

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром добыча Уренгой» УПП-9

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром добыча Уренгой» УПП-9 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени технологическими объектами ОАО «Газпром» ООО «Газпром добыча Уренгой», автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

Измерительные каналы состоят из трех уровней АИИС КУЭ:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – устройство сбора и передачи данных (УСПД) на базе RTU-327, устройство синхронизации системного времени (УССВ) и технические средства приема-передачи данных.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД), устройство синхронизации системного времени (УССВ), АРМы и программное обеспечение (ПО) «АльфаЦентр».

Первичные 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 и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Измерительная информация на выходе счетчиков без учета коэффициентов трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

- средняя на интервале 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает в преобразователь интерфейсов RS-485/Ethernet, и далее посредством модема SHDSL на УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение и передача полученных данных спутниковому каналу связи на сервер ООО «Газпром энерго», а также отображение информации на подключенных к УСПД автоматических рабочих местах.

В случае сбоя работы основного канала связи сервер ООО «Газпром энерго» производит опрос УСПД по резервным ТЧ и GSM каналам.

На верхнем уровне системы выполняется обработка измерительной информации, её формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача информации в ПАК АО «АТС», в АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется с сервера по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности, с возможностью использования электронно-цифровой подписи через автоматизированные рабочие места АО «Межрегионэнергосбыт» и ООО «Газпром энерго».

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя УССВ на основе ГЛОНАСС/GPS-приемника точного времени, часы сервера БД, УСПД и счетчиков. Время сервера БД ИВК синхронизировано со временем приемника, сличение 1 раз в 30 минут. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов приемника и сервера БД на  $\pm 1$  с. Время УСПД синхронизировано со временем приемника, сличение 1 раз в 30 минут. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов приемника и УСПД на  $\pm 1$  с. Сличение времени часов счетчиков с временем часов УСПД осуществляется во время сеанса связи, корректировка времени часов счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем часов УСПД  $\pm 1$  с.

Журналы событий счетчика электроэнергии, УСПД, сервера БД отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦентр». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблицах 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦентр»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.1
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

### Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2 - 4.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер и наименование ИК		ТТ		ТН		Счетчик	УСПД/УССВ/Сервер
1		2		3		4	5
1	ПС 110 кВ УГП-9, ЗРУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, яч. 9	A	ТВЛМ-10 Кл.т 0,5 100/5 Пер. № 1856-63	A	НТМИ-6-66 <sup>(1)</sup> Кл.т 0,5 6000/100 Пер. № 2611-70	ЕА05RL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Пер. № 16666-97	RTU-327 Пер. № 41907-09  УССВ-2 Пер. № 54074-13  Сервер Stratus FT Server 4700 P4700-2S
		C		B			
2	ПС 110 кВ УГП-9, ЗРУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, яч. 11	A	ТВЛМ-10 Кл.т 0,5 300/5 Пер. № 1856-63	A	НТМИ-6-66 <sup>(1)</sup> Кл.т 0,5 6000/100 Пер. № 2611-70	ЕА05RL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Пер. № 16666-97	
		C		B			
3	ПС 110 кВ УГП-9, ЗРУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, яч. 13	A	ТВЛМ-10 Кл.т 0,5 150/5 Пер. № 1856-63	A	НТМИ-6-66 <sup>(1)</sup> Кл.т 0,5 6000/100 Пер. № 2611-70	ЕА05RL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Пер. № 16666-97	
		C		B			
4	ПС 110 кВ УГП-9, ЗРУ-6 кВ, 1СШ 6кВ, яч.15	A	ТВЛМ-10 Кл.т 0,5 150/5 Пер. № 1856-63	A	НТМИ-6-66 <sup>(1)</sup> Кл.т 0,5 6000/100 Пер. № 2611-70	ЕА05RL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Пер. № 16666-97	
		C		B			
5	ПС 110 кВ УГП-9, ЗРУ-6 кВ, 2СШ 6кВ, яч.8	A	ТЛО-10 Кл.т 0,2S 100/5 Пер. № 25433-03	A	НТМИ-6-66 <sup>(2)</sup> Кл.т 0,5 6000/100 Пер. № 2611-70	ЕА05RL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Пер. № 16666-97	
		C		B			C
6	ПС 110 кВ УГП-9, ЗРУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, яч. 12	A	ТЛО-10 Кл.т 0,2S 100/5 Пер. № 25433-03	A	НТМИ-6-66 <sup>(2)</sup> Кл.т 0, 5 6000/100 Пер. № 2611-70	ЕА05RL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Пер. № 16666-97	
		C		B			C
7	ПС 110 кВ УГП-9, ЗРУ-6 кВ, 2СШ 6кВ, яч.14	A	ТВЛМ-10 Кл.т 0,5 300/5 Пер. № 1856-63	A	НТМИ-6-66 <sup>(2)</sup> Кл.т 0, 5 6000/100 Пер. № 2611-70	ЕА05RL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Пер. № 16666-97	
		C		B			C
8	ПС 110 кВ УГП-9, ЗРУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, яч. 16	A	ТВЛМ-10 Кл.т 0,5 150/5 Пер. № 1856-63	A	НТМИ-6-66 <sup>(2)</sup> Кл.т 0,5 6000/100 Пер. № 2611-70	ЕА05RL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Пер. № 16666-97	
		C		B			C
9	ПС 110 кВ УГП-9, ЗРУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, яч. 18	A	ТВЛМ-10 Кл.т 0,5 150/5 Пер. № 1856-63	A	НТМИ-6-66 <sup>(2)</sup> Кл.т 0,5 6000/100 Пер. № 2611-70	ЕА05RL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Пер. № 16666-97	
		C		B			C

