	Библиотека шифрования пароля счетчиков (encryptdll.dll)		0939ce05295fbcbbba400 eeae8d0572c	
	Библиотека сообщений планировщика опросов (alphamess.dll)		b8c331abb5e34444170ee e9317d635cd	
	Метрологически значимая часть ПО (ac_metrology.dll)		3e736b7f380863f44cc8e 6f7bd211c54	

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

Параметр	Значение
Пределы допускаемых значений относительной погрешности АИИС КУЭ при измерении электрической энергии.	Значения пределов допускаемых погрешностей приведены в таблице 3
Параметры питающей сети переменного тока: - напряжение, В - частота, Гц	220± 22 50 ± 1
Температурный диапазон окружающей среды для: - счетчиков электрической энергии (ИИК №1-4), °С - счетчиков электрической энергии (ИИК №5), °С - трансформаторов тока и напряжения, °С	от +5 до +35 от -15 до +35 от -20 до +40
Индукция внешнего магнитного поля в местах установки счетчиков, не более, мТл	0,5
Мощность, потребляемая вторичной нагрузкой, подключаемой к ТТ и ТН, % от номинального значения	25-100
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; 0,6; 0,4; 0,3; 0,1
Номинальное вторичное напряжение, В	120; 100
Номинальный вторичный ток, А	5
Количество точек измерений, шт.	5
Интервал задания границ тарифных зон, минут	30
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов, секунд	±5
Средний срок службы системы, лет	15

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

№ ИК	Состав ИИК	cos φ (sin φ)	$\delta_{1(2)\%I}$ $I_{1(2)\%} \leq I < I_{5\%}$	$\delta_{5\%I}$ $I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	$\delta_{20\%I}$ $I_{20\%} < I \leq I_{100\%}$	$\delta_{100\%I}$ $I_{100\%} < I \leq I_{120\%}$
1	ТТ класс точности 0,2 ТН класс точности 0,2 Счетчик класс точности 0,2S (активная энергия)	1	Не нормируется	±1,1	±0,8	±0,8
		0,8 (емк.)	Не нормируется	±1,5	±1,0	±1,0
		0,5 (инд.)	Не нормируется	±2,2	±1,4	±1,2
	ТТ класс точности 0,2 ТН класс точности 0,2 Счетчик класс точности 0,5 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	Не нормируется	±2,5	±1,9	±1,8
		0,5 (0,87)	Не нормируется	±2,2	±1,8	±1,8

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7
2,3	ТТ класс точности 0,5 ТН отсутствует Счетчик класс точности 0,5S (активная энергия)	1	Не нормируется	±2,2	±1,6	±1,5
		0,8 (емк.)	Не нормируется	±3,3	±2,2	±1,9
		0,5 (инд.)	Не нормируется	±5,6	±3,1	±2,4
	ТТ класс точности 0,5 ТН отсутствует Счетчик класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	Не нормируется	±5,2	±3,0	±2,4
		0,5 (0,87)	Не нормируется	±3,6	±2,3	±2,1
4	ТТ класс точности 0,2S ТН класс точности 0,2 Счетчик класс точности 0,2S (активная энергия)	1	±1,2	±0,8	±0,8	±0,8
		0,8 (емк.)	±1,5	±1,1	±1,0	±1,0
		0,5 (инд.)	±2,2	±1,4	±1,2	±1,2
	ТТ класс точности 0,2S ТН класс точности 0,2 Счетчик класс точности 0,5 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	±3,1	±1,8	±1,3	±1,2
		0,5 (0,87)	±2,4	±1,5	±1,1	±1,1
5	ТТ класс точности 0,5S ТН отсутствует Счетчик класс точности 0,5S (активная энергия)	1	±2,6	±2,0	±1,9	±1,9
		0,8 (емк.)	±3,8	±3,0	±2,7	±2,7
		0,5 (инд.)	±5,9	±3,7	±3,1	±3,1
	ТТ класс точности 0,5S ТН отсутствует Счетчик класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	±8,4	±4,8	±3,2	±3,0
		0,5 (0,87)	±6,3	±3,9	±2,8	±2,8

Таблица 4 – Состав ИИК АИИС КУЭ

Канал учета		Средство измерений	
№ ИК	Наименование объекта учета (по документации энергообъекта)	Вид СИ	Тип, метрологические характеристики, зав. №, № Госреестра
1	ТГ-1	ТТ	780I-202-5 $I_1/I_2 = 2000/5$; класс точности 0,2 №№ 52324977; 52324975 ГР № 51411-12
		ТН	PTW5-2-110-SD02442FF $U_1/U_2 = 12000/120$; класс точности 0,2 №№ 52335842; 52335841 ГР № 51410-12
		Счетчик	Альфа А1800; (мод. А1802RAL-P4GB-DW-4) класс точности 0,2S/0,5 № 01246811 $I_{ном} = 5$ А ГР № 31857-11
2	ТСН-1.2	ТТ	ASK, EASK, (E)ASK(D) (мод. ASK 63.4) $I_1/I_2 = 400/5$; класс точности 0,5 №№ 07А 91122745; 07А 91122747; 07А 91122749 ГР № 31089-06
		ТН	нет
		Счетчик	Альфа (мод. А2R-4-AL-C29-Т+) класс точности 0,5S/1,0 № 01149137 $I_{ном} = 5$ А ГР № 14555-02
3	ТСН-1.1	ТТ	ASK, EASK, (E)ASK(D) (мод. ASK 31.4) $I_1/I_2 = 100/5$; класс точности 0,5 №№ 07/51141; 07/51146; 07/51154 ГР № 31089-06
		ТН	нет
		Счетчик	Альфа (мод. А2R-4-AL-C29-Т+) класс точности 0,5S/1,0 № 01144763 $I_{ном} = 5$ А ГР № 14555-02

