

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от « 25 » _____ января 2024 г. № 219

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	Добавляе- мый изготови- тель	Дата утверж- дения акта испыта- ний	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1.	Система автоматизированная информационно- измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ «Иристон-1»	-	001	36897-12	-	-	МП 206.1-012-2021	-	-	20.09. 2023	Акционерное общество «Всероссийский научно- исследовательский, проектно- конструкторский и технологический институт релестроения с опытным производством (АО «ВНИИР»), г. Чебоксары	ООО «Энерго комплекс», г. Москва

2.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «Сургутнефтегаз» с Изменениями №1, №2, №3	-	ДЯИМ.422231.221	46735-15	-	ДЯИМ.4222 31.295 МП с изменением № 1	-	МП 619-2023	-	20.10.2023	Публичное акционерное общество «Сургутнефтегаз» (ПАО «Сургутнефтегаз»), Тюменская обл., Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, г. Сургут	ФБУ «Пензенский ЦСМ», г. Пенза
3.	Меры электрического сопротивления однозначные	МС3050М	мод. МС3050М-1, 50 Ом: зав. №207; мод. МС3050М-1, 100 000 Ом: зав. № 124; мод. МС3050М-2, 500 Ом: зав. № 105; мод. МС3050М-2, 10000 Ом: зав. №126; мод. МС3050М-3, 0,1 Ом: зав. № 009; мод. МС3050М-3, 0,01 Ом: зав. № 015; мод. МС3050М-3, 0,001 Ом: зав. № 005	46843-11	-	-	ГОСТ 8.237-2003	-	-	13.11.2023	Общество с ограниченной ответственностью предприятие «ЗИП-Научприбор», г. Краснодар	ФГБУ «ВНИИМС», г. Москва
4.	Датчики давления	ИВЭ-50-3	№122230024; №121230521; № 334230008; № 333230002.	53140-13	-	-	МИ 1997-89	МП 202-014-2023	-	22.11.2023	Акционерное общество «Предприятие В-1336» (АО «Предприятие В-1336»), г. Пермь	ФГБУ «ВНИИМС», г. Москва

5.	Счетчики газа бытовые малогабаритные	СГБМ	СГБМ-1,6М зав. №№ 54461042, 54463850, 54668196, 54668435; СГБМ-2,5 зав. №№54420746, 54417124, 54462121, 53318466; СГБМ-3,2 зав. №№ 544092230, 54470020, 54462298, 54364907; СГБМ-4 зав. №№ 54364733, 54350629, 54350725, 52850375	57561-14	-	-	ПДЕК.407292.009 И1 (с изменением №2)	-	-	20.10. 2023	Общество с ограниченной ответственностью Производственно- коммерческая фирма «БЕТАР» (ООО ПКФ «БЕТАР»), Республика Татарстан, г. Чистополь	ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология», Московская обл., г. Чехов
6.	Система измерительная РСУ установки ГДС-850 ООО «ЛУКОЙЛ- УНП»	-	ГДС-08	59489-14	-	-	МП 1907/1-311229- 2022	-	-	04.08. 2023	Общество с ограниченной ответственностью ««ЛУКОЙЛ- Ухтанефтепереработ ка» (ООО «ЛУКОЙЛ- Ухтанефтепереработ ка»), г. Москва	ООО ЦМ «СТП», г. Казань

7.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиал АО «Корпорация «ГРИНН» Гипермаркет «ЛИНИЯ» Курская область, 307250, г. Курчатов, ул. Энергетиков, д.46	—	346	63273-16	—	МП 63273-16	—	МП СМО-2310-2023	—	23.10.2023	Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»), г. Владимир	АО «РЭС Групп», г. Владимир
8.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) (АИИС КУЭ) филиала АО «Татэнерго» - Набережночелнинская ТЭЦ	-	02	66779-17	-	-	АИИСГК16.01.00 МП с изменением № 1	-	-	27.10.2023	Акционерное общество «Татэнерго» (АО «Татэнерго»), г. Казань	ФБУ «ЦСМ Татарстан», г. Казань
9.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) (АИИС КУЭ) филиала АО «Татэнерго» - Казанская ТЭЦ-1	-	03	68424-17	-	-	85138332.711212.054 МП изм. №1	-	-	19.08.2023	Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»), г. Владимир	АО «РЭС Групп», г. Владимир
10.	Система измерений количества и показателей качества нефти № 268 ПСП «Ножовка»	—	77	69198-17	-	МП 0602-14-2017	-	НА.ГНМЦ.0 766-23 МП	-	15.09.2023	Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»), г. Казань	АО «Нефтеавтоматика», г. Казань

11.	Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов СИКН-002 ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегород-нефтеоргсинтез»	-	223	71376-18	-	МП 0716-14-2017	-	МП 2510/1-311229-2023	-	25.10.2023	Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Нижегород-нефтеоргсинтез» (ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегород-нефтеоргсинтез»), Нижегородская обл., Кстовский р-н, г. Кстово	ООО ЦМ «СТП», г. Казань
12.	Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов резервная СИКН-002 ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегород-нефтеоргсинтез»	-	223	71377-18	-	МП 0717-14-2017	-	МП 2510/2-311229-2023	-	25.10.2023	Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» (ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»), Нижегородская обл., Кстовский р-н, г. Кстово	ООО ЦМ «СТП», г. Казань

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» января 2024 г. № 219

Регистрационный № 63273-16

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиал АО «Корпорация «ГРИНН» Гипермаркет «ЛИНИЯ» Курская область, 307250, г. Курчатов, ул. Энергетиков, д.46

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиал АО «Корпорация «ГРИНН» Гипермаркет «ЛИНИЯ» Курская область, 307250, г. Курчатов, ул. Энергетиков, д.46 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее – БД), автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ), программное обеспечение (далее – ПО) «Пирамида 2000» и каналобразующую аппаратуру.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. 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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков посредством каналаобразующей аппаратуры поступает на сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации.

На верхнем, втором уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и оформление отчетных документов.

Сервер БД ежедневно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet с использованием электронной подписи по протоколу ТСП/РР отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (далее – ОРЭМ).

АИИС КУЭ также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени, принимающим сигналы точного времени от навигационных систем ГЛОНАСС/GPS.

УССВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УССВ более чем на ± 1 с. Сервер БД обеспечивает автоматическую коррекцию часов счетчиков. Часы счетчиков синхронизируются от часов сервера БД с периодичностью 1 раз в сутки, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчиков и сервера БД более чем на ± 2 с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств с фиксацией времени до и после коррекции или величиной коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Журналы событий сервера БД отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№ 346) указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике на передней дверце шкафа с сервером БД в составе уровня ИВК.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000».

