

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром добыча Уренгой» УГП-15

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром добыча Уренгой» УГП-15 (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, многоуровневую 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 электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), устройство синхронизации системного времени, автоматизированные рабочие места оператора, программное обеспечение (ПО) и технические средства приема-передачи данных;

3-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 АРМ АО «Газпром энергосбыт».

ИИК, ИВКЭ, 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.

УСПД в составе ИВКЭ осуществляет:

- один раз в 30 минут опрос счетчиков электрической энергии и сбор результатов измерений;

- хранение результатов измерений в базе данных;

- передачу результатов измерений в ИВК.

- синхронизацию (коррекцию) времени в УСПД и коррекцию времени в счетчиках; 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 и УСПД;
- 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 АИИС 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 АИИС КУЭ построены следующим образом:

- посредством интерфейса RS-485, телефонной линии и модемов SHDSL для передачи данных от счетчиков до УСПД;
- посредством спутникового канала связи (основной канал) и телефонных каналов ТЧ связи, сети сотовой связи GSM каналов (резервные каналы) для передачи данных от УСПД 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, 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. УССБ-2 осуществляет прием и обработку сигналов GPS/ГЛОНАСС по которым осуществляет постоянную синхронизацию собственных часов со шкалой времени UTC(SU) и часов УСПД с периодичностью не реже 1 раза в 30 минут. Синхронизация часов УСПД с УССБ-2 происходит при расхождении более чем на ± 1 с.

При каждом опросе счетчиков УСПД определяет поправку часов счетчиков и, в случае, если поправка часов счетчиков превышает по ± 2 с (параметр настраиваемый), то формирует команду синхронизации. Журналы событий счетчиков, УСПД и сервера ЦСОИ отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство. При нарушении в приеме сигналов точного времени УСПД, коррекцию времени в ИВКЭ и (или) счетчиках может производить уровень ИВК (ЦСОИ).

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	УСПД/УССВ/Сервер
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110 кВ УГП-15, ЗРУ-6 кВ, 1СШ 6кВ, яч.13	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 100/5 Рег. № 25433-03	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	AS1440-512- RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48535-17	УСПД RTU-327 Рег. № 41907-09; УССВ-2 Рег. № 54074-13; ЦСОИ
2	ПС 110 кВ УГП-15, ЗРУ-6 кВ, 1СШ 6кВ, яч.15	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	AS1440-512- RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48535-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
3	ПС 110 кВ УГП-15, ЗРУ-6 кВ, 1СШ 6кВ, яч.19	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	A1805RL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	УСПД RTU-327 Рег. № 41907-09; УССВ-2 Рег. № 54074-13; ЦСОИ
4	ПС 110 кВ УГП-15, ЗРУ-6 кВ, 1СШ 6кВ, яч.21	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	AS1440-512- RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48535-17	
5	ПС 110 кВ УГП-15, ЗРУ-6 кВ, 1СШ 6кВ, яч.23	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	AS1440-512- RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48535-17	
6	ПС 110 кВ УГП-15, ЗРУ-6 кВ, 1СШ 6кВ, яч.27	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 7069-79	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	AS1440-512- RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48535-17	
7	ПС 110 кВ УГП-15, ЗРУ-6 кВ, 1СШ 6кВ, яч.29	ТЛЮ-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 300/5 Рег. № 25433-03	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	AS1440-512- RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48535-17	
8	ПС 110 кВ УГП-15, ЗРУ-6 кВ, 1СШ 6кВ, яч.33	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 7069-02	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	AS1440-512- RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48535-17	
9	ПС 110 кВ УГП-15, ЗРУ-6 кВ, 2СШ 6кВ, яч.16	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	AS1440-512- RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48535-17	
10	ПС 110 кВ УГП-15, ЗРУ-6 кВ, 2СШ 6кВ, яч.18	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 7069-79	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	AS1440-512- RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48535-17	
11	ПС 110 кВ УГП-15, ЗРУ-6 кВ, 2СШ 6кВ, яч.20	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	AS1440-512- RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48535-17	

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6
12	ПС 110 кВ УГП-15, ЗРУ-6 кВ, 2СШ 6кВ, яч.24	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 2611-70	AS1440-512- RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48535-17	УСПД RTU-327 Рег. № 41907-09; УССБ-2 Рег. № 54074-13; ЦСОИ
13	ПС 110 кВ УГП-15, ЗРУ-6 кВ, 2СШ 6кВ, яч.26	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 2611-70	AS1440-512- RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48535-17	
14	ПС 110 кВ УГП-15, ЗРУ-6 кВ, 2СШ 6кВ, яч.30	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 7069-79	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 2611-70	AS1440-512- RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48535-17	
15	ПС 110 кВ УГП-15, ЗРУ-6 кВ, 2СШ 6кВ, яч.32	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 25433-03	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 2611-70	AS1440-512- RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48535-17	
16	ПС 110 кВ УГП-15, ЗРУ-6 кВ, 2СШ 6кВ, яч.34	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 50/5 Рег. № 25433-03	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 2611-70	AS1440-512- RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48535-17	

