ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 246 от 06.02.2018 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» КС Северная, КС Елизаветинская, КС Волхов, КС Волховская, КС Пикалевская, КС Пикалево

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» КС Северная, КС Елизаветинская, КС Волхов, КС Волховская, КС Пикалевская, КС Пикалево предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.
АИИС КУЭ выполняет следующие функции:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический и по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных;
- передача в организации - участники оптового рынка электроэнергии результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений со стороны серверов организаций - участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т. п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- измерение времени.

АИИС КУЭ имеет трехуровневую структуру:

- 1-й уровень - измерительно-информационные комплексы точек измерений (ИИК ТИ);
- 2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ);
- 3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК).

ИИК ТИ включают в себя:

- трансформаторы тока (ТТ) и их вторичные цепи;
- трансформаторами напряжения (ТН) и их вторичные цепи;
- счётчики электроэнергии.

ИВКЭ включают в себя:

- устройство сбора и передачи данных (УСПД). В качестве УСПД используется устройство сбора и передачи данных RTU-327 (Рег. № 41907-09);
- устройство синхронизации системного времени УССВ-2 (Рег. № 54074-13).

ИВК включает в себя:

- автоматизированные рабочие места (АРМ) ООО «Газпром энерго», АРМ АО «Межрегионэнергосбыт»,
- центр сбора и обработки информации (ЦСОИ) ООО «Газпром энерго», выполненный на основе промышленного компьютера и работающего под управлением программного обеспечения из состава ИВК «Альфа-ЦЕНТР» (Рег. № 44595-10).

Принцип действия АИИС КУЭ основан на масштабном преобразовании параметров контролируемого присоединения (ток и напряжение) с использованием электромагнитных трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН), измерении и интегрировании мгновенной мощности с использованием счетчиков электрической энергии, автоматическом сборе, хранении и передаче по каналам связи результатов измерений.

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. Мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения мощности. За период сети (0,02 с) из мгновенных значений мощности вычисляется активная мощность, из мгновенных значений тока и напряжения их среднеквадратические значения и, затем, полная мощность. Реактивная мощность вычисляется из значений активной и полной мощности.

Вычисленные значения активной и реактивной мощности каждого направления преобразуются в частоту следования импульсов. Во внутренних регистрах счетчиков осуществляется накопление импульсов, соответствующих каждому виду и направлению передачи электроэнергии в течение интервала времени 30 минут. По окончании этого интервала времени накопленное количество импульсов из каждого регистра переносится в долговременную энергонезависимую память с указанием времени измерений в шкале координированного времени UTC.

УСПД в составе ИВКЭ осуществляет:

- один раз в 30 минут опрос счетчиков электрической энергии и сбор результатов измерений;
- обработку, заключающуюся в пересчете количества накопленных импульсов за период 30 минут в именованные величины;
- хранение результатов измерений в базе данных;
- передачу результатов измерений в ИВК.

В ИВК осуществляется:

- сбор данных с уровня ИВКЭ;
- хранение полученных в результате обработки приращений электроэнергии в базе данных;
- визуальный просмотр результатов измерений из базы данных;
- передачу результатов измерений в виде XML в формате 80020 с электронной цифровой подписью устанавливаемой на АРМ АО «Межрегионэнергосбыт».

В составе АИИС КУЭ на функциональном уровне выделена система обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ функционирует следующим образом. Устройство синхронизации системного времени УССВ-2 путем получения и обработки спутниковых сигналов GPS формирует шкалу точного времени. УСПД синхронизирует собственную шкалу времени с УССВ-2 в постоянном режиме с помощью программной утилиты. УСПД, в свою очередь, передает шкалу времени на уровень ИИК ТИ. При каждом опросе счетчика УСПД вычисляет поправку времени часов счетчика. И если поправка превышает величину ±2 с, УСПД формирует команду на синхронизацию счетчика.

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

1. Каналы связи между ИИК и ИВКЭ.

Результаты измерений, техническая и служебная информации передаются со счетчиков на уровень ИВКЭ в режиме автоматической передачи данных по программируемому расписанию опроса, но не реже одного раза в сутки.

Данные со счетчиков электроэнергии по интерфейсу RS-485 (среда - медная экранированная «витая пара») передаются через преобразователь интерфейсов RS-485/Ethernet затем через GSM-модем (среда - сеть сотовой связи стандарта GSM) в УСПД RTU-327.