ПО «Пирамида 2000» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Конструкция средства измерения исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
CalcClients.dll	не ниже 3.0	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	MD5
CalcLeakage.dll	не ниже 3.0	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	MD5
CalcLosses.dll	не ниже 3.0	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	MD5
Metrology.dll	не ниже 3.0	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	MD5
ParseBin.dll	не ниже 3.0	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	MD5
ParseIEC.dll	не ниже 3.0	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	MD5
ParseModbus.dll	не ниже 3.0	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	MD5
ParsePiramida.dll	не ниже 3.0	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	MD5
SynchroNSI.dll	не ниже 3.0	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	MD5
VerifyTime.dll	не ниже 3.0	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УССВ		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих условиях, %
1	ТП-10/0,4 кВ, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.6	ЗНТОЛП-НТЗ-10 Кл. т. 0,5S К _{ТТ} 100/5 Рег. № 55601-13	ЗНТОЛП-НТЗ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТН} 10000:√3/100:√3 Рег. № 55601-13	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 46634-11	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
2	ТП-10/0,4 кВ, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.2	ЗНТОЛП-НТЗ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} 100/5 Рег. № 55601-13	ЗНТОЛП-НТЗ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТН} 10000:√3/100:√3 Рег. № 55601-13	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 46634-11		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с							±5	

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I = 0,02(0,05) \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от – 40 °С до +60 °С.
4. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.
5. 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 (Правообладатель) АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
6. Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденного типа.
7. Допускается замена сервера БД без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
8. Допускается изменение наименований ИК без изменения объекта измерений.
9. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	2
Нормальные условия: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды, °С	98 до 102 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
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 сервера БД, °С – температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °С	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от –60 до +55 от –40 до +60 от +10 до +30 от –25 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер БД: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 45000 2 70000 1
Глубина хранения информации: Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее – при отключении питания, год, не менее Сервер БД: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	113 40 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера БД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники ОРЭМ с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;

- журнал сервера БД:
 - изменения значений результатов измерений;
 - изменения коэффициентов трансформации измерительных ТТ и ТН;
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере БД.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера БД;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счётчика;
 - сервера БД.

Возможность коррекции времени в:

- счётчиках (функция автоматизирована);
- сервере БД (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора результатов измерений – не реже одного раза в сутки) (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы комбинированные	ЗНТОЛП-НТЗ-10	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2000»	1
Паспорт-формуляр	РЭСС.411711.АИИС.346 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиал АО «Корпорация «ГРИНН» Гипермаркет «ЛИНИЯ» Курская область, 307250, г. Курчатова, ул. Энергетиков, д.46», аттестованном ООО «МЦМО», г. Владимир, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 01.00324-2011.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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»;

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

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Росэнергосервис» (ЗАО «Росэнергосервис»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Телефон: +7 (4922) 44-87-06

Факс: +7(4922) 33-44-86

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.

в части вносимых изменений

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)

Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Телефон: +7 (4922) 222-162

E-mail: post@orem.su

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312736.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» января 2024 г. № 219

Регистрационный № 69198-17

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 268
ПСП «Ножовка»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 268 ПСП «Ножовка» (далее – СИКН) предназначена для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти с применением расходомеров массовых. Выходные сигналы измерительных преобразователей расходомеров массовых поступают на соответствующие входы контроллера измерительного, который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного производства. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на СИКН и эксплуатационными документами на ее компоненты.

В состав СИКН входят следующие СИ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный №)), приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Состав СИ СИКН

Наименование	Регистрационный №
Расходомеры массовые Promass (с датчиком F и электронным преобразователем 83) (далее – ПР)	15201-05, 15201-11
Преобразователи измерительные iTEMP HART DIN rail TMT 122	26241-03
Преобразователи измерительные iTEMP HART TMT 182	26240-03
Преобразователи измерительные серии iTEMP TMT	57947-14
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии TR	26239-06
Термопреобразователи сопротивления серии TR	47279-11
Датчики температуры TMT142R	63821-16
Преобразователи давления измерительные Cerabar M PMP модели PMP41	23360-02
Преобразователи давления измерительные Cerabar M (PMP) модели PMP51	41560-09

Продолжение таблицы 1

Наименование	Регистрационный №
Преобразователи давления измерительные Deltabar S (PMD) модели PMD75	41560-09
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-05, 14557-15
Преобразователи плотности жидкости измерительные (мод. 7835)	15644-06
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829	15642-06
Расходомеры массовый Promass (с датчиком Е и электронным преобразователем 40)	15201-05
Контроллеры измерительные FloBoss S600+ (далее – ИВК)	64224-16

В состав СИКН входят показывающие СИ давления и температуры, применяемые для контроля технологических режимов работы СИКН.

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматические измерения массы нефти прямым методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, плотности и вязкости нефти;
- измерения давления и температуры нефти автоматические и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;
- измерения плотности и вязкости нефти при рабочих температуре и давлении, измерения объемной доли воды в нефти;
- проведение поверки и контроля метрологических характеристик (КМХ) ПР с помощью ПУ на месте эксплуатации без нарушения процесса эксплуатации СИКН;
- автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-2012;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства средства измерений снабжены средствами защиты (пломбировки) в соответствии с описанием типа на средства измерений, или эксплуатационной документацией, или МИ 3002-2006.

Заводской номер 77 в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится на шильд-табличку рамы БИК СИКН.

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Программное обеспечение

СИКН (ИВК, автоматизированное рабочее место оператора ПО «ФОРВАРД» (далее – АРМ ПО «ФОРВАРД»)) обеспечивает реализацию функций СИКН.

ПО СИКН защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров паролем, разграничением уровня доступа, пломбировкой ИВК.

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077–2014.

Идентификационные данные ПО СИКН приведены в таблице 2.

