

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «27» ноября 2024 г. № 2778

Регистрационный № 80722-20

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Москва» Тульское ЛПУ МГ КС-9

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Москва» Тульское ЛПУ МГ КС-9 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений приращений активной и реактивной электрической энергии, потребленной и переданной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ состоит из трех уровней:

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 (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) – центр сбора и обработки информации ООО «Газпром энерго» (далее – ЦСОИ), выполненный на основе серверного оборудования промышленного исполнения и работающего под управлением программного обеспечения из состава ИВК «АльфаЦЕНТР» (Рег. номер 44595-10). ЦСОИ включает в себя каналообразующую аппаратуру, серверы баз данных (БД) и автоматизированные рабочие места ООО «Газпром энерго» и АО «Газпром энергосбыта».

ИИК, ИВК, технические средства приема-передачи данных и линии связи образуют измерительные каналы (ИК).

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям измерительных цепей 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, реактивной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 минут;

- средняя на интервале времени 30 минут активная и реактивная электрическая мощность.

ИВК обеспечивает выполнение следующих функций:

- периодический (один раз в сутки) и по запросу автоматический сбор результатов измерений электрической энергии;

- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений и состоянии объектов измерений;

- хранение не менее 3,5 лет результатов измерений и журналов событий;

- автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;

- перемножение результатов измерений, хранящихся в базе данных, на коэффициенты трансформации ТТ и ТН;

- формирование отчетных документов;

- ведение журнала событий с фиксацией изменений результатов измерений, осуществляемых в ручном режиме, изменений коэффициентов ТТ и ТН, синхронизации (коррекции) времени с указанием времени до и после синхронизации (коррекции), пропадания питания, замены счетчика, событий, отраженных в журналах событий счетчиков;

- конфигурирование и параметрирование технических средств ИВК;

- сбор и хранение журналов событий счетчиков;

- ведение журнала событий ИВК;

- синхронизацию времени в сервере БД с возможностью коррекции времени в счетчиках электроэнергии;

- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;

- самодиагностику с фиксацией результатов в журнале событий.

ИВК осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), с другими АИС КУЭ утвержденного типа, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе: АО «АТС», АО «СО ЕЭС». Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии между информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ осуществляется по электронной почте в виде электронных документов XML в форматах 80020, 80030 заверенных электронно-цифровой подписью.

Информационные каналы связи в АИС КУЭ построены следующим образом:

- посредством интерфейса RS-485, телефонной линии и модемов SHDSL для передачи данных от счетчиков до ИВК;

- посредством спутникового канала связи (основной канал) и телефонных каналов ТЧ связи, сети сотовой связи GSM каналов (резервные каналы) для передачи данных от уровня ИИК до уровня ИВК;

- посредством локальной вычислительной сети интерфейса Ethernet для передачи данных с сервера баз данных на АРМ;

- посредством наземного канала связи Е1 для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы (основной канал);

- посредством спутникового канала для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы (резервный канал).

В АИИС КУЭ на функциональном уровне выделена система обеспечения единого времени (СОЕВ), включающая в себя часы ЦСОИ, счетчиков. ЦСОИ получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от сервера синхронизации времени утвержденного типа ССВ-1Г. Синхронизация часов ЦСОИ с сервером синхронизации времени происходит при расхождении более чем на ± 1 с. Сличение времени часов счетчиков с временем часов ЦСОИ осуществляется во время сеанса связи (не реже 1 раза в сутки). Корректировка времени часов счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем часов ЦСОИ ± 1 с.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер 10.002-2020 наносится типографским способом в формуляр и на информационную табличку корпуса сервера БД методом шелкографии.

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 признаки метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4 и 5.

