

Приложение
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «» 2020 г. №

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» Оренбургский Газоперерабатывающий завод

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» Оренбургский Газоперерабатывающий завод (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

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. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2-4.

2-й уровень – информационно-вычислительные комплексы электроустановки (ИВКЭ) на базе устройства сбора и передачи данных (УСПД), устройство синхронизации системного времени (УССВ) и технические средства приема-передачи данных.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) - центр сбора и обработки информации ООО «Газпром энерго» (ЦСОИ), выполненный на основе серверного оборудования промышленного исполнения и работающего под управлением программного обеспечения (ПО) из состава ИВК «АльфаЦЕНТР», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее по тексту – Рег. №) 44595-10. ЦСОИ включает в себя каналобразующую аппаратуру, серверы баз данных (БД) и автоматизированные рабочие места (АРМ) ООО «Газпром энерго» и АРМ АО «Газпром энергосбыт».

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 через линию Ethernet 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 «Газпром энергосбыт» и ООО «Газпром энерго».

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя УССВ на основе ГЛОНАСС/GPS-приемника точного времени типа УСВ-3, часы ЦСОИ, УСПД и счетчиков. ЦСОИ получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от сервера синхронизации времени утвержденного типа. Синхронизация часов ЦСОИ с сервером синхронизации времени происходит при расхождении более чем на ± 1 с. Время УСПД синхронизировано со временем УССВ, сличение 1 раз в 30 минут. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний УССВ 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. При нарушении в приеме сигналов точного времени УСПД, коррекцию времени в ИВКЭ и (или) счетчиках может производить уровень ИВК (ЦСОИ).

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 «средний» 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	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ 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	ГПП-1 ЗРУ 110 кВ КТЭЦ - Газзавод-1-1Т	A	ТБМО-110 УХЛ-1 300/1 Кл.т 0,2S Рег. № 23256-11	A	НАМИ-110 УХЛ1 ⁽¹⁾ 110000:√3/100:√3 Кл.т 0,2 Рег. № 24218-03	Меркурий 234 ARTM2-00 P.B.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
		B		B			
		C		C			
2	ГПП-1, ЗРУ 35 кВ, яч. 1 «Ввод- 1Т» сек. 1	A	ТПОЛ-35 1000/5 Кл.т 0,5 Рег. № 5717-76	A	НАЛИ-СЭЦ-35 ⁽²⁾ 35000/100 Кл.т 0,5 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
		B		B			
		C		C			
3	ГПП-1, ЗРУ-1 6 кВ, яч. 109 «Ввод-1Т» сек. 1	A	ТЛП-10 3000/5 Кл.т 0,5 Рег. № 30709-08	A	VRQ3n/S2 ⁽³⁾ 6000:√3/100:√3 Кл.т 0,5 Рег. № 50606-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	RTU-325 Рег. № 37288-08
		B		B			
		C		C			
4	ГПП-1, ЗРУ-2 6 кВ, яч. 53 «Ввод-1-1Т» сек. 3	A	ТПШЛ-10 3000/5 Кл.т 0,5 Рег. № 1423-60	A	ЗНОЛТ-6 ⁽⁴⁾ 6000:√3/100:√3 Кл.т 0,5 Рег. № 3640-73	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16
		B		B			
		C		C			
5	ГПП-1, ЗРУ-2 6 кВ, яч. 71 «Ввод-2-1Т» сек. 5	A	ТПШЛ-10 3000/5 Кл.т 0,5 Рег. № 1423-60	A	ЗНОЛТ-6 ⁽⁵⁾ 6000:√3/100:√3 Кл.т 0,5 Рег. № 3640-73	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	ЦСОИ
		B		B			
		C		C			
6	ГПП - 1 ЗРУ 110 кВ ПС Каргалинская ГПЗ-1.2-2Т	A	ТБМО-110 УХЛ-1 300/1 Кл.т 0,2S Рег. № 23256-11	A	НАМИ-110 УХЛ1 ⁽⁶⁾ 110000:√3/100:√3 Кл.т 0,2 Рег. № 24218-03	Меркурий 234 ARTM2-00 P.B.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
		B		B			
		C		C			
7	ГПП-1, ЗРУ 35 кВ, яч. 9 «Ввод- 2Т» сек. 2	A	ТПОЛ-35 1000/5 Кл.т 0,5 Рег. № 5717-76	A	НАЛИ-СЭЦ-35 ⁽⁷⁾ 35000/100 Кл.т 0,5 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
		B		B			
		C		C			