Т а б л и ц а 2 – Идентификационные данные ПО СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение				
	АРМ ПО «ФОРВАРД»				ИБК
Идентификационное наименование ПО	ArmA.dll	ArmF.dll	ArmMX.dll	ArmTRU.dll	LinuxBi nari.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	4.0.0.1	4.0.0.2	4.0.0.2	4.0.0.1	06.21
Цифровой идентификатор ПО	8B71AF71	96ED4C9B	0C7A65BD	98529C51	6051

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	от 60 до 200
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Т а б л и ц а 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858–2002 «Нефть. Общие технические условия»
Диапазон измерений температуры нефти, °С	от +5 до +50
Диапазон измерений давления нефти, МПа	от 0 до 6,5
Содержание свободного газа, %	не допускается
Количество ИЛ, шт.	3 (2 рабочие, 1 контрольно-резервная)
Режим работы СИКН	непрерывный
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220±22, 380±38 50±1
Условия эксплуатации: - температура наружного воздуха, °С: - температура воздуха в помещении блоков измерительных линий и измерений показателей качества нефти, °С - относительная влажность воздуха в помещениях, где установлено оборудование СИКН, % - атмосферное давление, кПа	от –37 до +40 от +15 до +30 от 30 до 80 от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет	10

Т а б л и ц а 5 – Параметры и показатели качества нефти

Наименование показателя/характеристики	Значение
Диапазон плотности нефти при температуре +20°C, кг/м ³	от 895 до 910
Диапазон температуры нефти, °C	от +20 до +40
Диапазон давления нефти, МПа	от 0,3 до 5,69
Вязкость нефти кинематическая при температуре +20°C, сСт, не более	63,0
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.), не более	66,7 (500)
Массовая доля серы, %, не более	4,5
Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более	100
Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ (ppm), не более	40
Массовая доля парафина, %, не более	6,0

Знак утверждения типа

наносится в нижней части титульного листа инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 6 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти № 268 ПСП «Ножовка»	—	1
Инструкция по эксплуатации	—	1
Методика поверки	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

представлены в документе МН 1286-2023 «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 268 ПСП «Ножовка», свидетельство об аттестации № RA.RU.310652-038/01-2023.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»;

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Изготовитель

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)
ИНН 0278005403

Юридический адрес: 450005, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. 50-летия Октября, д. 24

Адрес места осуществления деятельности: 450511, Республика Башкортостан, Уфимский р-н, д. Мударисово, ул. Нефтеавтоматики, д. 1

Телефон: +7 (347) 292-79-10, 292-79-11, 279-88-99, 8-800-700-78-68

E-mail: nefteavtomatika@nefteavtomatika.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии» (ФГУП «ВНИИР»)

Адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»

Телефон: +7 (843) 272-70-62, 272-00-32

E-mail: office@vniir.org

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.

в части вносимых изменений

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» января 2024 г. № 219

Регистрационный № 53140-13

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Датчики давления ИВЭ-50-3

Назначение средства измерений

Датчики давления ИВЭ-50-3 (далее по тексту - датчики) предназначены для измерений и преобразований значения измеряемого параметра - избыточного давления в унифицированный аналоговый электрический сигнал и цифровой выходной сигнал.

Описание средства измерений

Принцип действия датчиков основан на измерении электрического разбаланса сопротивления тензорезисторов, соединенных в мостовую схему, при их деформации под действием прилагаемого давления. Давление подается в камеру измерительного блока, преобразуется в деформацию чувствительного элемента и изменение электрического сигнала, который преобразуется в пропорциональный электрический сигнал.

Конструкция датчиков исключает доступ к электрическим схемам в целях несанкционированной настройки и вмешательства, которые могут привести к искажению результатов измерений.

Электрическое питание датчиков может осуществляться от автономного источника электрического питания или вторичного прибора.

Датчики состоят из стального корпуса, сенсора давления, электронного модуля, модель 04 оснащены дисплеем для отображения результатов измерений. Модели 03, 04 и 05 комплектуются интерфейсом ИНТ-5 и узлом датчиков беспроводных УДБ5 или УДБ6, предназначенных для отображения показаний на ПК.

Датчики выпускаются следующих моделей: 01; 02; 03; 04; 05.

Структурная схема наименования (исполнения) датчика:

ИВЭ-50-3 - ДИ - 01 - 2 - Д - Б#К#Р# - 1.0 - 25МПа - ГБ#
1 2 3 4 5 6 7 8 9

1 - сокращенное наименование датчика

2 - тип измеряемого давления «Давление избыточное»

3 - индекс модели датчика (от 01 до 05)

4 - индекс посадочного места из списка для каждой модели (от 1 до 4):

Код	Тип посадочного места
1	Резьба М20×1,5
2	Резьба дюймовая коническая 1/4"
3	Быстроразъёмное соединение БРС-2
4	Быстроразъёмное соединение 1504

5 - код выходного сигнала:

Код	Тип выхода
Д	Токовый двухпроводный (от 4 до 20 мА)
Т	Токовый трехпроводный (от 4 до 20 мА)
Ц	Цифровой (Modbus RTU)
ЦТ	Гибридный (Modbus RTU, от 4 до 20 мА)
Р	Цифровой (радиоканал)

6 – код ввода:

Код	Тип выхода
Р#	разъем типа # ¹⁾
К#	кабель длиной # ²⁾
К#Р#	кабель длиной # + разъем типа #
Х	колодка
Б	броневой ввод
Б#К#	броневой ввод + бронерукав длиной #, + кабель длиной #
Б#К#Р#	броневой ввод + бронерукав длиной #, + кабель длиной # + разъем типа #
А	антенна

7 – пределы допускаемой основной приведенной погрешности в процентах:
(±0,5; ±1,0; ±1,5; ±2,5)

8 - верхний предел и единицы измерений:
(1,0 МПа; 1,6 МПа; 2,5 МПа; 4,0 МПа; 6,0 МПа; 10 МПа; 16 МПа; 25 МПа; 40 МПа; 60 МПа; 100 МПа)

9 – код особенности исполнения датчика:

Код	Тип особенности
Д	дисплей
Г#	герконовый датчик на кабеле длиной #
ГБ#	герконовый датчик на кабеле в броне длиной #

Примечания:

¹⁾ тип разъема:

Код	Тип разъема
1	2РМД18Б7Ш1В1
2	2РМДТ18Б4Ш5В1В
3	2РМГ18Б7Ш1В1
4	MS3112E10-6P
5	2РМГ18Б4Ш5В1
6	MS3112E10-4P
7	2РМД18БПН4Ш5В1

²⁾ длина кабеля указана в метрах.

Заводской номер в виде цифрового кода наносится на корпус датчика или маркировочную табличку, прикрепленную к корпусу датчика методом лазерной гравировки. Место нанесения заводского номера представлено на рисунках 1 – 5.

Общий вид датчиков представлен на рисунках 1 – 5.

Нанесение знака поверки на датчики в обязательном порядке не предусмотрено.

Пломбирование датчиков не предусмотрено.

