

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» декабря 2021 г. № 2833

Сведения
об утвержденных типах средств измерений, подлежащие изменению
в части конструктивных изменений, влияющих на метрологические характеристики средств измерений

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистраци- онный номер в ФИФ	Правообла- датель	Отменяемая методика поверки	Действие методики поверки сохраняется	Устанавлива- емая методика поверки	Добавляемый изготовитель	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.	Система автоматизирован- ная информационно- измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Дзержинской ТЭЦ филиала «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»	-	010	65893-16	Филиал «Нижегородский» Публичное акционерное общество «Т Плюс» (ПАО «Т Плюс»), г. Нижний Новгород	МП 65893-16	-	МП 15-2021	-	Общество с ограниченной ответствен- ностью «Автоматизи- рованные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»), г. Владимир	ООО «АСЭ», г. Владимир

2.	Газоанализаторы	ГСВ-1	-	71381-18	Общество с ограниченной ответственностью научно- производственное предприятие «Петролайн-А» (ООО НПП «Петролайн-А»), Республика Татарстан, Тукаевский район, деревня Малая Шильна	-	МП 242-112- 2017	МП 242-112- 2021	-	Общество с ограниченной ответственностью научно- производственное предприятие «Петролайн-А» (ООО НПП «Петролайн-А»), Республика Татарстан, г. Набережные Челны	ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева», г. Санкт- Петербург
----	-----------------	-------	---	----------	---	---	---------------------	---------------------	---	--	--

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» декабря 2021 г. № 2833

Регистрационный № 65893-16

Лист № 1
Всего листов 21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Дзержинской ТЭЦ филиала «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Дзержинской ТЭЦ филиала «Нижегородский» ПАО «Т Плюс» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счётчики активной и реактивной электрической энергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приёма-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных RTU-327 (УСПД) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя коммуникационный сервер на базе УСПД RTU-327, сервер баз данных (далее - сервер БД), программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР», устройство синхронизации системного времени (УССВ) УССВ-2, автоматизированные рабочие места (далее - АРМ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Устройства третьего уровня входят в состав АИИС КУЭ Сормовской ТЭЦ Филиала «Нижегородский» ПАО «Т Плюс» (Госреестр № 62231-15).

Измерительные каналы (ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счётчика электрической энергии. В счётчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы и напряжения переменного тока в микропроцессоре счётчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с.

Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Для ИК №№ 46, 49, 50 цифровой сигнал с выходов счётчиков по проводным линиям связи поступает на входы GSM-модема, далее по каналу связи стандарта GSM - на входы УСПД. Для остальных ИК цифровой сигнал с выходов счётчиков по проводным линиям связи через преобразователь RS-485/Ethernet и каналу связи сети Ethernet поступает на коммутатор и далее по волоконно-оптической линии связи (ВОЛС) через преобразователь ВОЛС/Ethernet - на входы УСПД. В УСПД осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление, хранение и передача полученных данных на коммуникационный сервер по локальной вычислительной сети Дзержинской ТЭЦ. При отказе основного канала связи передача полученных данных на коммуникационный сервер выполняется по резервному каналу связи, организованному на базе сотовой сети стандарта GSM.

Коммуникационный сервер передаёт измерительную информацию по каналу связи сети Ethernet на сервер БД, где осуществляется дальнейшая обработка, формирование и хранение поступающей информации, резервное копирование базы данных, оформление отчётных документов.

Передача информации в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), которая осуществляется на АРМ, в филиал АО «СО ЕЭС» Нижегородское РДУ и в другие смежные субъекты ОРЭ, осуществляется 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.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УССВ-2, синхронизирующим часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от ГЛОНАСС-приемника.

Сравнение показаний часов коммуникационного сервера с УССВ осуществляется 1 раз в 3 минуты, корректировка часов коммуникационного сервера производится при расхождении с УССВ на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов сервера БД с часами коммуникационного сервера осуществляется при каждом сеансе связи, корректировка часов сервера БД производится при расхождении с часами коммуникационного сервера на величину более ± 1 с. Сравнение показаний часов УСПД с часами коммуникационного сервера осуществляется при каждом сеансе связи, корректировка часов УСПД производится при расхождении с часами коммуникационного сервера на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счётчиков с часами УСПД производится во время сеанса связи. Корректировка часов счётчиков осуществляется при расхождении показаний часов счётчика и часов УСПД на величину более ± 1 с. Передача информации от счётчика до УСПД, от УСПД до коммуникационного сервера реализована с помощью каналов связи, задержки в которых составляют 0,2 с.

Погрешность СОЕВ составляет не более ± 5 с.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре на систему автоматизированную информационно-

измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Дзержинской ТЭЦ филиала «Нижегородский» ПАО «Т Плюс».

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 Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

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	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Метрологические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблицах 3 и 4.

Основные технические характеристики измерительных каналов (ИК) приведены в таблице 5.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

[illegible]