2. Каналы связи между ИВКЭ и ИВК

Результаты измерений, техническая и служебная информации передаются на уровень ИВК в режимах автоматической передачи данных или выполнения запроса «по требованию».

Связь между ИВКЭ и ИВК организована по каналам связи, разделенным на физическом уровне:

- в качестве основного канала связи используется сеть Интернет.
- на случай выхода основного канала связи используется резервный канал связи по сети сотовой связи стандарта GSM с помощью GSM-модемов.

Передача информации другим заинтересованным субъектам ОРЭ осуществляется с уровня ИВК. Передача информации происходит через межсетевой экран.

ИИК ТИ, ИВКЭ, ИВК и каналы связи между ними образуют измерительные каналы (ИК).

Перечень измерительных каналов и измерительных компонентов (средств измерений) в составе ИИК ТИ приведен в таблице 1.

Таблица 1 - Перечень измерительных каналов и измерительных компонентов в составе ИИК ТИ

№ ИК	Наименование ИК	Трансформаторы тока				Трансформаторы напряжения				Счетчики		
		Тип, модификация	Рег. №	К. тр.	Кл.т.	Тип	Рег. №	К. тр.	Кл.т.	Тип, модификация	Рег. №	Кл. т. акт./реакт.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	КС Северная, ТП №8516 10/0,4 кВ, 1СШ 10 кВ, яч.1-11 "Ввод №1"	ТОЛ-10, ТОЛ-10 УХЛ2.1	47959-11	400/5	0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2	20186-05	10000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	0,2S/0,5
2	КС Северная, ТП №8516 10/0,4 кВ, 2СШ 10 кВ, яч.2-3 "Ввод №2"	ТОЛ-10, ТОЛ-10 УХЛ2.1	47959-11	400/5	0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2	20186-05	10000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	0,2S/0,5
3	КС Волхов, ЗРУ-10 кВ КС "Волхов", 1СШ 10 кВ, яч. 3 "Ввод №1"	TPU 4, TPU40,13	17085-98	300/5	0,2	TJP 4	17083-98	10000:ÖЗ/ 100:ÖЗ	0,5	Альфа А1800, А1802RL-P4GB-DW-4	31857-11	0,2S/0,5
4	КС Волхов, ЗРУ-10 кВ КС "Волхов", ТСН-1, Ввод 0,4 кВ	СТА, СТА/100	26069-03	100/5	0,5	Не используется				Альфа А1800, А1805RL-P4GB-DW-4	31857-11	0,5S/1,0
5	КС Волхов, ЗРУ-10 кВ КС "Волхов", 2СШ 10 кВ, яч. 4 "Ввод №2"	TPU 4, TPU40,13	17085-98	300/5	0,2	TJP 4	17083-98	10000:ÖЗ/ 100:ÖЗ	0,5	Альфа А1800, А1802RL-P4GB-DW-4	31857-11	0,2S/0,5
6	КС Волхов, ЗРУ-10 кВ КС "Волхов", ТСН-2, Ввод 0,4 кВ	СТА, СТА/100	26069-03	100/5	0,5	Не используется				Альфа А1800, А1805RALX-P4GB-DW-4	31857-11	0,5S/1,0
7	КС Волхов, ТП "УАВР" 10/0,4 кВ, Т3, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66, Т-0,66 У3	52667-13	300/5	0,5S	Не используется				Альфа А1800, А1805RAL-P4G-DW-4	31857-11	0,5S/1,0