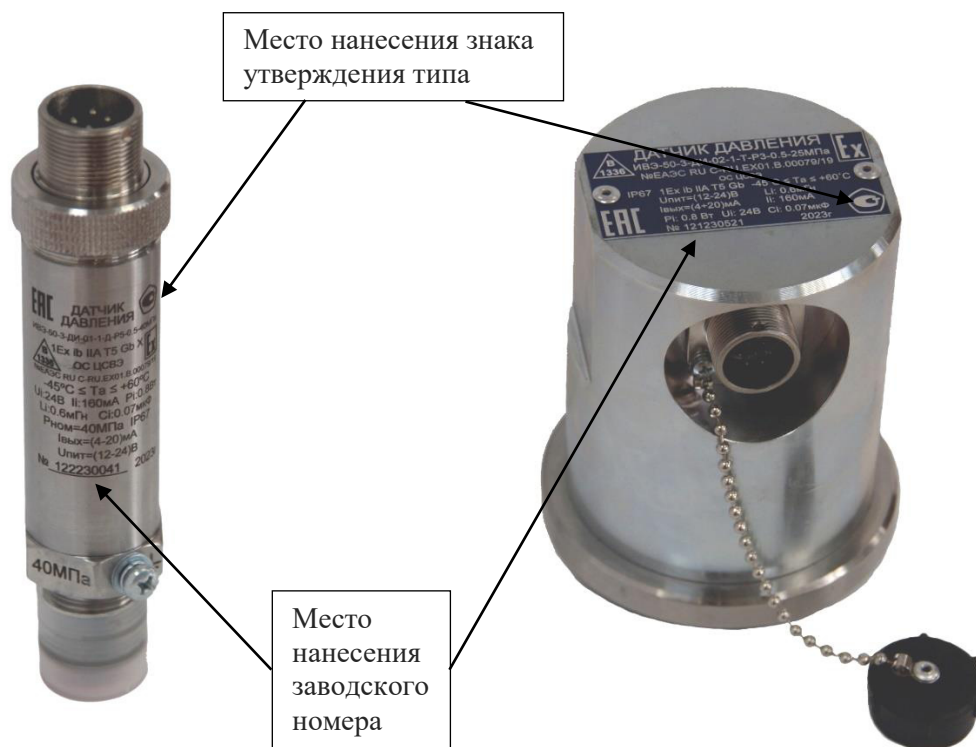


Рисунок 1 – Общий вид датчиков давления ИВЭ-50-3, модель 01

Рисунок 2 – Общий вид датчиков давления ИВЭ-50-3, модель 02



Рисунок 3 – Общий вид датчиков давления ИВЭ-50-3, модель 03

Рисунок 4 – Общий вид датчиков давления ИВЭ-50-3, модель 04



Рисунок 5 – Общий вид датчиков давления ИВЭ-50-3, модель 05

Программное обеспечение

В датчиках давления ИВЭ-50-3 с кодами выходного сигнала Т, Ц, ЦТ, Р установлено встроенное программное обеспечение (далее – ПО).

ПО является метрологически значимым.

Метрологические характеристики датчиков нормированы с учетом влияния ПО.

При работе датчиков пользователь не имеет возможности влиять на процесс расчета и не может изменять полученные в ходе измерений данные.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	ИВЭ-50-3-ДИ- 01(02)-Х-Д-	ИВЭ-50-3-ДИ- 01(02)-Х-Т(Ц,ЦТ)-	ИВЭ-50-3-ДИ- 03(04,05)-Х-Р-
Идентификационное наименование ПО	-	-	-
Номер версии ПО, не ниже	-	1.0	1.0
Цифровой идентификатор ПО	-	0x037C	0x04D1

Уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Верхние пределы измеряемого давления приведены в таблице 2.

Метрологические характеристики приведены таблице 3.

Основные технические характеристики приведены таблице 4.

Таблица 2 - Верхние пределы измеряемого давления

Наименование датчика	Модель	$P_{\min}$, МПа ¹⁾	$P_{\max}$, МПа ²⁾	Ряд верхних пределов измерений $P_{\max}$, МПа ³⁾
ИВЭ-50-3	01, 03, 04	1,0	4,0	1,0; 1,6; 2,5; 4,0
		1,0	6,0	1,0; 1,6; 2,5; 4,0; 6,0
		1,6	10,0	1,6; 2,5; 4,0; 6,0; 10,0
		2,5	16,0	2,5; 4,0; 6,0; 10,0; 16,0
		4,0	25,0	4,0; 6,0; 10,0; 16,0; 25,0
		6,0	40,0	6,0; 10,0; 16,0; 25,0; 40,0
		10,0	60,0	10,0; 16,0; 25,0; 40,0; 60,0
	02, 05	16,0	100,0	16,0; 25,0; 40,0; 60,0; 100,0
Примечания: ¹⁾ $P_{\min}$ – минимальное значение верхнего предела измеряемого давления; ²⁾ $P_{\max}$ – максимальное значение верхнего предела измеряемого давления. ³⁾ При выпуске предприятием-изготовителем датчики настраиваются на верхний предел измерений (ВПИ), выбираемый в соответствии с заказом из ряда указанных значений.				

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нижний предел измерений, МПа	0
Пределы допускаемой основной приведенной (к верхнему пределу измерений) погрешности измерений давления, % ^{1) 2)}	$\pm 0,5$; $\pm 1,0$ ³⁾ ; $\pm 1,5$ ³⁾ ; $\pm 2,5$ ³⁾
Пределы допускаемой дополнительной приведенной (к верхнему пределу измерений) погрешности измерений давления от изменения температуры окружающей среды в диапазоне рабочих температур, на каждые 10 °С, % ¹⁾	$\pm(0,05+0,04 \cdot P_{\max}/P_B)$ ⁴⁾ $\pm(0,1+0,06 \cdot P_{\max}/P_B)$ ^{3) 4)} $\pm(0,15+0,08 \cdot P_{\max}/P_B)$ ^{3) 4)} $\pm(0,25+0,10 \cdot P_{\max}/P_B)$ ^{3) 4)}
Выходной сигнал силы постоянного тока, мА	от 4 до 20 ⁵⁾
Цифровые выходные сигналы	Mobus RTU, радиоканал
Нормальные условия измерений: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа	от +15 до +35 от 30 до 80 от 84 до 107
Примечания: ¹⁾ Конкретное значение приведено в паспорте датчика и Руководстве по эксплуатации. ²⁾ Вариация выходного сигнала не превышает абсолютного значения допускаемой основной приведенной (к верхнему пределу измерений) погрешности измерений давления. ³⁾ Возможна настройка датчиков на нестандартный верхний предел измерений и с пределом допускаемой основной приведенной (к верхнему пределу измерений) погрешности измерений давления $\pm 1,0$; $\pm 1,5$; $\pm 2,5$ по взаимосогласованному заказу. ⁴⁾ P_B – верхний предел измерений или нестандартный верхний предел измерений давления в соответствии с примечанием ³⁾ , выходящий из ряда верхних пределов измерений $P_{\max}$, приведенных в таблице 2. ⁵⁾ Датчики имеют линейно-возрастающую зависимость выходного сигнала от входной измеряемой величины (давления).	