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Дзержинская ТЭЦ ТГ-4	ТШЛ-20 Ктт=8000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 36053-07	ЗНОЛПМ Ктн=6000/√3: 100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	RTU-327 Рег. № 41907-09	RTU-327 Рег. № 41907-09	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Proliant DL360 Gen10	Активная
				Реактивная					
5	Дзержинская ТЭЦ ТГ-5	ТШЛ-20 Ктт=8000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 36053-07	ЗНОЛ.06 Ктн=10000/√3: 100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 3344-04	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная
				Реактивная					
6	Дзержинская ТЭЦ ТГ -6	ТШЛ-20 Ктт=8000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 36053-07	ЗНОМ-20-63 Ктн=18000/√3: 100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 51674-12	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная
				Реактивная					
7	Дзержинская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, ВЛ Блочная-6	ТФЗМ 110Б- IУ1 Ктт=2000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2793-88	НКФ-110-57 У1 Ктн=110000/√3: 100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная
				Реактивная					
8	Дзержинская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, ВЛ Блочная	ТВ Ктт=1000/5 Кл. т 0,5 Рег. № 19720-00	НКФ-110-83 У1 Ктн=110000/√3: 100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1188-84	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная
				Реактивная					
9	Дзержинская ТЭЦ, ЗРУ-110 кВ, яч. 1, ВЛ-123	SB 0,8 Ктт=600/5 Кл. т 0,2S Рег. № 20951-06	НАМИ-110 УХЛ1 Ктн=110000/√3: 100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 24218-08	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная
				Реактивная					
10	Дзержинская ТЭЦ, ЗРУ-110 кВ, яч. 3, ВЛ-130	SB 0,8 Ктт=600/5 Кл. т 0,2S Рег. № 20951-06	НАМИ-110 УХЛ1 Ктн=110000/√3: 100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 24218-08	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная
				Реактивная					
11	Дзержинская ТЭЦ, ЗРУ-110 кВ, яч. 15, ВЛ-142	SB 0,8 Ктт=600/5 Кл. т 0,2S Рег. № 20951-06	НАМИ-110 УХЛ1 Ктн=110000/√3: 100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 24218-08	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная
				Реактивная					
12	Дзержинская ТЭЦ, ЗРУ-110 кВ, яч. 19, ВЛ-149	SB 0,8 Ктт=600/5 Кл. т 0,2S Рег. № 20951-06	НАМИ-110 УХЛ1 Ктн=110000/√3: 100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 24218-08	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная
				Реактивная					

