

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Уфа» Полянское ЛПУ МГ КС-4 «Полянская»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Уфа» Полянское ЛПУ МГ КС-4 «Полянская» (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 каналообразующую 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 таблице 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
1		2		3		4	5
1	ПС 110 кВ Полянская, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.5	A	ТЛО-10 75/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 25433-08	A	VRQ3n/S2 ⁽¹⁾ 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	RTU-327 Рег. № 41907-09 УСВ-3 Рег. № 64242-16
		B		B			
		C		C			
2	ПС 110 кВ Полянская, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.7	A	ТЛО-10 75/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 25433-08	A	VRQ3n/S2 ⁽¹⁾ 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
		B		B			
		C		C			
3	ПС 110 кВ Полянская, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.9	A	ТЛО-10 75/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 25433-08	A	VRQ3n/S2 ⁽¹⁾ 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
		B		B			
		C		C			
4	ПС 110 кВ Полянская, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.11	A	ТЛО-10 75/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 25433-08	A	VRQ3n/S2 ⁽¹⁾ 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
		B		B			
		C		C			
5	ПС 110 кВ Полянская, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.13	A	ТЛО-10 75/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 25433-08	A	VRQ3n/S2 ⁽¹⁾ 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
		B		B			
		C		C			
6	ПС 110 кВ Полянская, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.17	A	ТЛО-10 200/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 25433-08	A	VRQ3n/S2 ⁽¹⁾ 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
		B		B			
		C		C			
7	ПС 110 кВ Полянская, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.6	A	ТЛО-10 75/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 25433-08	A	VRQ3n/S2 ⁽²⁾ 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
		B		B			
		C		C			
8	ПС 110 кВ Полянская, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.8	A	ТЛО-10 75/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 25433-08	A	VRQ3n/S2 ⁽²⁾ 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
		B		B			
		C		C			
9	ПС 110 кВ Полянская, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.10	A	ТЛО-10 75/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 25433-08	A	VRQ3n/S2 ⁽²⁾ 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
		B		B			
		C		C			
10	ПС 110 кВ Полянская, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.12	A	ТЛО-10 75/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 25433-08	A	VRQ3n/S2 ⁽²⁾ 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
		B		B			
		C		C			

Продолжение таблицы 2

1		2		3		4	5
11	ПС 110 кВ Полянская, ЗРУ- 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.14	A	ТЛО-10 75/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 25433-08	A	VRQ3n/S2 ⁽²⁾ 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 21988-01	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	RTU-327 Рег. № 41907-09 УСВ-3 Рег. № 64242-16
		B		B			
		C		C			
12	ПС 110 кВ Полянская, ЗРУ- 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.16	A	ТЛО-10 75/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 25433-08	A	VRQ3n/S2 ⁽²⁾ 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 21988-01	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
		B		B			
		C		C			
13	ПС 110 кВ Полянская, ЗРУ- 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.18	A	ТЛО-10 75/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 25433-08	A	VRQ3n/S2 ⁽²⁾ 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 21988-01	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
		B		B			
		C		C			
14	ПС 110 кВ Полянская, ЗРУ- 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.20	A	ТЛО-10 75/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 25433-08	A	VRQ3n/S2 ⁽²⁾ 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 21988-01	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
		B		B			
		C		C			
15	РУ-0,4 кВ, ИП Алибаев Г.Х., Ввод 0,4 кВ	A	ТШП-0,66 400/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 64182-16	A	-	Меркурий 234 ARTM-03 РВ.Г Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	
		B		B			
		C		C			

Примечания:

- 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 3, метрологических характеристик.
- Допускается замена УСПД и УССВ на аналогичные утвержденных типов.
- Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.
- Допускается изменение наименования измерительных каналов без изменения объекта измерений. Изменение оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.
- ⁽¹⁾ – Указанные трансформаторы напряжения подключены к шести счетчикам измерительных каналов №№ 1-6.
- ⁽²⁾ – Указанные трансформаторы напряжения подключены к восьми счетчикам измерительных каналов №№ 7-14.

Таблица 3 — Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	cosj	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ ($\pm\delta$) %, при доверительной вероятности равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$	$\delta_{5\%}$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{2\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1-14 (ТТ 0,5, ТН 0,5 Счетчик 0,5S)	1,0	-	1,8	1,2	1,0
	0,9	-	2,5	1,5	1,2
	0,8	-	2,9	1,7	1,3
	0,5	-	5,5	3,0	2,3