продолжение таблицы 3

Значение выходного сигнала датчика определяется по формуле: $I = \frac{P}{P_{\max}} \cdot (I_{\max} - I_0) + I_0$ где I – текущее значение выходного сигнала (мА); I_0 – нижнее предельное значение выходного сигнала (4 мА); $I_{\max}$ – верхнее предельное значение выходного сигнала (20 мА); P – значение измеряемой величины (МПа); $P_{\max}$ – верхний предел измерений (МПа).
--

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: – напряжение постоянного тока, В	от 12 до 24
Потребляемая мощность, Вт, не более	0,8
Габаритные размеры, мм, не более: – модель 01 (диаметр×длина) – модель 02 (диаметр×длина) – модель 03 (диаметр×длина) – модель 04 (ширина×глубина×высота) – модель 05 (диаметр×длина)	30×138 88×112,5 46×192 106×76×208 88×222
Масса, кг, не более: – модель 01 – модель 02 – модель 03 – модель 04 – модель 05	1,2 4,5 1,9 3,1 5,1
Рабочие условия измерений: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа	от -45 до +60 до 98 от 84 до 107
Средняя наработка на отказ, ч	80000
Средний срок службы, лет	10
Маркировка взрывозащиты	1Ex ib IIA T5 Gb, 1Ex ib IIA T5 Gb X, 1Ex db IIA T3 Gb X

Таблица 5 – Габаритные размеры и масса узла датчиков беспроводных УДБ5, УДБ6 и интерфейса ИНТ-5

Наименование	Габаритные размеры, мм, не более			Масса, кг, не более
	длина	ширина	высота	
Узел датчиков беспроводных УДБ5	144	80	58	0,7
Узел датчиков беспроводных УДБ6	350	117	90	0,7
Интерфейс ИНТ-5	180	82	65	0,8

Знак утверждения типа

наносится способом лазерной гравировки на корпус датчиков, а также на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Датчик давления ИВЭ-50-3	-	1 шт.
Паспорт	1336.406233.001ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	1336.406233.001РЭ	1 экз.
Узел датчиков беспроводных УДБ5 или УДБ6 ¹⁾	-	1 шт.
Интерфейс ИНТ-5 ¹⁾	-	1 шт.
Примечание: ¹⁾ – в зависимости от заказа		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1.3 «Устройство и работа» руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к датчикам давления ИВЭ-50-3

Государственная поверочная схема для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 20 октября 2022 г. № 2653;

1336.406233.001ТУ «Датчики давления ИВЭ-50-3. Технические условия».

Изготовитель

Акционерное общество «Предприятие В-1336» (АО «Предприятие В-1336»)

ИНН 5902128625

Адрес: 614000, г. Пермь, Комсомольский пр-кт, д. 34, оф. 208

Телефон: +7 (342) 258–13–36

Web-сайт: www.v-1336.ru

E-mail: info@v-1336.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Телефон /факс: (495) 437-55-77 / (495) 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru, Web-сайт: www.vniims.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» января 2024 г. № 219

Регистрационный № 68424-17

Лист № 1
Всего листов 24

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) (АИИС КУЭ) филиала АО «Татэнерго» - Казанская ТЭЦ-1

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) (АИИС КУЭ) филиала АО «Татэнерго» - Казанская ТЭЦ-1 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, для осуществления автоматизированного коммерческого учета и контроля потребления электроэнергии и мощности по расчетным точкам учета, формирования отчетных документов, передачи информации в центр сбора и обработки информации АО «Татэнерго» и другим заинтересованным организациям в согласованных форматах.

Описание средства измерений

Принцип действия АИИС КУЭ основан на преобразовании первичных токов измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные токи и фазные напряжения, поступающие на измерительные входы счетчика электроэнергии по проводным линиям. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов тока и напряжения преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, накапливается нарастающим итогом, а также вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены к шкале координированного времени UTC (SU).

Обработанная информация со счетчиков по каналам связи промышленной сети RS-485 поступает на входы преобразователей интерфейсов и по локально-вычислительной сети (ЛВС) поступает на 2-й уровень.

На верхнем (втором) уровне выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование поступающей информации, хранение измерительной информации и оформление справочных и отчетных документов.

Передача результатов измерений в виде xml файла формата 80020 (в соответствии с приложением № 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний 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) от ИВК «ИКМ-Пирамида» осуществляется по электронной почте ответственному работнику АО «Татэнерго», имеющему электронно-цифровую подпись (ЭЦП), а также другим заинтересованным лицам.

Далее макет загружается в ПО «АРМ КУ Участника ОРЭ» разработки АО «АТС», подписывается и отправляется посредством сети Internet в ПАК АО «АТС».

АИИС КУЭ состоит из двух уровней с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включает в себя ИИК и выполняет функцию автоматического проведения измерений в точке измерений. В состав ИИК входят измерительные трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН), вторичные измерительные цепи, счетчики электрической энергии (далее – счетчики), установленные на объектах, указанных в таблице 2

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК). В состав ИВК входят: промконтроллер (компьютер в промышленном исполнении) «ИКМ-Пирамида» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде № (далее – Госреестр № 45270- 10); технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура); устройство синхронизации системного времени типа УСВ-2 (Госреестр № 41681-10); технические средства для организации функционирования локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации; технические средства обеспечения безопасности локальных вычислительных сетей и программное обеспечение (ПО) "Пирамида 2000".

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной электроэнергии;
- измерение активной электроэнергии нарастающим итогом;
- периодический (1 раз в 30 мин) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к шкале координированного времени UTC (SU) результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к шкале координированного времени UTC (SU) показаний счетчиков электрической энергии;
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений в организации-участники оптового и розничного рынков 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;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени);
- передача журналов событий счетчиков.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени. Для обеспечения единства измерений используется координированное время UTC (SU).

Измерение времени в АИИС КУЭ происходит автоматически на всех уровнях системы внутренними таймерами устройств, входящих в систему (счетчики, КМ, СБД). Коррекция отклонений встроенных часов осуществляется при помощи синхронизации таймеров устройств с единым временем, поддерживаемым УСВ-2. Коррекция времени в УСВ-2 происходит от ГЛОНАСС-приемника.

ИВК синхронизирует время с устройством синхронизации времени УСВ-2. Синхронизация времени сервера происходит с периодичностью один раз в час, коррекция времени сервера с временем УСВ-2 осуществляется независимо от расхождения с временем УСВ-2, тем самым в ИВК обеспечивается ведение всемирного времени с погрешностью, не превосходящей $\pm 1,0$ с.