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
13	Дзержинская ТЭЦ, ЗРУ-110 кВ, яч. 13, ВД-153	SB 0,8 Ктт=1000/5 Кл. т 0,2S Рег. № 20951-06	НАМИ-110 УХЛ1 Ктн=110000/√3: 100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 24218-08	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	RTU-327 Рег. № 41907-09	RTU-327 Рег. № 41907-09	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Proliant DL360 Gen10	Активная Реактивная
14	Дзержинская ТЭЦ, ЗРУ-110 кВ, яч. 5, ВЛ-157	SB 0,8 Ктт=600/5 Кл. т 0,2S Рег. № 20951-06	НАМИ-110 УХЛ1 Ктн=110000/√3: 100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 24218-08	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная Реактивная
15	Дзержинская ТЭЦ, ЗРУ-110 кВ, яч. 7, ВЛ-158	SB 0,8 Ктт=600/5 Кл. т 0,2S Рег. № 20951-06	НАМИ-110 УХЛ1 Ктн=110000/√3: 100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 24218-08	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная Реактивная
16	Дзержинская ТЭЦ, ОВ-110	SB 0,8 Ктт=600/5 Кл. т 0,2S Рег. № 20951-06	НАМИ-110 УХЛ1 Ктн=110000/√3: 100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 24218-08	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная Реактивная
17.1	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1. сек., яч. 4, ф. 4Ш линия А	ТЛО-10 Ктт=1500/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная Реактивная
17.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1 сек., яч. 4, ф. 4Ш линия Б	ТЛО-10 Ктт=1500/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Активная Реактивная
18.1	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1 сек., яч. 8, ф. 8Ш линия А	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
21.1	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1 сек., яч. 14, ф. 14Ш линия А	ТЛО-10 К _{ТТ} =1000/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 К _{ТН} =6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 К _{ТН} =6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	RTU-327 Рег. № 41907-09	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВВ-2 Рег. № 54074-13	Proliant DL360 Gen10	Активная Реактивная
21.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1 сек., яч. 14, ф. 14Ш линия Б	ТЛО-10 К _{ТТ} =1000/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 К _{ТН} =6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 К _{ТН} =6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Активная Реактивная
22.1	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1 сек., яч. 15, ф. 15Ш линия А	ТЛО-10 К _{ТТ} =1500/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 К _{ТН} =6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 К _{ТН} =6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная Реактивная
22.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1 сек., яч. 15, ф. 15Ш линия Б	ТЛО-10 К _{ТТ} =1500/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 К _{ТН} =6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 К _{ТН} =6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11					Активная Реактивная
23	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1 сек., яч. 16, КЛ 6 кВ ф. 16Ш	ТПОЛ-10 К _{ТТ} =600/5 Кл. т 0,5 Рег. № 1261-59	НОМ-6 К _{ТН} =6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 К _{ТН} =6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
24.1	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1 сек., яч. 17, ф. 17Ш линия А	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	RTU-327 Рег. № 41907-09	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСЦБ-2 Рег. № 54074-13	Proliant DL360 Gen10	Активная
24.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1 сек., яч. 17, ф. 17Ш линия Б	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11					Активная
25.1	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1 сек., яч. 19, ф. 19Ш линия А	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная
25.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1 сек., яч. 19, ф. 19Ш линия Б	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Активная
26	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 26, Кл 6 кВ ф. 26Ш	ТПОЛ-10 Ктт=1000/5 Кл. т 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная
27.1	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 32, ф. 32Ш линия А	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная
27.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 32, ф. 32Ш линия Б	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Активная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
28.1	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 33, ф. 33Ш линия А	ТЛО-10 К _{ТТ} =800/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 К _{ТН} =6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 К _{ТН} =6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	RTU-327 Рег. № 41907-09	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСCB-2 Рег. № 54074-13	Proliant DL360 Gen10	Активная Реактивная
28.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 33, ф. 33Ш линия Б	ТЛО-10 К _{ТТ} =800/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 К _{ТН} =6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 К _{ТН} =6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11					Активная Реактивная
29.1	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 34, ф. 34Ш линия А	ТЛО-10 К _{ТТ} =1000/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НТМИ-6 К _{ТН} =6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная Реактивная
29.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 34, ф. 34Ш линия Б	ТЛО-10 К _{ТТ} =1000/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НТМИ-6 К _{ТН} =6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Активная Реактивная
30.1	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 35, ф. 35Ш линия А	ТЛО-10 К _{ТТ} =1000/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 К _{ТН} =6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 К _{ТН} =6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная Реактивная
30.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 35, ф. 35Ш линия Б	ТЛО-10 К _{ТТ} =1000/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 К _{ТН} =6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 К _{ТН} =6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11					Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
31.1	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 36, ф. 36Ш линия А	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НОМ-6-77 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 17158-98 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	RTU-327 Рег. № 41907-09	RTU-327 Рег. № 41907-09	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Proliant DL360 Gen10	Активная Реактивная
31.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 36, ф. 36Ш линия Б	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НОМ-6-77 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 17158-98 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Активная Реактивная
32.1	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 37, ф. 37Ш линия А	ТЛО-10 Ктт=1500/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная Реактивная
32.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 37, ф. 37Ш линия Б	ТЛО-10 Ктт=1500/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
33.1	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 38, ф. 38Ш линия А	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НОМ-6-77 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 17158-98 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	RTU-327 Рег. № 41907-09	RTU-327 Рег. № 41907-09	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Proliant DL360 Gen10	Активная Реактивная
33.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 38, ф. 38Ш линия Б	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НОМ-6-77 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 17158-98 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11					Активная Реактивная
34.1	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 39, ф. 39Ш линия А	ТЛО-10 Ктт=600/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная Реактивная
34.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 39, ф. 39Ш линия Б	ТЛО-10 Ктт=600/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
35.1	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 40, ф. 40Ш линия А	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НОМ-6-77 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 17158-98 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	RTU-327 Рег. № 41907-09	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВВ-2 Рег. № 54074-13	Proliant DL360 Gen10	Активная Реактивная
35.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 40, ф. 40Ш линия Б	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НОМ-6-77 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 17158-98 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Активная Реактивная
36.1	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 43, ф. 43Ш линия А	ТЛО-10 Ктт=1500/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная Реактивная
36.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 43, ф. 43Ш линия Б	ТЛО-10 Ктт=1500/5 Кл. т 0,2S Рег. № 25433-11	НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11					Активная Реактивная
37	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 3 сек., яч. 48, КЛ-48ША	ТВЛМ-10 Ктт=1000/5 Кл. т 0,5 Рег. № 1856-63	НОМ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
38	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ- 6 кВ, 3 сек., яч. 50, КЛ-50ША	ТЛМ-6 Ктт=1000/5 Кл. т 0,5 Рег. № 3848-73	НОМ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	RTU-327 Рег. № 41907-09	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВВ-2 Рег. № 54074-13	Proliant DL360 Gen10	Активная
									Реактивная
39	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 3 сек., яч. 50, КЛ-50ШБ	ТВЛМ-10 Ктт=150/5 Кл. т 0,5 Рег. № 45040-10	НОМ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная
									Реактивная
40	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 3 сек., яч. 64, КЛ-64ША	ТЛМ-10 Ктт=600/5 Кл. т 0,5 Рег. № 2473-05	НОМ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная
									Реактивная
41	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 3 сек., яч. 64, КЛ-64ШБ	ТОЛ-10 Ктт=200/5 Кл. т 0,5 Рег. № 7069-07	НОМ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	RTU-327 Рег. № 41907-09	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВВ-2 Рег. № 54074-13	Proliant DL360 Gen10	Активная
									Реактивная
42	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 3 сек., яч. 66, КЛ-66ША	ТЛМ-10 Ктт=600/5 Кл. т 0,5 Рег. № 2473-05	НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная
									Реактивная
43	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 3 сек., яч. 66, КЛ-66ШБ	ТЛМ-10 Ктт=150/5 Кл. т 0,5 Рег. № 2473-05	НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	RTU-327 Рег. № 41907-09	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВВ-2 Рег. № 54074-13	Proliant DL360 Gen10	Активная
									Реактивная
44	Дзержинская ТЭЦ, секция 1РО-6 кВ, яч. 5, КЛ ф. 1 СУ ТЭЦ	ТПФМ-10 Ктт=150/5 Кл. т 0,5 Рег. № 814-53	НТМИ-6-66 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная
									Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
45	Дзержинская ТЭЦ, КРУ-6кВ, секция 2РО-6 кВ яч. 22, КЛ-6 кВ	ТЛ-10 Ктт=300/5 Кл. т 0,5 Рег. № 4346-08	ЗНОЛ.06 Ктн=6000/√3: 100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	RTU-327 Рег. № 41907-09	RTU-327 Рег. № 41907-09	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Proliant DL360 Gen10	Активная
46	Дзержинская ТЭЦ, КТП2-0,4кВ, сек. 1 п. 2 (ниж. прис.) КЛ 0,4 кВ	Т-0,66 Ктт=600/5 Кл. т 0,5 Рег. № 36382-07	-	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Реактивная
47	Дзержинская ТЭЦ ГРУ-6 кВ, 3 сек. яч. 61, КЛ-61ШБ	ТЛМ-10 Ктт=600/5 Кл. т 0,5 Рег. № 2473-05	НОМ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная
48	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1 сек., яч. 6, КЛ-6Ш	ТПОЛ-10 Ктт=1000/5 Кл. т 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Реактивная
49	Дзержинская ТЭЦ, КТП2-0,4 кВ, сек. 1, п. 3 (сред. прис.) КЛ 0,4 кВ	ТК Ктт=600/5 Кл. т 0,5 Рег. № 1407-60	-	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Активная
50	Дзержинская ТЭЦ КТП2-0,4 кВ, сек. 2, п. 2 (верх прис.) КЛ 0,4 кВ	ТК Ктт=600/5 Кл. т 0,5 Рег. № 1407-60	-	Альфа А1800 Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20					Реактивная

П р и м е ч а н и я

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 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов.

3 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).

4 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений.