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 УСПД и устройства синхронизации времени на аналогичные утвержденных типов. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, внося 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 j	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		δ_{w0}^A %	δ_{w0}^P %	δ_{w0}^A %	δ_{w0}^P %	δ_{w0}^A %	δ_{w0}^P %	δ_{w0}^A %	δ_{w0}^P %
1, 7, 15, 16	0,50	±2,3	±2,0	±1,9	±1,9	±1,5	±1,3	±1,5	±1,3
	0,80	±1,7	±2,4	±1,4	±2,1	±1,1	±1,6	±1,1	±1,6
	0,87	±1,6	±2,6	±1,4	±2,3	±1,0	±1,8	±1,0	±1,8
	1,00	±1,4	-	±0,9	-	±0,9	-	±0,9	-
2, 3, 4, 5, 6, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14	0,50	-	-	±5,5	±3,0	±3,0	±1,8	±2,3	±1,5
	0,80	-	-	±3,0	±4,6	±1,7	±2,6	±1,4	±2,1
	0,87	-	-	±2,7	±5,6	±1,5	±3,1	±1,2	±2,4
	1,00	-	-	±1,8	-	±1,2	-	±1,0	-

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

ИК №№	cos j	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		δ_w^A %	δ_w^P %	δ_w^A %	δ_w^P %	δ_w^A %	δ_w^P %	δ_w^A %	δ_w^P %
1, 7, 15, 16	0,50	±2,7	±3,2	±2,3	±3,2	±2,1	±3,0	±2,1	±3,0
	0,80	±2,1	±3,5	±2,0	±3,4	±1,7	±3,1	±1,7	±3,1
	0,87	±2,1	±3,7	±1,9	±3,5	±1,7	±3,2	±1,7	±3,2
	1,00	±2,0	-	±1,2	-	±1,2	-	±1,2	-
2, 3, 4, 5, 6, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14	0,50	-	-	±5,7	±4,0	±3,3	±3,2	±2,6	±3,1
	0,80	-	-	±3,3	±5,3	±2,2	±3,7	±1,9	±3,4
	0,87	-	-	±3,0	±6,2	±2,0	±4,1	±1,8	±3,6
	1,00	-	-	±2,0	-	±1,4	-	±1,3	-

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ ±5 с

Примечание:

I_2 – сила тока 2% относительно номинального тока ТТ;

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;

δ_{w0}^A – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии;

δ_{w0}^P – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии;

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

δ_w^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	16
Нормальные условия: - ток, % от $I_{ном}$ - напряжение, % от $U_{ном}$ - коэффициент мощности cos j температура окружающего воздуха для счетчиков, °С:	от (2)5 до 120 от 99 до 101 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от +21 до +25
Рабочие условия эксплуатации: допускаемые значения неинформативных параметров: - ток, % от $I_{ном}$ - напряжение, % от $U_{ном}$ - коэффициент мощности cos j температура окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков и УСПД - для сервера	от (2)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

Окончание таблицы 5

1	2
Формирование XML-файла для передачи внешним системам	Автоматическое
Формирование базы данных с указанием времени измерений и времени поступления результатов	Автоматическое
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее Сервер ИВК: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	100 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 ИВКЭ и 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 УСПД;
 - установка пароля на ЦСОИ.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра МРЕК.411711.053.13.ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром добыча Уренгой» УГП-15. Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ 10	9
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	14
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	2
Трансформаторы тока	ТЛО-10	9
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2
Счетчики	A1805RL-P4G-DW-4	1
Счетчики	AS1440-512-RAL-P3W-B	15
УСПД	RTU-327	1
ИВК	АльфаЦЕНТР	1
СОЕВ	УССВ-2	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром добыча Уренгой» УГП-15. Формуляр	МРЕК.411711.053.13.ФО	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром добыча Уренгой» УГП-15. Методика поверки	МП-244-RA.RU.310556-2019	1

Поверка

осуществляется по документу МП-244-RA.RU.310556-2019 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром добыча Уренгой» УГП-15. Методика поверки», утвержденному ФГУП «СНИИМ» 12.08.2019 г.

Основные средства поверки:

- в соответствии с «Методикой выполнения измерений параметров вторичных цепей измерительных трансформаторов тока и напряжения», аттестованной ФГУП «СНИИМ» 24 апреля 2014 г. (регистрационный № ФР.1.34.2014.17814);
- устройство синхронизации частоты и времени Метроном версии 300 (Рег. № 56465-14);
- для поверки измерительных компонентов, входящих в состав АИИС КУЭ применяются средства поверки, указанные в методиках поверки, утвержденных при утверждении типа измерительных компонентов.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик АИИС КУЭ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

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 добыча Уренгой» УГП-15» Свидетельство об аттестации методики измерений № 513-RA.RU.311735-2019 от 12.08.2019 г.

Методика измерений аттестована ФГУП «СНИИМ». Аттестат аккредитации ФГУП «СНИИМ» по аттестации методик (методов) измерений и метрологической экспертизе № RA.RU.311735 от 19.07.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром добыча Уренгой» УГП-15

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) 687-124

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, проспект Димитрова, д. 4

Телефон (факс): +7 (383) 210-08-14, +7 (383) 210-13-60

E-mail: director@sniim.ru

Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310556 от 14.01.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2020 г.