Таблица 2 – Состав ИК

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УССВ/ Сервер
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110 кВ КС-9 №096, ЗРУ-6 кВ №1, 1 СШ 6 кВ, яч.15	ТОЛ Кл.т. 0,5 Ктт = 3000/5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ССВ-1Г Рег. №
2	ПС 110 кВ КС-9 №096, ЗРУ-6 кВ №1, 1 СШ 6 кВ, яч.21	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 1261-02	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	58301-14; ЦСОИ

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6
3	ПС 110 кВ КС-9 №096, ЗРУ-6 кВ №1, 1 СШ 6 кВ, яч.9	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,2 Ктт = 600/5 Рег. № 32139-06	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 Ктн = $6000/\sqrt{3}:100/\sqrt{3}$ Рег. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
4	ПС 110 кВ КС-9 №096, ЗРУ-6 кВ №1, 2 СШ 6 кВ, яч.4	ТОЛ Кл.т. 0,5 Ктт = 3000/5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 Ктн = $6000/\sqrt{3}:100/\sqrt{3}$ Рег. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	CCB-1Г Рег. №
5	ПС 110 кВ КС-9 №096, ЗРУ-6 кВ №1, 2 СШ 6 кВ, яч.10	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 1261-02	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 Ктн = $6000/\sqrt{3}:100/\sqrt{3}$ Рег. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	58301-14; ЦСОИ
6	ПС 110 кВ КС-9 №096, ЗРУ-6 кВ №1, 2 СШ 6 кВ, яч.16	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,2 Ктт = 600/5 Рег. № 32139-11	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 Ктн = $6000/\sqrt{3}:100/\sqrt{3}$ Рег. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
Примечания:					
1 Допускается замена ТТ, ТН и 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 таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.					
2 Допускается замена устройства синхронизации времени на аналогичные утвержденных типов. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.					

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК в нормальных условиях применения

ИК №№	$\cos \varphi$	$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		$\delta_{W_o}^A$ %	$\delta_{W_o}^P$ %	$\delta_{W_o}^A$ %	$\delta_{W_o}^P$ %	$\delta_{W_o}^A$ %	$\delta_{W_o}^P$ %
3, 6	0,50	$\pm 2,3$	$\pm 1,6$	$\pm 1,6$	$\pm 1,1$	$\pm 1,4$	$\pm 1,0$
	0,80	$\pm 1,5$	$\pm 2,1$	$\pm 1,0$	$\pm 1,4$	$\pm 0,9$	$\pm 1,3$
	0,87	$\pm 1,3$	$\pm 2,5$	$\pm 0,9$	$\pm 1,7$	$\pm 0,8$	$\pm 1,5$
	1,00	$\pm 1,1$	-	$\pm 0,8$	-	$\pm 0,7$	-
4	0,50	$\pm 5,4$	$\pm 2,7$	$\pm 2,9$	$\pm 1,5$	$\pm 2,2$	$\pm 1,2$
	0,80	$\pm 2,9$	$\pm 4,4$	$\pm 1,6$	$\pm 2,4$	$\pm 1,2$	$\pm 1,9$
	0,87	$\pm 2,5$	$\pm 5,5$	$\pm 1,4$	$\pm 3,0$	$\pm 1,1$	$\pm 2,2$
	1,00	$\pm 1,8$	-	$\pm 1,1$	-	$\pm 0,9$	-
1, 2, 5	0,50	$\pm 5,5$	$\pm 3,0$	$\pm 3,0$	$\pm 1,8$	$\pm 2,3$	$\pm 1,5$
	0,80	$\pm 3,0$	$\pm 4,6$	$\pm 1,7$	$\pm 2,6$	$\pm 1,4$	$\pm 2,1$
	0,87	$\pm 2,7$	$\pm 5,6$	$\pm 1,5$	$\pm 3,1$	$\pm 1,2$	$\pm 2,4$
	1,00	$\pm 1,8$	-	$\pm 1,2$	-	$\pm 1,0$	-