5 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.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (активная энергия и мощность)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы основной относительной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %			Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6	7	8
1, 7, 8, 23, 26, 37 - 45, 47, 48 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,2	2,2	1,1	1,5	2,3
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,1	1,6	2,9	1,2	1,8	3,0
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,8	2,8	5,4	1,9	2,9	5,5
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,8	2,9	5,4	1,9	3,0	5,5
2, 3, 6 (ТТ 0,2; ТН 0,5 Счетчик 0,2S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,2	1,6
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,8	1,0	1,6	1,0	1,3	1,8
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,1	1,4	2,3	1,2	1,6	2,4
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,1	1,5	2,3	1,2	1,7	2,4
4, 17.1 - 22.1, 24.1, 25.1, 25.2, 27.1 - 28.1, 29.1 - 30.1, 31.1 - 33.1, 34.1-36.1 (ТТ 0,2S; ТН 0,5 Счетчик 0,2S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,2	1,6
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,2	1,6
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	0,8	1,0	1,6	1,0	1,3	1,8
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	0,8	1,1	1,7	1,0	1,3	1,8
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	1,1	1,5	2,3	1,4	1,7	2,4
5 (ТТ 0,2; ТН 0,2 Счетчик 0,2S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,5	0,6	0,9	0,8	1,0	1,2
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,6	0,8	1,2	0,8	1,1	1,4
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,2	2,0	1,1	1,5	2,1
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,3	2,0	1,1	1,5	2,2
9 - 16 (ТТ 0,2S; ТН 0,2 Счетчик 0,2S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,5	0,6	0,9	0,8	1,0	1,2
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,5	0,6	0,9	0,8	1,0	1,2
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	0,6	0,8	1,2	0,8	1,1	1,4
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	0,6	0,9	1,3	0,8	1,2	1,5
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,3	2,0	1,3	1,5	2,2
22.2, 24.2, 28.2, 30.2, 33.2, 36.2 (ТТ 0,2S; ТН 0,5 Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,1	1,5	1,6	2,0	2,3
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,1	1,5	1,6	2,0	2,3
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,1	1,7	1,6	2,1	2,4
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,4	1,9	1,6	2,3	2,6
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	1,5	1,7	2,5	2,3	2,5	3,0

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8
46, 49, 50 (ТТ 0,5; Счетчик 0,2S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,7	1,0	1,8	0,9	1,3	2,0
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,4	2,7	1,1	1,6	2,8
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,7	2,7	5,3	1,8	2,9	5,3
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,7	2,8	5,3	1,8	2,9	5,3
П р и м е ч а н и я 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой). 2 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 1,0; 0,8; 0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от 0 до плюс 40 °С. 3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.							

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (реактивная энергия и мощность)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК			
		Границы относительной основной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %		Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %	
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6
1, 7, 8, 23, 26, 37 - 45, 47, 48 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	2,3	1,8	2,6	2,1
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	2,7	2,0	3,0	2,3
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	4,5	2,8	4,7	3,1
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	4,6	3,0	4,8	3,2
2, 3, 6 (ТТ 0,2; ТН 0,5 Счетчик 0,5)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,8	1,6	2,2	2,0
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,9	1,7	2,3	2,1
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	2,3	1,9	2,6	2,2
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	2,5	2,1	2,8	2,4
4, 17.1 - 22.1, 24.1, 25.1, 25.2, 27.1 - 28.1, 29.1 - 30.1, 31.1 - 33.1, 34.1 - 36.1 (ТТ 0,2S; ТН 0,5 Счетчик 0,5)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,8	1,6	2,2	2,0
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,8	1,6	2,2	2,0
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,9	1,7	2,3	2,1
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	2,1	1,9	2,4	2,2
	$0,02I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	2,5	2,1	2,8	2,4

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
5 (ТТ 0,2; ТН 0,2 Счетчик 0,5)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,6	1,5	2,0	1,9
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,7	1,6	2,1	2,0
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	2,2	1,8	2,5	2,2
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	2,3	2,0	2,6	2,3
9 - 16 (ТТ 0,2S; ТН 0,2 Счетчик 0,5)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,6	1,5	2,0	1,9
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,6	1,5	2,0	1,9
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,7	1,6	2,1	2,0
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,9	1,8	2,3	2,2
	$0,02I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	2,3	2,0	2,6	2,3
22.2, 24.2, 28.2, 30.2, 33.2, 36.2 (ТТ 0,2S; ТН 0,5 Счетчик 1,0)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,6	1,3	3,8	3,7
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,6	1,3	3,8	3,7
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,7	1,4	3,8	3,7
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	2,1	1,9	4,0	3,9
	$0,02I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	2,5	2,1	4,2	4,0
46, 49, 50 (ТТ 0,5; Счетчик 0,5)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	2,0	1,6	2,3	2,0
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	2,5	1,9	2,8	2,2
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	4,4	2,8	4,6	3,0
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	4,5	2,9	4,7	3,1
П р и м е ч а н и я 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой). 2 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8$; 0,5 инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от 0 до плюс 40 °С. 3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.					

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	68
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{НОМ}}$ - ток, % от $I_{\text{НОМ}}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 1 до 120 от 49,85 до 50,15 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от +21 до +25

Продолжение таблицы 5

1	2
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, сут, не более УСПД - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	120000 3 35000 24 70000 1 74500 2
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - график средних мощностей за интервал 30 мин, сут, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	300 30 45 3,5

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

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

- УСПД;
- сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- счетчика электрической энергии;
- УСПД;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счетчика электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений;
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- один раз в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТШВ-15	3
Трансформаторы тока	ТШ-20	3
Трансформаторы тока	IRB-260	3
Трансформаторы тока	ТШЛ-20	9
Трансформаторы тока	ТФЗМ-110Б-1У1	3
Трансформаторы тока	ТВ	3
Трансформаторы тока встроенные	SB 0,8	24
Трансформаторы тока	ТЛО-10	72
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	6
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	4
Трансформаторы тока	ТЛМ-6	2
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	8
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	2
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	2
Трансформаторы тока	ТЛ-10	2
Трансформаторы тока	Т-0,66	3
Трансформаторы тока стационарные	ТК	6
Трансформаторы напряжения	НОЛ.08	2
Трансформаторы напряжения измерительные	ЗНОЛ.06	9
Трансформаторы напряжения	GSE-10	3
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛПМ	3
Трансформаторы напряжения однофазные	ЗНОМ-20-63	3

