

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром добыча Уренгой» УПП-10

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром добыча Уренгой» УПП-10 (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 каналообразующую 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 ± 1 с. Время УСПД синхронизировано со временем приемника, сличение 1 раз в 30 минут. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов приемника и УСПД на ± 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 ± 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, 3, 4.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

Номер и наименование ИК		ТТ		ТН		Счетчик	УСПД/УССВ/Сервер
1	ПС 110 кВ УГП-10, ЗРУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, яч. 3	A	ТВЛМ-10 150/5 Кл.т 0,5 Рег. № 1856-63	A B C	НТМИ-6-66 ⁽¹⁾ 6000/100 Кл.т 0,5 Рег. № 2611-70	ЕА05RL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	RTU-327 Рег. № 41907-09 УССВ-2 Рег. № 54074-13 Сервер Stratus FT Server 4700 P4700-2S
		C					
2	ПС 110 кВ УГП-10, ЗРУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, яч. 15	A	ТВЛМ-10 150/5 Кл.т 0,5 Рег. № 1856-63	A B C	НТМИ-6-66 ⁽¹⁾ 6000/100 Кл.т 0,5 Рег. № 2611-70	ЕА05RL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	
		C					
3	ПС 110 кВ УГП-10, ЗРУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, яч. 17	A	ТВЛМ-10 150/5 Кл.т 0,5 Рег. № 1856-63	A B C	НТМИ-6-66 ⁽¹⁾ 6000/100 Кл.т 0,5 Рег. № 2611-70	ЕА05RL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	
		C					
4	ПС 110 кВ УГП-10, ЗРУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, яч. 21	A	ТОЛ-10 300/5 Кл.т 0,5 Рег. № 7069-79	A B C	НТМИ-6-66 ⁽¹⁾ 6000/100 Кл.т 0,5 Рег. № 2611-70	ЕА05RL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	
		C					
5	ПС 110 кВ УГП-10, ЗРУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, яч. 23	A	ТЛК-10 150/5 Кл.т 0,5 Рег. № 9143-06	A B C	НТМИ-6-66 ⁽¹⁾ 6000/100 Кл.т 0,5 Рег. № 2611-70	ЕА05RL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	
		C					
6	ПС 110 кВ УГП-10, ЗРУ-6 кВ, 2СШ 6кВ, яч.12	A	ТВЛМ-10 150/5 Кл.т 0,5 Рег. № 1856-63	A B C	НТМИ-6-66 ⁽²⁾ 6000/100 Кл.т 0,5 Рег. № 2611-70	ЕА05RL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	
		C					
7	ПС 110 кВ УГП-10, ЗРУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, яч. 14	A	ТЛО-10 150/5 Кл.т 0,2S Рег. № 25433-06	A B C	НТМИ-6-66 ⁽²⁾ 6000/100 Кл.т 0,5 Рег. № 2611-70	ЕА05RL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	
		C					
8	ПС 110 кВ УГП-10, ЗРУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, яч. 16	A	ТВЛМ-10 150/5 Кл.т 0,5 Рег. № 1856-63	A B C	НТМИ-6-66 ⁽²⁾ 6000/100 Кл.т 0,5 Рег. № 2611-70	ЕА05RL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	
		C					
9	ПС 110 кВ УГП-10, ЗРУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, яч. 22	A	ТОЛ-10 300/5 Кл.т 0,5 Рег. № 7069-79	A B C	НТМИ-6-66 ⁽²⁾ 6000/100 Кл.т 0,5 Рег. № 2611-70	ЕА05RL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	
		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 КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.
- 4 ⁽¹⁾ – Указанный трансформатор напряжения подключен к пяти счетчикам измерительных каналов №№ 1-5.
- 5 ⁽²⁾ – Указанный трансформатор напряжения подключен к четырем счетчикам измерительных каналов №№ 6-9

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности, ($\pm d$), %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm d$), %
1-6, 8, 9	Активная	1,2	3,4
	Реактивная	2,4	5,8
7	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
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - температура окружающей среды, °С 	<p>от 98 до 102</p> <p>от 5 до 120</p> <p>0,9</p> <p>от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\phi$ - 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 	<p>от 90 до 110</p> <p>от 1 (5) до 120</p> <p>0,5_{инд} до 0,8_{емк}</p> <p>от -45 до +40</p> <p>от -10 до +40</p> <p>от -1 до +40</p> <p>от +10 до +30</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>для счетчиков ЕвроАльфа:</p> <ul style="list-style-type: none"> среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч. <p>для RTU-327:</p> <ul style="list-style-type: none"> среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч. <p>для УССВ-2:</p> <ul style="list-style-type: none"> среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч. <p>для сервера:</p> <ul style="list-style-type: none"> среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч. 	<p>50000</p> <p>2</p> <p>35000</p> <p>2</p> <p>50000</p> <p>2</p> <p>50000</p> <p>1</p>

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации: счетчики ЕвроАльфа: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	45 5
УСПД RTU-327: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	45 5
сервер: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	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	ТВЛМ-10	10
Измерительный трансформатор тока	ТОЛ-10	4
Измерительный трансформатор тока	ТЛК-10	2
Измерительный трансформатор тока	ТЛО-10	2
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.411711.053.03-004.ФО	1
Методика поверки	МП КЦСМ-154-2018	1

Поверка

осуществляется по документу МП КЦСМ-154-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром добыча Уренгой» УГП-10. 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 системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром добыча Уренгой» УГП-10

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

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

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

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.