Продолжение таблицы 2

1		2		3		4		5	
8	ГПП-1, ЗРУ-1 6 кВ, яч. 209 «Ввод-2Т» сек. 2	A	ТЛП-10 3000/5 Кл.т 0,5 Рег. № 30709-08	A	VRQ3n/S2 ⁽⁸⁾ 6000:√3/100:√3 Кл.т 0,5 Рег. № 50606-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			
		B		B					
		C		C					
9	ГПП-1, ЗРУ-2 6 кВ, яч. 48 «Ввод-1-2Т» сек. 4	A	ТПШЛ-10 3000/5 Кл.т 0,5 Рег. № 1423-60	A	ЗНОЛТ-6 ⁽⁹⁾ 6000:√3/100:√3 Кл.т 0,5 Рег. № 3640-73	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			
		B		B					
		C		C					
10	ГПП-1, ЗРУ-2 6 кВ, яч. 66 «Ввод-2-2Т» сек. 6	A	ТПШЛ-10 3000/5 Кл.т 0,5 Рег. № 1423-60	A	ЗНОЛТ-6 ⁽¹⁰⁾ 6000:√3/100:√3 Кл.т 0,5 Рег. № 3640-73	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			
		B		B					
		C		C					
11	РП-2 6 кВ, ЩГН-1 6 кВ, яч. 5Г, ф. 101 6 кВ	A	ТОЛ 10 1500/5 Кл.т 0,2S Рег. № 7069-02	A	НАМИТ-10-2 УХЛ2 ⁽¹¹⁾ 6000/100 Кл.т 0,5 Рег. № 16687-02	Меркурий 234 ARTM2-00 PB.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11			RTU-325 Рег. № 37288-08
		B		B					
		C		C					
12	ГПП - 2 ОРУ- 110 кВ КТЭЦ Газзавод-3-1Т	A	ТБМО-110 УХЛ-1 300/1 Кл.т 0,2S Рег. № 23256-11	A	НАМИ-110 УХЛ1 ⁽¹²⁾ 110000:√3/100:√3 Кл.т 0,2 Рег. № 24218-03	Меркурий 234 ARTM2-00 PB.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11			УСВ-3 Рег. № 64242-16
		B		B					
		C		C					
13	ГПП-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 15 «Ввод-1-1Т» сек. 1	A	ТПШЛ-10 2000/5 Кл.т 0,5 Рег. № 1423-60	A	НАМИТ-10 ⁽¹³⁾ 6000/100 Кл.т 0,5 Рег. № 16687-13	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			ЦСОИ
		B		B					
		C		C					
14	ГПП-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 20 «Ввод-2-1Т» сек. 1	A	ТПШЛ-10 3000/5 Кл.т 0,5 Рег. № 1423-60	A	НАМИТ-10 ⁽¹³⁾ 6000/100 Кл.т 0,5 Рег. № 16687-13	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			
		B		B					
		C		C					
15	ГПП-2, Щит Т- 30 10 кВ, яч. А1 «Ввод-1Т»	A	ТПШЛ-10 3000/5 Кл.т 0,5 Рег. № 1423-60	A	НАМИ-10- 95УХЛ2 ⁽¹⁴⁾ 10000/100 Кл.т 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			
		B		B					
		C		C					
16	ГПП - 2 ОРУ- 110 кВ ПС Каргалинская ГПЗ-3-3-2Т	A	ТБМО-110 УХЛ-1 300/1 Кл.т 0,2S Рег. № 23256-05 Рег. № 60541-15 Рег. № 60541-15	A	НАМИ-110 УХЛ1 ⁽¹⁵⁾ 110000:√3/100:√3 Кл.т 0,2 Рег. № 24218-03 Рег. № 60353-15 Рег. № 60353-15	Меркурий 234 ARTM2-00 PB.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11			
		B		B					
		C		C					