Продолжение таблицы 6

1	2	3
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	3
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-83 У1	3
Трансформаторы напряжения антирезонансные	НАМИ-110 УХЛ1	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	1
Трансформаторы напряжения	НОМ-6	15
Трансформаторы напряжения	НОМ-6-77	1
Счётчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	68
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	2
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер БД	HP Proliant DL360 R07	1
ПО	«АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-формуляр	АУВГ.420085.075 ПС	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии Дзержинской ТЭЦ филиала «Нижегородский» ПАО «Т Плюс» (АИИС КУЭ Дзержинской ТЭЦ филиала «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»)), аттестованной ООО «АСЭ», аттестат аккредитации № RA.RU.312617 от 17.01.2019 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Дзержинской ТЭЦ филиала «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

Изготовитель

Филиал «Нижегородский» Публичное акционерное общество «Т Плюс» (ПАО «Т Плюс»)

ИНН 6315376946

Адрес: 603950, г. Нижний Новгород, ул. Алексеевская, д. 10/16, Бокс 62

Юридический адрес: 143421, Московская область, Красногорский р-н, автодорога «Балтия», территория бизнес-центр «Рига-Ленд», строение 3

Телефон/факс: (831) 257-71-11

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Испытательный центр разработок в области метрологии» (ООО «ИЦРМ»)

Адрес: 142700, Московская область, Ленинский район, г. Видное, Промзона тер. корп. 526

Телефон: (495) 278-02-48

Web-сайт: www.ic-rm.ru

E-mail: info@ic-rm.ru

Аттестат аккредитации ООО «ИЦРМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311390 от 18.11.2015 г.

В части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)

Место нахождения: г. Владимир, ул. Тракторная, д. 7А

Адрес юридического лица: г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц: RA.RU.312617

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» декабря 2021 г. № 2833

Регистрационный № 71381-18

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Газоанализаторы ГСВ-1

Назначение средства измерений

Газоанализаторы ГСВ-1 предназначены для измерений дозрывоопасных концентраций метана, пропана и массовой концентрации сероводорода в воздухе рабочей зоны и сигнализации о достижении заданных пороговых значений.

Описание средства измерений

Принцип действия газоанализаторов ГСВ-1 (далее - газоанализаторы) определяется входящими в его состав датчиками:

- оптический инфракрасный (NDIR), основанный на селективном поглощении молекулами определяемого компонента электромагнитного излучения и измерении интенсивности инфракрасного излучения после прохождения им среды, содержащей определяемый компонент;
- электрохимический, основанный на измерении электрического тока, вырабатываемого электрохимической ячейкой в результате химической реакции с участием молекул определяемого компонента.

Газоанализаторы являются стационарными одноканальными или двухканальными приборами непрерывного действия.

Газоанализаторы выпускаются в 4 исполнениях:

- ГСВ-1И – с оптическим инфракрасным датчиком для измерения дозрывоопасной концентрации метана;
- ГСВ-1Э – с электрохимическим датчиком для измерения массовой концентрации сероводорода;
- ГСВ-1П – с оптическим инфракрасным датчиком для измерения дозрывоопасной концентрации пропана;
- ГСВ-1К – с оптическим инфракрасным датчиком для измерения дозрывоопасной концентрации метана и электрохимическим датчиком для измерения массовой концентрации сероводорода.

Способ забора пробы – диффузионный.

Конструктивно газоанализаторы выполнены одноблочными в металлическом корпусе и состоят из основного преобразователя–приемо-передатчика и универсального цифрового сменного газового преобразователя (ПГУ) (измерительной головки) со сменными оптическим инфракрасным (ПГУ-ИК) и (или) электрохимическим (ПГУ-Э) сенсорами.

Приемо-передатчик конструктивно представляет собой герметичную оболочку - корпус с прозрачной крышкой. На корпусе расположены герметичные кабельные вводы, а также одна или две измерительные головки (ПГУ) со сменным газовым преобразователем - сенсором.

Внутри корпуса основного преобразователя – приемо-передатчика находится набор электронных печатных плат с искрозащитным блоком на входе питания и блоком гальванической развязки на оптронах на линиях связи RS-485 и токовой петли, искрозащитным блоком на выводе электропитания для сменных газовых преобразователей – сенсоров, блоком гальванической развязки на оптронах на линии связи UART основного приемо-передатчика со сменными газовыми сенсорами, клеммными зажимами, кнопками управления, элементами отображения информации.

К приемо-передатчику подключаются сменные газовые преобразователи ПГУ-ИК и (или) ПГУ-Э. Сменные газовые преобразователи состоят из корпуса, электронной платы, сменного сенсора целевого газа (инфракрасного или электрохимического), уплотнительных элементов, защитного фильтра, защитного кожуха.

Газоанализатор дополнительно может оснащаться оповещателем комбинированным со свето-звуковой сигнализацией. Оповещатель конструктивно представляет собой корпус с электронными платами, двумя светодиодами для предупредительной индикации порогов, а также пьезоэлектрическим излучателем для звукового оповещения.

Газоанализаторы оснащены монохромным OLED дисплеем, на котором отображаются:

- тип измеряемого газа (химическая формула: H_2S , CH_4 , C_3H_8);
- результат измерений содержания определяемого компонента и единица измерений;
- график изменения концентрации газа во времени (тренд) за интервал времени;
- заданные пороги срабатывания сигнализации (ПУ1, ПУ2);
- текущее состояние сменного газового преобразователя.