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
4	Ввод 110 кВ Т-3	ТТ	ТАТ I ₁ /I ₂ = 300/5; класс точности 0,2S №№GD13/632P112801; GD13/632P112802; GD13/632P112803 ГР № 29838-11
		ТН	EMF 52-170 (мод. EMF 145) U ₁ /U ₂ = 110000/√3/100/√3 класс точности 0,2 №№ 8829621; 8829622; 8829623 ГР № 47847-11
		Счетчик	Альфа А1800; (мод. А1802RAL-P4GB-DW-4) класс точности 0,2S/0,5 № 01202460 I _{ном} = 5 А ГР № 31857-06
5	КТП СН 10/0,4 кВ ввод РУ 0,4 кВ СН мобильных ГТЭС	ТТ	ТШЛ (мод. ТШЛ-0,66-III-1) I ₁ /I ₂ = 600/5; класс точности 0,5S №№ 6428; 6429; 6430 ГР № 47957-11
		ТН	нет
		Счетчик	Альфа А1800 (мод. А1805RL-P4GB-DW-4) класс точности 0,5S/1,0 № 01202929 I _{ном} = 5 А ГР № 31857-06
Примечание: 1. Измерительные каналы № 1-5 подключены к устройству сбора и передачи данных RTU-327 (мод. RTU-327LV) (зав. № 008576); госрестр №41907-09			

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):

$$d_p = \pm \sqrt{d_s^2 + \frac{K_e \times 100\%}{1000 P_{cp}} \frac{\sigma^2}{\bar{x}}}, \text{ где}$$

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

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

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

K_e – внутренняя константа счетчика (величина эквивалентная 1 импульсу, выраженному в Вт×ч);

T_{cp} – величина интервала усреднения мощности, выраженная в часах;

P – величина измеренной средней мощности с помощью системы на данном интервале усреднения, выраженная в 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:

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

Dt – величина произведенной корректировки значения текущего времени в счетчиках, выраженная в секундах;

T_{cp} – величина интервала усреднения мощности, выраженная в часах.

Знак утверждения типа

наносится на титульных листах эксплуатационной документации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности (АИИС КУЭ) мобильной ГТЭС, размещенной на территории Калининградской ТЭЦ-1, типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Таблица 5 - Документация и оборудование, поставляемые в комплекте с АИИС КУЭ

Наименование	Необходимое количество для АИИС КУЭ мобильной ГТЭС на ТЭЦ-1
Трансформаторы тока	14 шт.
Трансформаторы напряжения	5 шт.
Счетчики электрической энергии	5 шт.
Устройства сбора и передачи данных	1 шт.
ИБК HP Proliant DL160G5 Xeon E 5405/O3Y-1GB/НЖМД-2x250Gb	1 шт.
Устройство синхронизации времени (УССВ-16HVS, УССВ-35HVS)	1 шт.
Источник бесперебойного питания (ИБП) Ippon Innova RT-1500	1 шт.
Источник бесперебойного питания (ИБП) APC Smart-UPS 1500RM	1 шт.
Сотовый модем Cinterion MC52i Terminal	1 шт.
Сотовый модем Siemens TC35i	1 шт.
Коммутатор Cisco Catalyst 2950	1 шт.
Коммутатор HP V1910-48G	1 шт.
Инженерный пульт на базе Notebook	1 шт.
Формуляр НВЦП.422200.086.ФО	1(один) экземпляр
Методика поверки НВЦП.422200.086.МП	1(один) экземпляр
Руководство по эксплуатации НВЦП.422200.086.РЭ	1(один) экземпляр
Программное обеспечение для настройки электросчетчиков. («MeterCat 3.2.1»; «APLHAPLUS_W_1.30»)	Состав программных модулей определяется заказом потребителя

Продолжение таблицы 5

Наименование	Необходимое количество для АИИС КУЭ мобильной ГТЭС на ТЭЦ-1
Программное обеспечение для настройки УСПД RTU-327	Состав программных модулей определяется заказом потребителя
Программный пакет АС_РЕ_100 «Альфа-ЦЕНТР». Версия 15.05.01.01	Состав программных модулей определяется заказом потребителя

Поверка

осуществляется по документу НВЦП.422200.086.МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности (АИИС КУЭ) мобильной ГТЭС, размещенной на территории Калининградской ТЭЦ-1. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в декабре 2015 г.

Перечень основных средств 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 многофункциональных микропроцессорных счетчиков электрической энергии типа Альфа в соответствии с документом «Многофункциональные счетчики электрической энергии типа Альфа. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»;
- средства поверки многофункциональных микропроцессорных счетчиков электрической энергии типа Альфа А1800 в соответствии с документом МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в мае 2006 г.;
- средства поверки устройств 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 ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.;
- радиочасы «МИР РЧ-01», пределы допускаемой погрешности привязки переднего фронта выходного импульса к шкале координированного времени UTC, ± 1 мс, ГР № 27008-04.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе: «Методика (метод) измерений количества электрической энергии с использованием АИИС КУЭ мобильной ГТЭС, размещенной на территории Калининградской ТЭЦ-1. НВЦП.422200.086.МИ».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности (АИИС КУЭ) мобильной ГТЭС, размещенной на территории Калининградской ТЭЦ-1

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».

Изготовитель

Акционерное общество «Электроцентроналадка» (АО «ЭЦН»)
ИНН 7730035496
Адрес: 121059, г. Москва, Бережковская наб., д.16 корп. 2
Тел./факс: (495) 221-67-00 / (499) 240-45-79
E-mail: ao@ecn.ru, www.ecn.ru

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.