Продолжение таблицы 2

1		2		3		4		5	
17	ГПП-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 34 «Ввод-1-2Т» сек. 2	A	ТПШЛ-10 2000/5 Кл.т 0,5 Рег. № 1423-60	A B C	НАМИТ-10 ⁽¹⁶⁾ 6000/100 Кл.т 0,5 Рег. № 16687-13	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			
		B							
		C							
18	ГПП-2, ЗРУ 6 кВ, яч. 29 «Ввод-2-2Т» сек. 2	A	ТПШЛ-10 2000/5 Кл.т 0,5 Рег. № 1423-60	A B C	НАМИТ-10 ⁽¹⁶⁾ 6000/100 Кл.т 0,5 Рег. № 16687-13	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			
		B							
		C							
19	ГПП-2, Щит Т-30 10 кВ, яч. А2 «Ввод-2Т»	A	ТПШЛ-10 3000/5 Кл.т 0,5 Рег. № 1423-60	A B C	НАМИ-10-95УХЛ2 ⁽¹⁷⁾ 10000/100 Кл.т 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			
		B							
		C							
20	ПС 110 кВ «Газзавод-3» (ГПП-2), ЗРУ-6 кВ, ЩГН-3 6 кВ, яч. 21, ф. 320 6 кВ	A	ТЛШ-10 2000/5 Кл.т 0,2S Рег. № 11077-03	A B C	НАМИТ-10-2 ⁽¹⁸⁾ 6000/100 Кл.т 0,5 Рег. № 16687-07	Меркурий 234 ARTM2-00 PB.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11			RTU-325 Рег. № 37288-08
		B							
		C							
21	ПС 110 кВ «Газзавод-3» (ГПП-2), ЗРУ-6 кВ, ЩГН-4 6 кВ, яч. 59, ф. 304 6 кВ	A	ТЛШ-10 2000/5 Кл.т 0,2S Рег. № 11077-03	A B C	НАМИТ-10-2 ⁽¹⁹⁾ 6000/100 Кл.т 0,5 Рег. № 16687-07	Меркурий 234 ARTM2-00 PB.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11			УСВ-3 Рег. № 64242-16
		B							
		C							
22	ПС 110 кВ «Газзавод-3» (ГПП-2), Щит 6 кВ Т-32, яч. А2	A	ТОЛ-СЭЩ-10 1500/5 Кл.т 0,2S Рег. № 32139-06	A B C	НАМИ-10-95УХЛ2 ⁽²⁰⁾ 6000/100 Кл.т 0,5 Рег. № 20186-05	Меркурий 234 ARTM2-00 PB.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11			ЦСОИ
		B							
		C							
23	РП-2 6 кВ, ЩГН-2 6 кВ, яч. 5Г, ф. 102 6 кВ	A	ТЛО-10 600/5 Кл.т 0,2S Рег. № 25433-11	A B C	ЗНОЛП-6 ⁽²¹⁾ 6000:√3/100:√3 Кл.т 0,5 Рег. № 46738-11	Меркурий 234 ARTM2-00 PB.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11			
		C							
24	ПС 6 кВ «Р-1», Щит 6 кВ Т-11, яч. 14, ф. 149 6 кВ	A	ТОЛ-СЭЩ-10 1500/5 Кл.т 0,2S Рег. № 32139-06	A B C	НАМИ-10-95УХЛ2 ⁽²²⁾ 6000/100 Кл.т 0,5 Рег. № 20186-05	Меркурий 234 ARTM2-00 PB.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11			
		B							
		C							
25	ПС 6 кВ «Р-1», Щит 6 кВ Т-12, яч. 15, ф. 150 6 кВ	A	ТОЛ-СЭЩ-10 1500/5 Кл.т 0,2S Рег. № 32139-06	A B C	НАМИ-10-95УХЛ2 ⁽²³⁾ 6000/100 Кл.т 0,5 Рег. № 20186-05	Меркурий 234 ARTM2-00 PB.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11			
		B							
		C							

Продолжение таблицы 2

1		2		3		4	5
26	ПС 6 кВ «Р-1», Щит 6 кВ Т-13, яч. 8, ф. 151 6 кВ	A	ТОЛ-СЭЩ-10 1500/5 Кл.т 0,2S Пер. № 32139-06	A B C	НАМИ-10- 95УХЛ2 ⁽²⁴⁾ 6000/100 Кл.т 0,5 Пер. № 20186-05	Меркурий 234 ARTM2-00 PB.R Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 48266-11	
		B					
		C					
27	ПС 6 кВ «Северная», Щит 6 кВ 07.08ТА601, яч.17, ф. 212 6 кВ	A	ТОЛ-СЭЩ-10 1500/5 Кл.т 0,2S Пер. № 32139-06	A B C	НАМИ-10- 95УХЛ2 ⁽²⁵⁾ 6000/100 Кл.т 0,5 Пер. № 20186-05	Меркурий 234 ARTM2-00 PB.R Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 48266-11	RTU-325 Пер. № 37288-08
		B					
		C					
28	ПС 6 кВ «Южная», Щит 6 кВ 14ТА901, яч. 5, ф. 210 6 кВ	A	ТОЛ-СЭЩ-10 1500/5 Кл.т 0,2S Пер. № 32139-06	A B C	НАМИ-10- 95УХЛ2 ⁽²⁶⁾ 6000/100 Кл.т 0,5 Пер. № 20186-05	Меркурий 234 ARTM2-00 PB.R Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 48266-11	УСВ-3 Пер. № 64242-16
		B					
		C					
29	ПС 6 кВ «Южная», Щит 6 кВ 01.02.03ТА201, яч. 9, ф. 211 6 кВ	A	ТОЛ-СЭЩ-10 1500/5 Кл.т 0,2S Пер. № 32139-06	A B C	НАМИ-10- 95УХЛ2 ⁽²⁷⁾ 6000/100 Кл.т 0,5 Пер. № 20186-05	Меркурий 234 ARTM2-00 PB.R Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 48266-11	ЦСОИ
		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 УСПД и 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 одному счетчику измерительного канала № 1.
- 5 ⁽²⁾ – Указанный трансформатор напряжения подключен к одному счетчику измерительного канала № 2.
- 6 ⁽³⁾ – Указанный трансформатор напряжения подключен к одному счетчику измерительного канала № 3.
- 7 ⁽⁴⁾ – Указанный трансформатор напряжения подключен к одному счетчику измерительного канала № 4.
- 8 ⁽⁵⁾ – Указанный трансформатор напряжения подключен к одному счетчику измерительного канала № 5.
- 9 ⁽²⁾ – Указанный трансформатор напряжения подключен к одному счетчику измерительного канала № 2.
- 10 ⁽³⁾ – Указанный трансформатор напряжения подключен к одному счетчику измерительного канала № 3.
- 11 ⁽⁴⁾ – Указанный трансформатор напряжения подключен к одному счетчику измерительного канала № 4.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$), %
1	2	3	4
1, 6, 12, 16	Активная	0,7	1,7
	Реактивная	1,7	3,3
11, 20-29	Активная	0,9	1,8
	Реактивная	2,1	3,4
2-5, 7-10, 13-15, 17-19	Активная	1,1	3,1
	Реактивная	2,9	5,1