На лицевой панели расположены светодиодные индикаторы:

- два светодиода обеспечивают визуальный контроль превышения установленных порогов загазованности;
- трехцветный светодиодный индикатор отображает режим работы устройства (норма, градуировка, неисправность).

Управление режимами работы газоанализаторов осуществляется с помощью 4 кнопок, расположенных на лицевой стороне корпуса, под крышкой.

Газоанализаторы обеспечивают выходные сигналы:

- показания встроенного дисплея;
- аналоговый выход от 4 до 20 мА;
- цифровой выход, интерфейс RS-485 по протоколу ModbusRTU/ASCII;
- световые и звуковые сигналы при достижении измеряемой величиной порогов срабатывания сигнализации;
- два релейных выхода с контактами НЗ и НР на каждый порог срабатывания.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводские номера наносятся на табличку, расположенную на корпусе газоанализатора.

Общий вид газоанализаторов и схема пломбирования корпуса газоанализатора от несанкционированного доступа представлены на рисунках 1 - 3.

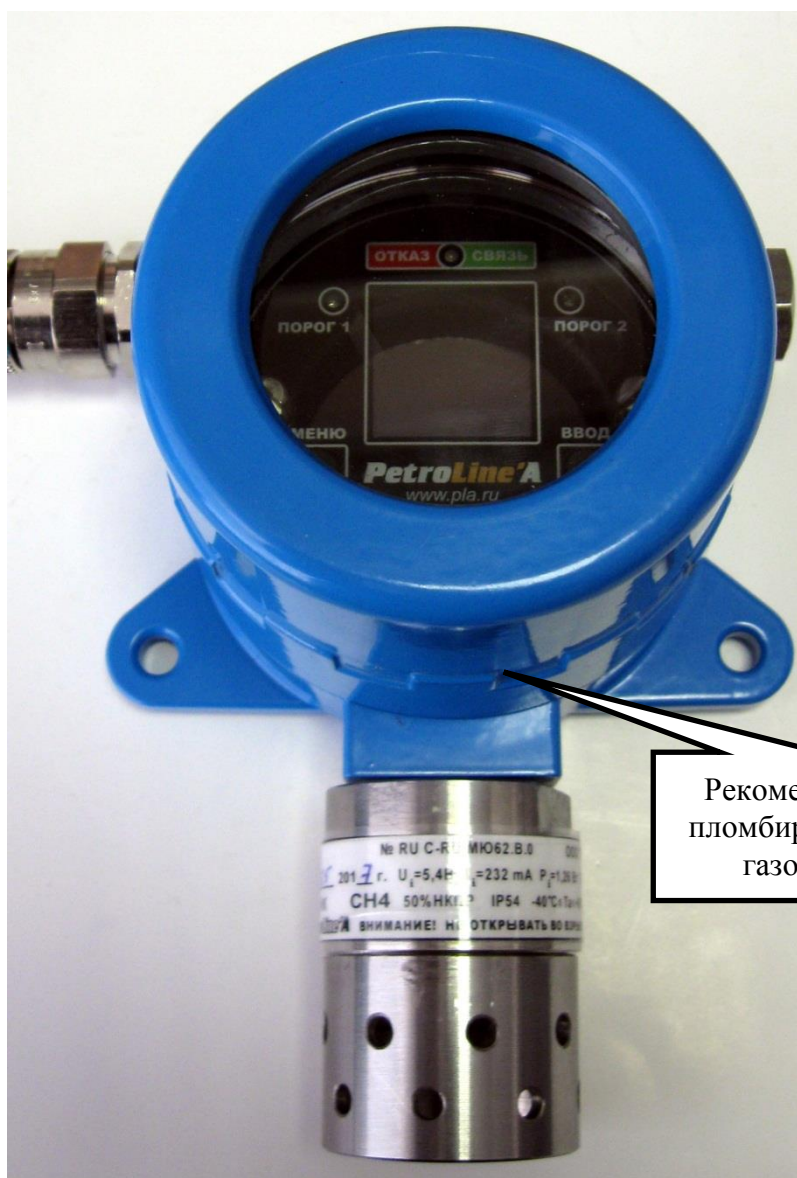


Рисунок 1 - Общий вид газоанализаторов (исполнение с одним датчиком) и схема пломбирования корпуса газоанализатора от несанкционированного доступа



Рисунок 2- Общий вид газоанализаторов (исполнение с двумя датчиками)