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
8	КС Волховская, ЗРУ-10 кВ КС "Волховская", 1СШ 10 кВ, яч.1 "Ввод №1"	ТЛО-10	25443-08	400/5	0,2S	VRQ3n/S2	21988-01	10000:Ö3/ 100:Ö3	0,5	Альфа А1800, A1802RLQ-P4GB-DW-4	31857-11	0,2S/0,5
9	КС Волховская, ЗРУ-10 кВ КС "Волховская", ТСН-1, Ввод 0,4 кВ	ТОП-0,66	15174-06	100/5	0,5	Не используется				Альфа А1800, A1802RL-P4G-DW-4	31857-11	0,2S/0,5
10	КС Волховская, ЗРУ-10 кВ КС "Волховская", 2СШ 10 кВ, яч.11 "Ввод №2"	ТЛО-10	25443-08	400/5	0,2S	VRQ3n/S2	21988-01	10000:Ö3/ 100:Ö3	0,5	Альфа А1800, A1802RLQ-P4GB-DW-4	31857-11	0,2S/0,5
11	КС Волховская, ЗРУ-10 кВ КС "Волховская", ТСН-2, Ввод 0,4 кВ	ТОП-0,66	15174-06	100/5	0,5	Не используется				Альфа А1800, A1802RL-P4G-DW-4	31857-11	0,2S/0,5
12	КС Пикалевская, ЗРУ-10 кВ КС "Пикалевская", 1СШ 10 кВ, яч.1 "Ввод №1"	ТЛО-10	25443-08	400/5	0,2S	VRQ3n/S2	21988-01	10000:Ö3/ 100:Ö3	0,5	Альфа А1800, A1802RLQ-P4GB-DW-4	31857-11	0,2S/0,5
13	КС Пикалевская, ЗРУ-10 кВ КС "Пикалевская", 2СШ 10 кВ, яч.2 "Ввод №2"	ТЛО-10	25443-08	400/5	0,2S	VRQ3n/S2	21988-01	10000:Ö3/ 100:Ö3	0,5	Альфа А1800, A1802RLQ-P4GB-DW-4	31857-11	0,2S/0,5
14	КС Пикалево, КТП-1 10/0,4 кВ, Т1, Ввод №1 0,4 кВ	ТШП-0,66	47957-11	1500/5	0,5	Не используется				Альфа А1800, A1805RL-P4GB-DW-4	31857-11	0,5S/1,0

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
15	КС Пикалево, КТП-1 10/0,4 кВ, Т2, Ввод №2 0,4 кВ	ТШП-0,66	47957-11	1500/5	0,5	Не используется				Альфа А1800, A1805RL-P4GB-DW-4	31857-11	0,5S/1,0
16	КС Пикалево, КТП АВО 10/0,4 кВ, Т1, Ввод №1 0,4 кВ	ТШП-0,66	47957-11	1500/5	0,5	Не используется				Альфа А1800, A1805RL-P4GB-DW-4	31857-11	0,5S/1,0
17	КС Пикалево, КТП АВО 10/0,4 кВ, Т2, Ввод №2 0,4 кВ	ТШП-0,66	47957-11	1500/5	0,5	Не используется				Альфа А1800, A1805RL-P4GB-DW-4	31857-11	0,5S/1,0
18	КС Пикалево, КТП-2 10/0,4 кВ, Т1, Ввод №1 0,4 кВ	ТШЛ-0,66	47957-11	1500/5	0,5	Не используется				Альфа А1800, A1805RL-P4GB-DW-4	31857-11	0,5S/1,0
19	КС Пикалево, КТП-2 10/0,4 кВ, Т2, Ввод №2 0,4 кВ	ТШЛ-0,66	47957-11	1500/5	0,5	Не используется				Альфа А1800, A1805RL-P4GB-DW-4	31857-11	0,5S/1,0
20	КС Елизаветинская, ПС 35/10 кВ "Елизаветинская", КРУМ-35 кВ, 1СШ 35 кВ, яч.104 "Ввод №1"	TPU7, TPU 70,64	25578-03	100/5	0,2S	TJP 7	25432-08	35000:Ö3/ 100:Ö3	0,2	Альфа А1800, A1802RALQ-P4GB-DW-4	31857-11	0,2S/0,5
21	КС Елизаветинская, ПС 35/10 кВ "Елизаветинская", КРУМ-35 кВ, 2СШ 35 кВ, яч.204 "Ввод №2"	TPU7, TPU 70,64	25578-03	100/5	0,2S	TJP 7	25432-08	35000:Ö3/ 100:Ö3	0,2	Альфа А1800, A1802RALQ-P4GB-DW-4	31857-11	0,2S/0,5
22	ВПКУ 10 кВ, Ввод 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10, ТОЛ-СЭЩ-10-11 У2	32139-06	50/5	0,2	ЗНОЛП, ЗНОЛП-10У2	23544-07	10000:Ö3/ 100:Ö3	0,2	Меркурий 234, ARTM2-00 PB.R	48266-11	0,2S/0,5

В АИИС КУЭ предусмотрено пломбирование крышек клеммных зажимов и испытательных коробок счетчиков, а также клеммных зажимов во вторичных цепях ТТ и ТН.

Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электрической энергии на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у приведенных в таблице 1. Замена оформляется актом в установленном в ООО «Газпром энерго» порядке, который хранится совместно с описанием типа АИИС КУЭ, как его неотъемлемая часть.

Программное обеспечение

Структура прикладного программного обеспечения (ПО) АИИС КУЭ:

– ПО «АльфаЦЕНТР», установленное на ЦСОИ, осуществляет обработку, организацию учета и хранение результатов измерений электрической энергии, а также их отображение и передачу в автоматическом режиме в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии;

– ПО «АльфаЦЕНТР», установленное на АРМ, осуществляет отображение, хранение и вывод на печать результатов измерений и журналов событий.

Идентификационные признаки метрологически значимого программного обеспечения АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО

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

Программное обеспечение имеет защиту от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствующую уровню «средний» по Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 - Границы допускаемой основной относительной погрешности ИК при измерении активной ($\pm\delta_{Wo}{}^{A}$) электрической энергии, границы допускаемой погрешности ИК при измерении активной ($\pm\delta_{W}{}^{A}$) и реактивной ($\pm\delta_{W}{}^{P}$) электрической энергии в рабочих условиях применения

I, % от Iном	Коэффициент мощности	ИК № 1, 2			ИК № 3, 5			ИК № 4, 6, 14, 15, 16, 17, 18, 19			ИК № 9, 11		
		$\delta_{Wo}{}^{A}$, %	$\delta_{W}{}^{A}$, %	$\delta_{W}{}^{P}$, %	$\delta_{Wo}{}^{A}$, %	$\delta_{W}{}^{A}$, %	$\delta_{W}{}^{P}$, %	$\delta_{Wo}{}^{A}$, %	$\delta_{W}{}^{A}$, %	$\delta_{W}{}^{P}$, %	$\delta_{Wo}{}^{A}$, %	$\delta_{W}{}^{A}$, %	$\delta_{W}{}^{P}$, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
5	0,5	5,4	5,4	3,0	2,3	2,4	2,1	5,4	5,5	3,9	5,3	5,3	2,9
5	0,8	2,9	2,9	4,6	1,5	1,6	2,5	2,9	3,2	5,2	2,8	2,8	4,5
5	0,865	2,5	2,6	5,6	1,3	1,5	2,8	2,6	2,9	6,1	2,4	2,5	5,5
5	1	1,8	1,8	-	1,1	1,1	-	1,7	1,9	-	1,7	1,7	-
20	0,5	2,9	3,0	2,0	1,6	1,7	1,7	2,7	3,0	3,1	2,6	2,7	1,9
20	0,8	1,6	1,7	2,8	1,0	1,1	2,0	1,5	2,0	3,6	1,4	1,5	2,6
20	0,865	1,4	1,5	3,3	0,9	1,1	2,2	1,3	1,9	3,9	1,2	1,3	3,0
20	1	1,1	1,1	-	0,8	0,8	-	1,0	1,3	-	0,9	0,9	-

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
100, 120	0,5	2,2	2,3	1,8	1,4	1,5	1,7	1,9	2,3	3,0	1,8	1,9	1,7
100, 120	0,8	1,2	1,4	2,3	0,9	1,1	1,9	1,1	1,8	3,2	1,0	1,1	2,1
100, 120	0,865	1,1	1,2	2,6	0,8	1,0	2,1	1,0	1,7	3,4	0,8	1,0	2,3
100, 120	1	0,9	0,9	-	0,7	0,8	-	0,8	1,1	-	0,6	0,7	-

Таблица 4 - Границы допускаемой основной относительной погрешности ИК при измерении активной ($\pm\delta_{Wo}{}^{A}$) электрической энергии, границы допускаемой погрешности ИК при измерении активной ($\pm\delta_{W}{}^{A}$) и реактивной ($\pm\delta_{W}{}^{P}$) электрической энергии в рабочих условиях применения