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
Количество ИК	29
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 100 до 120 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - 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	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от -45 до +40 от -20 до +40 от -1 до +40 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более для RTU-325: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более для УСВ-3: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более для сервера: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	220000 2 100000 2 45000 2 50000 1

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Глубина хранения информации: счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
- при отключении питания, лет, не менее	10
УСПД RTU-325: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
- при отключении питания, лет, не менее	5
сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений обеспечивается:

- резервированием питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервированием 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.
1	2	3
Трансформатор тока	ТБМО-110 УХЛ1	12
Трансформатор тока	ТПОЛ-35	6
Трансформатор тока	ТЛП-10	6
Трансформатор тока	ТПШЛ-10	29
Трансформатор тока	ТОЛ 10	3
Трансформатор тока	ТЛШ-10	6
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЦ-10	21
Трансформатор тока	ТЛО-10	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	12
Трансформатор напряжения трехфазной антирезонансной группы	НАЛИ-СЭЦ-35	2
Трансформатор напряжения	VRQ3n/S2	6
Трансформатор напряжения с литой изоляцией	ЗНОЛТ-6	12
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	5
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	9
Трансформатор напряжения заземляемые	ЗНОЛП-6	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	14
Счетчик электрической энергии статический трехфазный	Меркурий 234	15
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325	1
Устройства синхронизации системного времени	УСВ-3	1
ИВК	ЦСОИ ООО «Газпром энерго»	1
ПО	АльфаЦентр	1
Паспорт-формуляр	87570424.425210.081.ФО	1
Методика поверки	МП КЦСМ-169-2019	1

Поверка

осуществляется по документу МП КЦСМ-169-2019 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» Оренбургский Газоперерабатывающий завод. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Курский ЦСМ» 10.10.2019 г.

Основные средства поверки:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- ТН по МИ 2845-2003 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения $6\sqrt{3}\dots 35$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации». МИ 2925-2005 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения $35\dots 330/\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя» и/или по ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;

- счетчик Меркурий 234 – по документу «Счетчики электрической энергии статические трехфазные «Меркурий 234». Руководство по эксплуатации. Методика поверки АВЛГ.411152.033 РЭ1», утвержденному ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 28.08.2017 г.;

- счетчик СЭТ-4ТМ.03М – по документу ИЛГШ.411152.145РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М». Руководство по эксплуатации», Часть 2 «Методика поверки», утвержденному ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 03.04.2017 г.;

– УСПД RTU-325 – по документу: ДЯИМ.466.453.005МП «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;

– УСВ-3 – по документу РТ-МП-3124-441-2016 «Устройства синхронизации времени УСВ-3. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» в 23.03.2016 г.;

– радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (Рег. № 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 документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «Газпром энерго» Оренбургский Газоперерабатывающий завод», аттестованном ФБУ «Курский ЦСМ», аттестат аккредитации № RA.RU.312287.

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

Общество с ограниченной ответственностью «Газпром энерго» Инженерно-технический центр (ООО «Газпром энерго» Инженерно-технический центр)

ИНН 7736186950

Адрес: 460000, г. Оренбург, ул. Терешковой, д. 295

Телефон: +7 (3532) 687-126

Факс: +7 (3532) 687-127

E-mail: info@of.energo.gazprom.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Курской области» (ФБУ «Курский ЦСМ»)

Адрес: 305029, г. Курск, Южный пер., д. 6а

Телефон: +7 (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.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2020 г.