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

ИК №№	$\cos \varphi$	$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		$\delta w^A \%$	$\delta w^P \%$	$\delta w^A \%$	$\delta w^P \%$	$\delta w^A \%$	$\delta w^P \%$
3, 6	0,50	$\pm 2,4$	$\pm 2,1$	$\pm 1,7$	$\pm 1,7$	$\pm 1,5$	$\pm 1,7$
	0,80	$\pm 1,6$	$\pm 2,5$	$\pm 1,1$	$\pm 2,0$	$\pm 1,1$	$\pm 1,9$
	0,87	$\pm 1,5$	$\pm 2,8$	$\pm 1,1$	$\pm 2,2$	$\pm 1,0$	$\pm 2,1$
	1,00	$\pm 1,1$	-	$\pm 0,8$	-	$\pm 0,8$	-
4	0,50	$\pm 5,4$	$\pm 3,0$	$\pm 3,0$	$\pm 2,0$	$\pm 2,3$	$\pm 1,8$
	0,80	$\pm 2,9$	$\pm 4,6$	$\pm 1,7$	$\pm 2,8$	$\pm 1,4$	$\pm 2,3$
	0,87	$\pm 2,6$	$\pm 5,6$	$\pm 1,5$	$\pm 3,3$	$\pm 1,2$	$\pm 2,6$
	1,00	$\pm 1,8$	-	$\pm 1,1$	-	$\pm 0,9$	-
1, 2, 5	0,50	$\pm 5,7$	$\pm 4,0$	$\pm 3,3$	$\pm 3,2$	$\pm 2,6$	$\pm 3,1$
	0,80	$\pm 3,3$	$\pm 5,3$	$\pm 2,2$	$\pm 3,7$	$\pm 1,9$	$\pm 3,4$
	0,87	$\pm 3,0$	$\pm 6,2$	$\pm 2,0$	$\pm 4,1$	$\pm 1,8$	$\pm 3,6$
	1,00	$\pm 2,0$	-	$\pm 1,4$	-	$\pm 1,3$	-

Пределы допускаемого значения поправки часов, входящих в СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU) ± 5 с

Примечание:

I_5 – сила тока 5% относительно номинального тока ТТ;

I_{20} – сила тока 20% относительно номинального тока ТТ;

I_{100} – сила тока 100% относительно номинального тока ТТ;

I_{120} – сила тока 120% относительно номинального тока ТТ;

$I_{изм}$ – силы тока при измерениях активной и реактивной электрической энергии относительно номинального тока ТТ;

δw_o^A – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии;

δw_o^P – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии;

δw^A – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения;

δw^P – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	6
Нормальные условия:	
– ток, % от $I_{ном}$	от 5 до 120
– напряжение, % от $U_{ном}$	от 99 до 101
– коэффициент мощности $\cos \varphi$	0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк.
температура окружающего воздуха для счетчиков, °С:	от +21 до +25

Окончание таблицы 5

1	2
Рабочие условия эксплуатации: допускаемые значения неинформационных параметров: <ul style="list-style-type: none"> – ток, % от $I_{\text{ном}}$ – напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха, °C: <ul style="list-style-type: none"> - для ТТ и ТН - для счетчиков - для сервера 	от 5 до 120 от 90 до 110 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от -40 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25
Период измерений активной и реактивной средней мощности и приращений электрической энергии, минут	30
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут	30
Формирование XML-файла для передачи внешним системам	Автоматическое
Формирование базы данных с указанием времени измерений и времени поступления результатов	Автоматическое
Глубина хранения информации	
Счетчики: <ul style="list-style-type: none"> – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее 	100
Сервер ИВК: <ul style="list-style-type: none"> – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее 	3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервный сервер с установленным специализированным ПО;
- резервирование каналов связи между уровнями ИВК и между ИВК и внешними системами субъектов ОРЭМ, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ.

Ведение журналов событий:

–счётчика, с фиксированием событий:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике.

– ИВК, с фиксированием событий:

- даты начала регистрации измерений;
- перерывы электропитания;
- программные и аппаратные перезапуски;
- установка и корректировка времени;
- переход на летнее/зимнее время;
- нарушение защиты ИВК;
- отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;

- сервера;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на ЦСОИ.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра МРЕК.411711.046.ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Москва» Тульское ЛПУ МГ КС-9. Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ 10	5
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	6
Трансформаторы тока	ТОЛ	9
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	6
Счетчики	СЭТ-4ТМ.03.01	3
Счетчики	СЭТ-4ТМ.03М	3
ИВК	АльфаЦЕНТР	1
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Москва» Тульское ЛПУ МГ КС-9. Формуляр	МРЕК.411711.046.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Москва» Тульское ЛПУ МГ КС-9». Методика измерений аттестована Западно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ». Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по аттестации методик (методов) измерений и метрологической экспертизе № RA.RU.311735 от 19.07.2016.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Москва» Тульское ЛПУ МГ КС-9

ГОСТ Р 8.596-2002 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

Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)
Адрес: 630004, г. Новосибирск, пр-кт Димитрова, д. 4
Телефон (факс): +7 (383) 210-08-14, +7 (383) 210-13-60
E-mail: director@sniim.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310556.