I, % от Iном	Коэффициент мощности	ИК №7			ИК №8, 10, 12, 13			ИК №20, 21			ИК №22		
		$\delta_{Wo}{}^{A}$, %	$\delta_{W}{}^{A}$, %	$\delta_{W}{}^{P}$, %	$\delta_{Wo}{}^{A}$, %	$\delta_{W}{}^{A}$, %	$\delta_{W}{}^{P}$, %	$\delta_{Wo}{}^{A}$, %	$\delta_{W}{}^{A}$, %	$\delta_{W}{}^{P}$, %	$\delta_{Wo}{}^{A}$, %	$\delta_{W}{}^{A}$, %	$\delta_{W}{}^{P}$, %
2	0,5	4,7	4,9	3,7	2,1	2,2	2,1	1,8	1,9	2,0	-	-	-
2	0,8	2,6	2,9	4,7	1,3	1,5	2,4	1,2	1,3	2,3	-	-	-
2	0,865	2,3	2,7	5,5	1,3	1,4	2,7	1,1	1,2	2,5	-	-	-
2	1	1,8	2,3	-	1,0	1,2	-	0,9	1,1	-	-	-	-
5	0,5	2,8	3,1	3,3	1,7	1,7	1,9	1,3	1,4	1,9	2,0	2,2	2,0
5	0,8	1,7	2,2	3,8	1,1	1,2	2,2	0,9	1,0	2,0	1,3	1,5	2,4
5	0,865	1,6	2,1	4,1	1,0	1,2	2,3	0,8	1,0	2,1	1,2	1,4	2,6
5	1	1,0	1,3	-	0,8	0,8	-	0,6	0,6	-	0,9	1,1	-
20	0,5	1,9	2,3	3,0	1,4	1,5	1,7	0,9	1,1	1,6	1,2	1,4	1,6
20	0,8	1,1	1,8	3,2	0,9	1,1	1,9	0,6	0,8	1,7	0,8	1,0	1,8
20	0,865	1,0	1,7	3,4	0,8	1,0	2,1	0,6	0,8	1,7	0,7	1,0	1,9
20	1	0,8	1,1	-	0,7	0,8	-	0,5	0,6	-	0,6	0,8	-
100, 120	0,5	1,9	2,3	3,0	1,4	1,5	1,7	0,9	1,1	1,6	0,9	1,2	1,6
100, 120	0,8	1,1	1,8	3,2	0,9	1,1	1,9	0,6	0,8	1,7	0,6	1,0	1,7
100, 120	0,865	1,0	1,7	3,4	0,8	1,0	2,1	0,6	0,8	1,7	0,6	0,9	1,7
100, 120	1	0,8	1,1	-	0,7	0,8	-	0,5	0,6	-	0,5	0,7	-

Пределы допускаемого значения поправки часов счетчиков электрической энергии относительно шкалы времени UTC ±5 с.

Таблица 5 - Технические характеристики АИИС КУЭ

Характеристика	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	22
Пределы допускаемого значения поправки часов счетчиков электрической энергии относительно шкалы времени UTC, с	±5
Период измерений активной и реактивной средней электрической 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 результатами измерений с указанием времени проведения измерений и времени поступления результатов измерений в базу данных	автоматическое
Глубина хранения результатов измерений в базе данных не менее, лет	3,5
Ведение журналов событий ИВК, ИВКЭ и ИИК ТИ	автоматическое

Продолжение таблицы 5

1	2
Рабочие условия применения компонентов АИИС КУЭ:	
- температура окружающего воздуха (кроме ТТ и ТН), °С	от +0 до +40
- температура окружающего воздуха (для ТТ и ТН), °С	от -40 до +40
- частота сети, Гц	от 49,5 до 50,5
- напряжение сети питания, В	от 198 до 242
- индукция внешнего магнитного поля, мТл	не более 0,05
Допускаемые значения информативных параметров:	
- ток, % от $I_{ном}$ для ИК № с 1 по 6, 9, 10, 12, с 15 по 20, 22	от 5 до 120
- ток, % от $I_{ном}$ для ИК № 7, 8, 11, 13, 14, 21	от 2 до 120
- напряжение, % от $U_{ном}$	от 90 до 110
- коэффициент мощности cos j	0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк.
- коэффициент реактивной мощности, sin j	0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист документа АУВП.411711.Г01-02.06.Д.ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» КС Северная, КС Елизаветинская, КС Волхов, КС Волховская, КС Пикалевская, КС Пикалево. Формуляр».