Сличение времени счетчика с временем сервера происходит при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки, корректировка осуществляется при расхождении времени более $\pm 1,0$ с.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 03. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ. Сведения о форматах, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
Идентификационное наименование ПО	CalcLeakage.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
Идентификационное наименование ПО	CalcLosses.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Идентификационное наименование ПО	ParseBin.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Идентификационное наименование ПО	ParseIEC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Идентификационное наименование ПО	ParseModbus.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ParsePiramida.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
Идентификационное наименование ПО	SynchroNSI.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
Идентификационное наименование ПО	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблице 2,3.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики	
		ТТ	ТН	Счётчик	УССВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Казанская ТЭЦ-1, ТГ-5 (6.3кВ)	ТШВ-15 Ктт 8000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1836-63	ЗНОМ-15-63 Ктн 6000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная	±1,0	±1,2
						реактивная	±1,4	±1,9
2	Казанская ТЭЦ-1, ТГ-6 (6.3кВ)	ТШВ-15 Ктт 8000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1836-63	ЗНОМ-15-63 Ктн 6000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	±1,0	±1,2
						реактивная	±1,4	±1,9
3	Казанская ТЭЦ-1, ТГ-7 (6.3кВ)	ТШВ-15 Ктт 8000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1836-63	ЗНОМ-15-63 Ктн 6000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	±1,0	±1,2
						реактивная	±1,4	±1,9
4	Казанская ТЭЦ-1, ТГ-2 (ГТУ-2) (6.3кВ)	ТЛШ-10 Ктт 3000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 11077-07	ЗНОЛ.06 Ктн 6000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	±1,1	±1,2
						реактивная	±1,4	±1,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	Казанская ТЭЦ-1, ТГ-1 (ГТУ-1) (6.3кВ)	ТЛШ-10 Ктт 3000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 11077-07	ЗНОЛ.06 Ктн 6000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная	±1,1	±1,2
						реактивная	±1,4	±1,9
6	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-1- 6 кВ, сек.1, яч. 2А РП-9	ТОЛ-СВЭЛ-10-1 Ктт 600/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 42663-09	НТМИ-6 Ктн 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±1,2
						реактивная	±1,3	±1,7
7	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-1- 6 кВ, сек.1, яч. 2Б РП-9	ТОЛ-СВЭЛ-10-1 Ктт 600/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 42663-09	НТМИ-6 Ктн 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±1,2
						реактивная	±1,3	±1,7
8	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-1- 6 кВ, сек.1, яч. 5 ТП-397	ТПОЛ-10 Ктт 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 Ктн 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная	±1,0	±1,2
						реактивная	±1,4	±1,9
9	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-1- 6 кВ, сек.1, яч. 6 МУП "Метроэлектротранс"	ТОЛ-10 УТ2 Ктт 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 6009-77	НТМИ-6 Ктн 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,0	±1,2
						реактивная	±1,4	±1,9
10	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-1- 6 кВ, сек.1, яч. 10 ПО "Свияга"	ТПФ Ктт 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 517-50	НТМИ-6 Ктн 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная	±1,0	±1,2
						реактивная	±1,4	±1,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-1- 6 кВ, сек.1, яч. 15Б ООО «Бахетле»	ТПОЛ-10 КтТ 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-08	НТМИ-6 КтН 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная	±1,1	±1,3
						реактивная	±1,7	±2,1
12	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-1- 6 кВ, сек.1, яч.16 ПО "Радиоприбор"	ТПОЛ-10 КтТ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 КтН 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,0	±1,2
						реактивная	±1,4	±1,9
13	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-1- 6 кВ, сек.1, яч. 19 ОАО МЕЛИТА (ООО "Мелита- Технопарк")	ТПОФ КтТ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 518-50	НТМИ-6 КтН 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,0	±1,2
						реактивная	±1,4	±1,9
14	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-1- 6 кВ, сек.1, яч. 20А ТП-2462	ТОЛ-СВЭЛ-10-1 КтТ 600/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 42663-09	НТМИ-6 КтН 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная	±1,1	±1,2
						реактивная	±1,3	±1,7
15	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-1- 6 кВ, сек.1, яч. 20Б ПАО «МИКАН- Инвест»	ТОЛ-НТЗ КтТ 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 69606-17	НТМИ-6 КтН 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±1,2
						реактивная	±1,4	±1,9
16	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-1- 6 кВ, сек.1, яч. 21А ТП-2464	ТОЛ-СВЭЛ-10-1 КтТ 600/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 42663-09	НТМИ-6 КтН 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная	±1,1	±1,2
						реактивная	±1,3	±1,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
17	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-1- 6 кВ, сек.1, яч. 21Б ТП-328	ТОЛ-СВЭЛ-10-1 КтТ 600/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 42663-09	НТМИ-6 КтН 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная	±1,1	±1,2
						реактивная	±1,3	±1,7
18	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-1- 6 кВ, сек.1, яч. 22А ТП-2022	ТОЛ-СВЭЛ-10-1 КтТ 600/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 42663-09	НТМИ-6 КтН 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±1,2
						реактивная	±1,3	±1,7
19	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-1- 6 кВ, сек.1, яч. 22Б ТП-267	ТОЛ-СВЭЛ-10-1 КтТ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 42663-09	НТМИ-6 КтН 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±1,2
						реактивная	±1,3	±1,7
20	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-1- 6 кВ, сек.1, яч. 23 ОАО "Нэфис Косметикс"	ТЛМ-10 КтТ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6 КтН 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,0	±1,2
						реактивная	±1,4	±1,9
21	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-1- 6 кВ, сек.1, яч. 24 (А, Б) МУП "Метроэлектротранс"	ТПОФ КтТ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 518-50	НТМИ-6 КтН 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,0	±1,2
						реактивная	±1,4	±1,9
22	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-1- 6 кВ, сек.1, яч. 25А ТП-272 (ТП-1824, РТП-99)	ТПОЛ-10 КтТ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 КтН 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,0	±1,2
						реактивная	±1,4	±1,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
23	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-1- 6 кВ, сек.1, яч. 25Б "СуварКазань"	ТПОЛ-10 КтТ 800/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 КтН 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная	±1,0	±1,2
						реактивная	±1,4	±1,9
24	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-1- 6 кВ, сек.1, яч. 26Б ОАО "Спартак"	ТОЛ-10-І-2 КтТ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 47959-11	НТМИ-6 КтН 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±1,2
						реактивная	±1,3	±1,7
25	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-1- 6 кВ, сек.1, яч. 27А РТП-128	ТОЛ-10-І-2 КтТ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 47959-11	НТМИ-6 КтН 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±1,2