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosj	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ ($\pm\delta$) %, при доверительной вероятности равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$	$\delta_{5\%}$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1-14 (ТТ 0,5, ТН 0,5 Счетчик 1,0)	0,9	-	5,6	3,1	2,4
	0,8	-	4,6	2,6	2,1
	0,5	-	2,7	1,8	1,5
Номер ИК	cosj	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$	$\delta_{5\%}$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1-14 (ТТ 0,5, ТН 0,5 Счетчик 0,5S)	1,0	-	2,3	1,7	1,6
	0,9	-	2,9	2,0	1,8
	0,8	-	3,2	2,2	1,9
	0,5	-	5,7	3,4	2,7
Номер ИК	cosj	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ ($\pm\delta$) %, при доверительной вероятности равной 0,9			
		$\delta_{2\%}$	$\delta_{5\%}$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1-14 (ТТ 0,5, ТН 0,5 Счетчик 1,0)	0,9	-	6,5	4,5	4,1
	0,8	-	5,6	4,1	3,8
	0,5	-	4,1	3,5	3,4
Номер ИК	cosj	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ ($\pm\delta$) %, при доверительной вероятности равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$	$\delta_{5\%}$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
15 (ТТ 0,5S, ТН - Счетчик 0,5S)	1,0	2,0	1,0	0,8	0,8
	0,9	2,6	1,4	1,0	1,0
	0,8	2,9	1,6	1,1	1,1
	0,5	5,4	2,8	1,9	1,9
Номер ИК	cosj	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ ($\pm\delta$) %, при доверительной вероятности равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$	$\delta_{5\%}$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
15 (ТТ 0,5S, ТН - Счетчик 1,0)	0,9	5,5	3,1	2,1	2,1
	0,8	4,5	2,6	1,8	1,8
	0,5	2,9	1,7	1,3	1,3

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosj	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ ($\pm\delta$) %, при доверительной вероятности равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$	$\delta_{5\%}$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
15 (ТТ 0,5S, ТН - Счетчик 0,5S)	1,0	2,4	1,6	1,5	1,5
	0,9	2,9	1,9	1,7	1,7
	0,8	3,2	2,1	1,8	1,8
	0,5	5,6	3,2	2,4	2,4
Номер ИК	cosj	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ ($\pm\delta$) %, при доверительной вероятности равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$	$\delta_{5\%}$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
15 (ТТ 0,5S, ТН - Счетчик 1,0)	0,9	6,4	4,5	3,9	3,9
	0,8	5,5	4,1	3,7	3,7
	0,5	4,2	3,5	3,4	3,4
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с					± 5
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	15
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от Уном - ток, % от Iном - коэффициент мощности - температура окружающей среды, °C	от 98 до 102 от 100 до 120 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от Уном - ток, % от Iном - коэффициент мощности, cosφ - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения ИВКЭ, °C - температура окружающей среды в месте расположения ИВК, °C	от 90 до 110 от 1 (5) до 120 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от -45 до +40 от +5 до +40 от +5 до +40 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М.01: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	165000 2

Продолжение таблицы 4

1	2
для счетчиков Меркурий 234: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч, не более для RTU-327: 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 35000 24 45000 2 50000 1
Глубина хранения информации: счетчики СЭТ-4ТМ.03М.01: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее счетчики Меркурий 234: 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	113 10 45 10 45 5 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.
Трансформатор тока	ТЛО-10	42
Трансформатор тока	ТШП-0,66	3
Трансформатор напряжения	VRQ3n/S2	6
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	14
Счетчик электрической энергии статический трехфазный	Меркурий 234 ARTM-03 РВ.Г	1
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	1
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-3	1
ИВК	ЦСОИ ООО «Газпром энерго»	1
ПО	АльфаЦентр	1
Паспорт-формуляр	МРЕК.411711.117.ФО	1
Методика поверки	МП КЦСМ-188-2020	1

Поверка

осуществляется по документу МП КЦСМ-188-2020 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Уфа» Полянское ЛПУ МГ КС-4 «Полянская». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Курский ЦСМ» 21.02.2020 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√3...35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации» и/или по ГОСТ 8.216-88 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- Счетчик СЭТ-4ТМ.03М.01 – по документу ИЛГШ.411152.145РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04.05.2012 г.;
- Счетчик «Меркурий 234» – по документу: «Счетчики электрической энергии статические трехфазные «Меркурий 234». Руководство по эксплуатации. Приложение Г. Методика поверки. АВЛГ.411152.033 РЭ1», утвержденному ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в 2011 г.;
- УСПД RTU-327 – по документу «Устройства сбора и передачи данных серии RTU-327. Методика поверки. ДЯИМ.466215.007 МП», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» от 01.07.2016 г.;
- УСВ-3 – по документу РТ-МП-3124-441-2016 «Устройства синхронизации времени УСВ-3. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 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» ООО «Газпром трансгаз Уфа» Полянское ЛПУ МГ КС-4 «Полянская»», аттестованном ООО «Альфа-Энерго», аттестат аккредитации № RA.RU.311785 от 15.08.2016 г.

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

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

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.