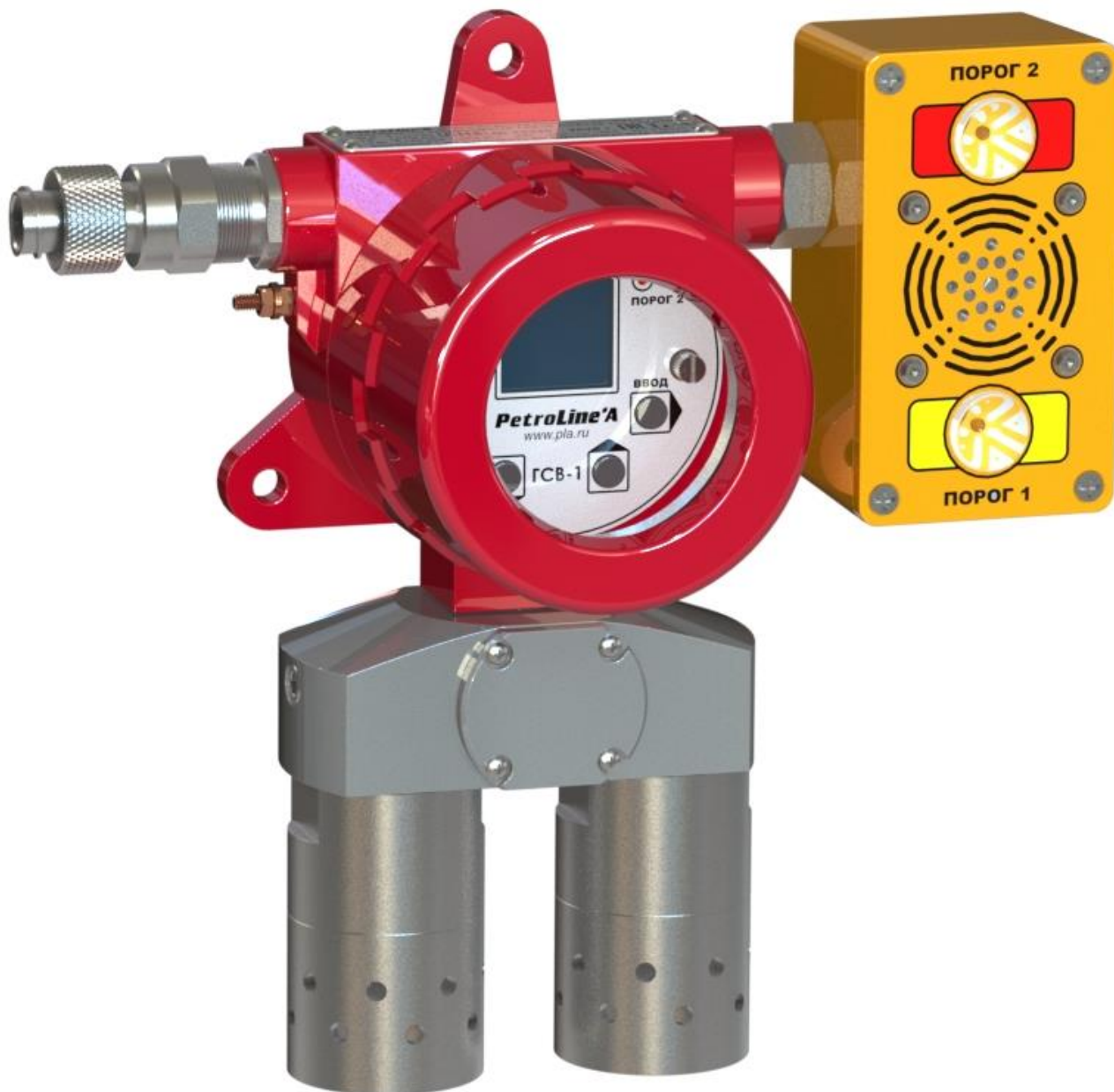


Рисунок 3- Общий вид газоанализаторов (исполнение с двумя датчиками и оповещателем комбинированным)

Программное обеспечение

Газоанализаторы имеют встроенное программное обеспечение (ПО), разработанное изготовителем специально для решения задач измерения содержания определяемых компонентов и сигнализации о достижении пороговых значений в воздухе рабочей зоны.

Встроенное ПО обеспечивает:

- прием, обработку и передачу измерительной информации;
- отображение результатов измерений на OLED дисплее;
- проведение градуировки газоанализаторов;
- задание пороговых значений и сигнализацию при достижении установленных пороговых значений.

Встроенное ПО газоанализаторов реализует следующие расчетные алгоритмы:

- 1) непрерывное сравнение текущих результатов измерений с заданными пороговыми значениями срабатывания сигнализации;
- 2) непрерывную самодиагностику аппаратной части газоанализатора.

Программное обеспечение идентифицируется в режиме измерений через меню «Информация» газоанализатора.

Влияние встроенного программного обеспечения учтено при нормировании метрологических характеристик газоанализаторов.

Газоанализаторы имеют защиту встроенного программного обеспечения от преднамеренных или непреднамеренных изменений. Уровень защиты – «высокий» по Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные встроенного ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	GSV1
Номер версии (идентификационный номер) ПО	01.17
Цифровой идентификатор (алгоритм CRC32)	B763C776
Примечание – номер версии ПО должен быть не ниже указанного в таблице. Значение контрольной суммы, указанное в таблице, относится только к файлу встроенного ПО указанной версии.	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Основные метрологические характеристики газоанализаторов

Определяемый компонент / исполнение газоанализатора	Диапазон показаний объемной доли определяемого компонента	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента	Пределы допускаемой основной погрешности ¹⁾		Наименьший разряд индикации	Предел допускаемого времени установления показаний по уровню 0,9, $T_{0,9д}$, с
			абсолютной	относительной, %		
Метан (CH_4) / ГСВ-1И	от 0 до 4,4 % (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 2,2 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,22$ % (± 5 % НКПР)	-	0,01 % (0,1 % НКПР)	45
Сероводород (H_2S) / ГСВ-1Э ³⁾	от 0 до 40 мг/м ³ (от 0 до 28,3 млн ⁻¹) ²⁾	от 0 до 10 мг/м ³ включ. св. 10 до 40 мг/м ³	± 2 мг/м ³ -	- ± 20	0,1 мг/м ³	30
Пропан (C_3H_8) / ГСВ-1П	от 0 до 1,7 % (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,08$ % (± 5 % НКПР)	-	0,01 % (0,1 % НКПР)	45
Метан (CH_4) / ГСВ-1К	от 0 до 4,4 % (от 0 до 100 % НКПР)	от 0 до 2,2 % (от 0 до 50 % НКПР)	$\pm 0,22$ % (± 5 % НКПР)	-	0,01 % (0,1 % НКПР)	45

Определя- емый ком- понент / исполне- ние газо- анализато- ра	Диапазон пока- заний объем- ной доли опре- деляемого компонента	Диапазон изме- рений объемной доли определяе- мого компонента	Пределы допускаемой основной погрешно- сти ¹⁾		Наимень- ший раз- ряд инди- кации	Предел допуска- емого времени установ- ления по- казаний по уров- ню 0,9, T _{0,9д} , с
			абсолют- ной	относи- тельной, %		
Сероводо- род (H ₂ S)/ ГСВ-1К ³⁾	от 0 до 40 мг/м ³ (от 0 до 28,3 млн ⁻¹) ²⁾	от 0 до 10 мг/м ³ включ. св. 10 до 40 мг/м ³	±2 мг/м ³ -	- ±20	0,1 мг/м ³	30

¹⁾ В нормальных условиях эксплуатации.