						реактивная	±1,3	±1,7
26	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-1- 6 кВ, сек.1, яч. 28А РТП-70	ТОЛ-СВЭЛ-10-1 КтТ 600/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 42663-09	НТМИ-6 КтН 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±1,2
						реактивная	±1,3	±1,7
27	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-1- 6 кВ, сек.1, яч. 28Б ТП-4816	ТОЛ-СВЭЛ-10-1 КтТ 600/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 42663-09	НТМИ-6 КтН 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±1,2
						реактивная	±1,3	±1,7
28	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-1- 6 кВ, сек.1, яч. 29А ТП-383	ТОЛ-СВЭЛ-10-1 КтТ 600/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 42663-09	НТМИ-6 КтН 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±1,2
						реактивная	±1,3	±1,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
29	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-1- 6 кВ, сек.1, яч. 30А ООО"Мегаполис"	ТПОЛ-10 КтТ 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-08	НТМИ-6 КтН 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная	±1,1	±1,3
						реактивная	±1,7	±2,1
30	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-1- 6 кВ, сек.1, яч. 31 3-д "Точмаш"	ТПОЛ-10 КтТ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 КтН 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,0	±1,2
						реактивная	±1,4	±1,9
31	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-1- 6 кВ, сек.1, яч. 33 ОАО "Карамай"	ТПОФ КтТ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 518-50	НТМИ-6 КтН 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,0	±1,2
						реактивная	±1,4	±1,9
32	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-1- 6 кВ, сек.2, яч. 39 3-д "Точмаш"	ТПОЛ-10-1 КтТ 600/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 47958-11	НТМИ-6 КтН 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±1,2
						реактивная	±1,3	±1,7
33	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-1- 6 кВ, сек.2, яч. 40А ООО "Мегаполис"	ТПОЛ-10 КтТ 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-08	НТМИ-6 КтН 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	±1,0	±1,2
						реактивная	±1,4	±1,9
34	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-1- 6 кВ, сек.2, яч. 41А ЗАО "АРГО"	ТПОЛ-10-1 КтТ 300/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 47958-11	НТМИ-6 КтН 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±1,2
						реактивная	±1,3	±1,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
35	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-1- 6 кВ, сек.2, яч. 42А РТП-128	ТОЛ-10-1-2 КтТ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 47959-11	НТМИ-6 КтН 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная	±1,1	±1,2
						реактивная	±1,3	±1,7
36	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-1- 6 кВ, сек.2, яч. 43А ТП-472 (ТП-1427,РТП-99)	ТПОЛ-10 КтТ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 КтН 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,0	±1,2
						реактивная	±1,4	±1,9
37	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-1- 6 кВ, сек.2, яч. 43Б "Сувар-Казань"	ТПОЛ-10 КтТ 800/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 КтН 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,0	±1,2
						реактивная	±1,4	±1,9
38	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-1- 6 кВ, сек.2, яч. 46 ОАО "Нэфис Косметикс"	ТПОЛ-10-1 КтТ 600/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 47958-11	НТМИ-6 КтН 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±1,2
						реактивная	±1,3	±1,7
39	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-1- 6 кВ, сек.2, яч. 53А МУП "Метроэлектротранс"	ТПОЛ-10-1 КтТ 300/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 47958-11	НТМИ-6 КтН 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±1,2
						реактивная	±1,3	±1,7
40	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-1- 6 кВ, сек.2, яч. 53Б МУП "Метроэлектротранс"	ТПОЛ-СВЭЛ-10-2 КтТ 300/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 45425-10	НТМИ-6 КтН 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±1,3
						реактивная	±1,6	±1,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
41	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-1- 6 кВ, сек.2, яч. 54А АО "КВАРТ"	ТПОЛ-10-1 КтТ 600/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 47958-11	НТМИ-6 КтН 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная	±1,1	±1,2
						реактивная	±1,3	±1,7
42	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-1- 6 кВ, сек.2, яч. 54Б РП-9	ТПОЛ-10-1 КтТ 600/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 47958-11	НТМИ-6 КтН 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±1,2
						реактивная	±1,3	±1,7
43	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-1- 6 кВ, сек.2, яч. 56А ТП-2462	ТПОЛ-10-1 КтТ 600/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 47958-11	НТМИ-6 КтН 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±1,2
						реактивная	±1,3	±1,7
44	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-1- 6 кВ, сек.2, яч. 56Б РП-10 Линия 8	ТПОЛ-10-1 КтТ 600/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 47958-11	НТМИ-6 КтН 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±1,2
						реактивная	±1,3	±1,7
45	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-1- 6 кВ, сек.2, яч. 57 МУП "Метроэлектротранс"	ТПОЛ-10-1 КтТ 600/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 47958-11	НТМИ-6 КтН 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±1,2
						реактивная	±1,3	±1,7
46	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-1- 6 кВ, сек.2, яч. 58А ОАО "Нэфис Косметикс"	ТПОЛ-10-1 КтТ 600/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 47958-11	НТМИ-6 КтН 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±1,2
						реактивная	±1,3	±1,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
47	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-1- 6 кВ, сек.2, яч. 59 ОАО "Спартак"	ТОЛ-10-I-2 КтТ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 47959-11	НТМИ-6 Ктн 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная	±1,1	±1,2
						реактивная	±1,3	±1,7
48	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-2- 6 кВ, сек.3, яч. 64А "СК Кирова"	ТВЛМ-10 КтТ 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6 Ктн 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±1,2
						реактивная	±1,4	±1,9
49	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-2- 6 кВ, сек.3, яч. 64Б "СК Кирова"	ТВЛМ-10 КтТ 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6 Ктн 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±1,2
						реактивная	±1,4	±1,9
50	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-2- 6 кВ, сек.3, яч. 70Б АО "Кварт"	ТВЛМ-10 КтТ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6 Ктн 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±1,2
						реактивная	±1,4	±1,9
51	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-2- 6 кВ, сек.3, яч. 70В 3-д "Точмаш"	ТВЛМ-10 КтТ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6 Ктн 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±1,2
						реактивная	±1,4	±1,9
52	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-2- 6 кВ, сек.3, яч. 71А Гипермаркет "Кольцо"	ТЛМ-10 КтТ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6 Ктн 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±1,2
						реактивная	±1,4	±1,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
53	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-2- 6 кВ, сек.3, яч. 71В АО "Кварт"	ТЛМ-10 КтТ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6 КтН 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная	±1,0	±1,2