**Примечания:**

- 1 Допускается замена ТТ, ТН, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
- 2 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденных типов.
- 3 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.				
4	<sup>(1)</sup>	Указанный трансформатор напряжения подключен к четырем счетчикам измерительных каналов №№ 1-4.		
5	<sup>(2)</sup>	Указанный трансформатор напряжения подключен к пяти счетчикам измерительных каналов №№ 5-9		

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности, ( $\pm d$ ), %	Границы погрешности в рабочих условиях, ( $\pm d$ ), %
1-4, 7-9	Активная	1,2	3,4
	Реактивная	2,4	5,8
5, 6	Активная	1,0	2,5
	Реактивная	1,8	6,6

Примечания:  
1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая)  
2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности  $P = 0,95$ .

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	9
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 5 до 120 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения ИВКЭ, °С - температура окружающей среды в месте расположения ИВК, °С	от 90 до 110 от 1 (5) до 120 0,5 <sub>инд</sub> до 0,8 <sub>емк</sub> от -45 до +40  от -10 до +40 от -1 до +40 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков ЕвроАльфа: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для RTU-327: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УССВ-2: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	50000 2  35000 2  50000 2

Продолжение таблицы 4

1	2
для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	50000 1
Глубина хранения информации: счетчики ЕвроАльфа: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее УСПД RTU-327: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее сервер: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 5 45 5 3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±5

**Надежность системных решений:**

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

**Регистрация событий:**

- в журнале событий счетчика:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике.
- Журнал УСПД:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения.

**Защищенность применяемых компонентов:**

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчетчика;
  - промежуточные клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - УСПД;
  - сервера БД.
- защита информации на программном уровне:
  - результатов измерений (при передаче, возможность использование цифровой подписи);
    - установка пароля на счетчик;
    - установка пароля на УСПД;
    - установка пароля на сервер БД.

**Знак утверждения типа**

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Измерительный трансформатор тока	ТЛО-10	4
Измерительный трансформатор тока	ТВЛМ-10	14
Измерительный трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	EA05RL-P1B-4	9
УСПД	RTU-327	1
Устройства синхронизации системного времени	УССВ-2	2
Сервер	Сервер Stratus FT Server 4700 P4700-2S	1
ПО	АльфаЦентр	1
Паспорт-формуляр	МРЭК.411711.053.03-003.ФО	1
Методика поверки	МП КЦСМ-153-2018	1

### Поверка

осуществляется по документу МП КЦСМ-153-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром добыча Уренгой» УГП-9. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Курский ЦСМ», ФБУ «Воронежский ЦСМ» 27.04.2018 г.

Основные средства поверки:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;
- Счетчик «ЕвроАльфа» – по документу: «Многофункциональные счетчики электрической энергии типа ЕвроАльфа (ЕА). Методика поверки», утвержденным «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в 1998 г.;
- УСПД RTU-327 – по документу: ДЯИМ.466215.007 МП «Устройство сбора и передачи данных серии RTU-327. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.
- УССВ-2 – по документу: МП-РТ-1906-2013 (ДЯИМ.468213.001МП) «Устройство синхронизации системного времени УССВ-2. Методика поверки», утвержденным ФБУ «Ростест-Москва» в 2013 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 27008-04).

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

### Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе.

### Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

**Изготовитель**

Оренбургский филиал Общества с ограниченной ответственностью «Газпром энерго»  
(Оренбургский филиал ООО «Газпром энерго»)  
ИНН 7736186950  
Адрес: 460027, г. Оренбург, ул. Донгузская, д. 26  
Юридический адрес: 460021, г. Оренбург, ул. 60 лет Октября, д. 11  
Телефон/факс: (3532) 68-71-26/(3532) 68-71-27  
E-mail: [info@of.energo.gazprom.ru](mailto:info@of.energo.gazprom.ru)

**Испытательные центры**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Курской области»

Адрес: 305029, г. Курск, Южный пер., д. 6а  
Телефон: (4712) 53-67-74  
E-mail: [kcsms@sovtest.ru](mailto:kcsms@sovtest.ru)

Аттестат аккредитации ФБУ «Курский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311913 от 24.10.2016 г.

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Воронежской области»

Адрес: 394018, г. Воронеж, ул. Дзержинского, д. 12а  
Телефон: (473) 222-71-41  
E-mail: [mail@csm.vrn.ru](mailto:mail@csm.vrn.ru)

Аттестат аккредитации ФБУ «Воронежский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311949 от 08.12.2016 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.