²⁾ Пересчет значений содержания определяемого компонента, выраженных в единицах мас-
совой концентрации, в объемную долю, проведен для нормальных условий +20 °С, 760 мм рт.ст.

³⁾ Газоанализаторы обеспечивают измерение содержания сероводорода в воздухе рабочей
зоны в диапазонах и с точностью в соответствии с Постановлением Правительства Российской
Федерации от 16 ноября 2020 года N 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к
сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений», в нормальных услови-
ях измерений.

Таблица 3– Метрологические характеристики газоанализаторов

Наименование характеристики	Значение
Предел допускаемой вариации показаний газоанализаторов, в долях от преде- ла допускаемой основной погрешности	0,5
Пределы допускаемой дополнительной погрешности газоанализаторов, вы- званной изменением температуры окружающей среды в диапазоне рабочих условиях эксплуатации на каждые ±10°С, в долях от предела допускаемой ос- новной погрешности:	±0,5
Пределы допускаемой дополнительной погрешности газоанализаторов, вы- званной изменением относительной влажности анализируемой и окружающей сред в диапазоне от 0 до 95 % относительно влажности, при которой проводи- лось определение основной погрешности, в долях от предела допускаемой ос- новной погрешности	±0,5
Предел допускаемого изменения показаний газоанализаторов за 8 ч непрерыв- ной работы, в долях от предела допускаемой основной погрешности	0,5
Время прогрева газоанализаторов, мин, не более - ГСВ-1И, ГСВ-1П, ГСВ-1К - ГСВ-1Э	5 2
Нормальные условия эксплуатации: - диапазон температуры окружающей среды, °С: - диапазон относительной влажности окружающей среды при температуре +35 °С, % - диапазон атмосферного давления, кПа	от +15 до +25 от 30 до 80 от 97,3 до 105,3

Таблица 4 – Основные технические характеристики газоанализаторов

Наименование характеристики	Значение
Электрическое питание осуществляется постоянным током с напряжением, В	от 12 до 28
Потребляемая электрическая мощность при номинальном значении напряжения питания 15 В, Вт, не более	2
Максимальное напряжение постоянного тока коммутации реле, В	30
Максимальный ток коммутации реле, А	2,0
Габаритные размеры газоанализаторов, мм, не более:	
- высота	190
- ширина	206
- толщина	90
Масса газоанализаторов, кг, не более	3
Средняя наработка на отказ, ч	10 000
Средний срок службы, лет ¹⁾	10
Степень защиты корпуса газоанализаторов по ГОСТ 14254-2015:	
- основной преобразователь-приемо-передатчик	IP67
- газовый преобразователь (ПГУ)	IP54
Газоанализаторы выполнены во взрывозащищенном исполнении и соответствуют требованиям технического регламента ТС ТР 012/2011, ГОСТ 31610/0-2012. Маркировка взрывозащиты элементов газоанализаторов:	
- основной преобразователь-приемо-передатчик	1Ex d [ib] IIC T5 X
- газовый преобразователь (ПГУ)	1Ex ib IIC T5
Условия эксплуатации:	
- диапазон температуры окружающей среды, °С	от -40 до +60
ГСВ-1И, ГСВ-1П, ГСВ-1К (измерительный канал метана)	от -40 до +50
ГСВ-1Э, ГСВ-1К (измерительный канал сероводорода)	от 0 до 95
- относительная влажность при температуре 35°С, %	от 91,1 до 111,4
- диапазон атмосферного давления, кПа	
¹⁾ Без учета срока службы первичных измерительных преобразователей.	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист (центр листа) руководства по эксплуатации типографским способом, на табличку на корпусе газоанализатора.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Кол-во	Примечание
Газоанализатор ГСВ-1	-	1 шт.	Исполнение (ГСВ-1И или ГСВ-1Э или ГСВ-1П или ГСВ-1К) по заказу
Руководство по эксплуатации	ПЛА150.215.010.000РЭ	1 экз.	
Паспорт	ПЛА150.215.010.000ПС		
Методика поверки	МП 242-112-2021		
Тара упаковочная	-	1 шт.	
Камера калибровочная	ПЛА150.215.010.030	1 шт.	по заказу

Наименование	Обозначение	Кол-во	Примечание
Ключ для сменных сенсоров	ПЛА150.215.010.040	1 шт.	по заказу
Примечания: - исполнение газоанализатора (ГСВ-1И или ГСВ-1Э или ГСВ-1П или ГСВ-1К) определяется при заказе; - необходимость поставки камеры калибровочной и ключа для сменных сенсоров определяется при заказе.			

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 руководства по эксплуатации ПЛА150.215.010.000РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к газоанализаторам ГСВ-1

Приказ Росстандарта от 31 декабря 2020 года N 2315 Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 года N 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»

ГОСТ 13320-81 Газоанализаторы промышленные автоматические. Общие технические условия

ГОСТ Р 52350.29.1-2010 Взрывоопасные среды. Часть 29-1. Газоанализаторы. Общие технические требования и методы испытаний газоанализаторов горючих газов

ТУ 4215-003-56347017-2017 Газоанализаторы ГСВ-1. Технические условия

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью научно-производственное предприятие «Петролайн-А» (ООО НПП «Петролайн-А»)

ИНН 1650081440

Адрес: 423887, Российская Федерация, Республика Татарстан, Тукаевский район, деревня Малая Шильна, ул. Центральная, д. 1А, тел./факс: +7 (8552) 535-535, 71-74-61.

Web-сайт: www.pla.ru.

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева»

Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., 19

Телефон: (812) 251-76-01, факс: (812) 713-01-14

Web сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311541