Комплектность средства измерений

Таблица 6 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип, модификация, обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТШЛ-0,66	6
Трансформаторы тока	ТШП-0,66	12
Трансформаторы тока	ТОП-0,66	6
Трансформаторы тока	TPU7, TPU 70,64	6
Трансформаторы тока	TPU 4, TPU40,13	6
Трансформаторы тока	ТЛО-10	12
Трансформаторы тока	Т-0,66 (Т-0,66 УЗ)	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-10, ТОЛ-10 УХЛ2.1	6
Трансформаторы тока	СТА, СТА/100	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10, ТОЛ-СЭЩ-10-11 У2	3
Трансформаторы напряжения	TJP 7	6
Трансформаторы напряжения	VRQ3n/S2	12
Трансформаторы напряжения	TJP 4	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП, ЗНОЛП-10У2	3
Счетчики	Альфа А1800, A1805RAL-P4G-DW-4	20
Счетчики	Альфа А1800, A1805RL-P4GB-DW-4	7

Продолжение таблицы 6

1	2	3
Счетчики	СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.00	2
Счетчики	Альфа А1800, A1802RLQ-P4GB-DW-4	2
Счетчики	Альфа А1800, A1805RALX-P4GB-DW-4	1
Счетчики	Альфа А1800, A1802RL-P4G-DW-4	2
Счетчики	Альфа А1800, A1802RL-P4GB-DW-4	2
Счетчики	Альфа А1800, A1802RALQ-P4GB-DW-4	4
Счетчики	Меркурий 234, ARTM-00 PB.R	1
ИВК	ЦСОИ, АРМ, АльфаЦЕНТР	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» КС Северная, КС Елизаветинская, КС Волхов, КС Волховская, КС Пикалевская, КС Пикалево. Формуляр	АУВП.411711.Г01-02.06.Д.ФО	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» КС Северная, КС Елизаветинская, КС Волхов, КС Волховская, КС Пикалевская, КС Пикалево. Методика поверки	080-30007-2016-МП	1

Поверка

осуществляется по документу 080-30007-2016-МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» КС Северная, КС Елизаветинская, КС Волхов, КС Волховская, КС Пикалевская, КС Пикалево. Методика поверки», утвержденному ФГУП «СНИИМ» 25 августа 2016 г.

Основные средства поверки:

- NTP серверы, работающие от рабочих шкал Государственного первичного эталона времени, частоты и национальной шкалы времени ГЭТ 1-2012 или вторичных эталонов ВЭТ 1-5, ВЭТ 1-7;
- ТТ по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН по ГОСТ 8.216-2011;
- счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М в соответствии с документом ИГЛШ.411152.145 РЭ1, согласованным с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 мая 2012 г.;
- счетчиков электрической энергии Альфа А1800 в соответствии с методикой поверки ДЯИМ.411152.018МП, утвержденной ФГУП «ВНИИМС» в 2012 г.;

- счетчиков электрической энергии Меркурий 234 в соответствии с методикой поверки АВЛГ.411152.033 РЭ1, утвержденной руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в сентябре 2011 г.;

- устройства сбора и передачи данных RTU-327 в соответствии с методикой поверки ДЯИМ.466215.007 МП, утвержденной ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.

- устройства синхронизации системного времени УССВ-2 в соответствии с методикой поверки МП-РТ-1906-2013 (ДИЯМ.468213.001 МП) утвержденной ФГУ «Ростест-Москва» в 2013 г.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наноситься на свидетельство о поверке в виде наклейки.

Сведения о методиках (методах) измерений

изложены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» КС Северная, КС Елизаветинская, КС Волхов, КС Волховская, КС Пикалевская, КС Пикалево. Свидетельство об аттестации методики измерений № 292-01.00249-2016 от «25» августа 2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» КС Северная, КС Елизаветинская, КС Волхов, КС Волховская, КС Пикалевская, КС Пикалево

ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Изготовитель

Оренбургский филиал общества с ограниченной ответственностью «Газпром энерго»
ИНН: 7736186950
Адрес: 460027, г. Оренбург, ул. 60 лет Октября, д. 11
Телефон: (3532) 687-126; Факс: (3532) 687-127
E-mail: info@of.energo.gazprom.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Сибирский государственный ордена Трудового Красного Знамени научно-исследовательский институт метрологии» (ФГУП «СНИИМ»)

Адрес: 630004, г. Новосибирск, проспект Димитрова, д. 4
Телефон: (383) 210-08-14; Факс: (383) 210-1360
E-mail: director@sniim.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «СНИИМ» 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 С.С. Голубев

М.п. « ___ » _____ 2018 г.