						реактивная	±1,4	±1,9
54	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-2- 6 кВ, сек.3, яч. 74А МУП "Метроэлектротранс"	ТЛМ-10 КтТ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69 ТВЛМ-10 КтТ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6 КтН 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±1,2
						реактивная	±1,4	±1,9
55	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-2- 6 кВ, сек.3, яч. 74Б "СК Кирова"	ТВЛМ-10 КтТ 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6 КтН 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±1,2
						реактивная	±1,4	±1,9
56	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-2- 6 кВ, сек.3, яч. 76А МУП "Метроэлектротранс"	ТОЛ-НТЗ КтТ 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 69606-17	НТМИ-6 КтН 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,1	±1,2
						реактивная	±1,4	±1,9
57	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-2- 6 кВ, сек.3, яч. 76Б Квартал 146 (РП-70 Л-2)	ТОЛ-НТЗ КтТ 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 69606-17	НТМИ-6 КтН 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,1	±1,2
						реактивная	±1,4	±1,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
58	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-2- 6 кВ, сек.4, яч. 80Б МУП "Метроэлектротранс"	ТВЛМ-10 КтТ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6 КтН 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная	±1,0	±1,2
						реактивная	±1,4	±1,9
59	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-2- 6 кВ, сек.4, яч. 80В 3-д "Точмаш"	ТВЛМ-10 КтТ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6 КтН 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±1,2
						реактивная	±1,4	±1,9
60	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-2- 6 кВ, сек.4, яч. 83А Квартал Б (РП-127)	ТЛК10-5 КтТ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 9143-01	НТМИ-6 КтН 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,0	±1,2
						реактивная	±1,4	±1,9
61	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-2- 6 кВ, сек.4, яч. 83Б "СК Кирова"	ТВЛМ-10 КтТ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6 КтН 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,0	±1,2
						реактивная	±1,4	±1,9
62	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-2- 6 кВ, сек.4, яч. 83В МУП "Метроэлектротранс"	ТВЛМ-10 КтТ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6 КтН 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,0	±1,2
						реактивная	±1,4	±1,9
63	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-2- 6 кВ, сек.4, яч. 84Б ООО «Бахетле»	ТЛМ-10-1 КтТ 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-05	НТМИ-6 КтН 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±1,2
						реактивная	±1,4	±1,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
64	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-2- 6 кВ, сек.4, яч. 84В ТП-2465	ТВЛМ-10 КтТ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6 КтН 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная	±1,0	±1,2
						реактивная	±1,4	±1,9
65	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-2- 6 кВ, сек.4, яч. 86А КЭС ТП-1824 (БКТП-306)	ТВЛМ-10 КтТ 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6 КтН 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,0	±1,2
						реактивная	±1,4	±1,9
66	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-2- 6 кВ, сек.4, яч. 86Б ТП-2464	ТВЛМ-10 КтТ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6 КтН 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,0	±1,2
						реактивная	±1,4	±1,9
67	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-2- 6 кВ, сек.4, яч. 90А Гипермаркет "Кольцо"	ТВЛМ-10 КтТ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6 КтН 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,0	±1,2
						реактивная	±1,4	±1,9
68	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-2- 6 кВ, сек.4, яч. 90Б ГИБДД (ТП-3841)	ТОЛ-10 УТ2 КтТ 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 6009-77	НТМИ-6 КтН 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,0	±1,2
						реактивная	±1,4	±1,9
69	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-2- 6 кВ, сек.4, яч. 91А АО "Кварт"	ТВЛМ-10 КтТ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6 КтН 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±1,2
						реактивная	±1,4	±1,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
70	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-2- 6 кВ, сек.4, яч. 91Б АО "Кварт"	ТВЛМ-10 КтТ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6 КтН 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная	±1,0	±1,2
						реактивная	±1,4	±1,9
71	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-2- 6 кВ, сек.4, яч. 93А АО "КЗСК- Силикон"	ТОЛ-10 КтТ 1500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47959-11	НТМИ-6 КтН 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±1,2
						реактивная	±1,4	±1,9
72	Казанская ТЭЦ-1, ГРУ-2- 6 кВ, сек.4, яч. 93Б "СК Кирова"	ТВЛМ-10 КтТ 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6 КтН 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±1,2
						реактивная	±1,4	±1,9
73	Казанская ТЭЦ-1, ЗРУ-110 кВ, 2СШ- 110 кВ. яч.1, ВЛ 110 кВ ТЭЦ-1-Западная	TG145N КтТ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 30489-05	ЗНОГ-110 КтН 110000/√3/100/√3/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 61431-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,6	±0,8
						реактивная	±0,8	±1,2
74	Казанская ТЭЦ-1, ЗРУ-110 кВ, 1СШ- 110 кВ. яч.2, ВЛ 110 кВ ТЭЦ-1 - Новокремлевская	TG145N КтТ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 30489-05	ЗНОГ-110 КтН 110000/√3/100/√3/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 61431-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,6	±0,8
						реактивная	±0,8	±1,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
75	Казанская ТЭЦ-1, ЗРУ-110 кВ, 1СШ- 110 кВ, яч.7, ВЛ 110 кВ ТЭЦ-1 -Южная 1	TG145N КТТ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 30489-05	ЗНОГ-110 КТН 110000/√3/100/√3/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 61431-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная	±0,6	±0,8
						реактивная	±0,8	±1,2
76	Казанская ТЭЦ-1, ЗРУ-110 кВ, 2СШ- 110 кВ, яч.10, ВЛ 110 кВ ТЭЦ-1 -Южная 2	TG145N КТТ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 30489-05	ЗНОГ-110 КТН 110000/√3/100/√3/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 61431-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,6	±0,8
						реактивная	±0,8	±1,2
77	Казанская ТЭЦ-1, ОРУ-1-110 кВ, Т-1 (110 кВ)	TG145N1 КТТ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 30489-09	ЗНОГ-110 КТН 110000/√3/100/√3/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 61431-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,9	±1,0
						реактивная	±1,3	±1,5
78	Казанская ТЭЦ-1, ЗРУ-110 кВ, яч.9, ОВ-110 кВ	ТРГ-110 II* КТТ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 26813-06	ЗНОГ-110 КТН 110000/√3/100/√3/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 61431-15	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±0,6	±0,8
						реактивная	±0,8	±1,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
79	Казанская ТЭЦ-1, ЗРУ-110 кВ ПГУ, 1СШ-110кВ, яч.15, КВЛ 110 кВ Казанская ТЭЦ-1 - Южная III цепь с отпайками	TG145N Ктт 1200/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 30489-09	ЗНОГ-110 Ктн 110000/√3/100/√3/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 61431-15	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная	±0,6	±0,8
						реактивная	±0,8	±1,2
80	Казанская ТЭЦ-1, ЗРУ-110 кВ ПГУ, 2СШ-110кВ, яч.16, КВЛ 110 кВ Казанская ТЭЦ-1 - Южная IV цепь с отпайками	TG145N Ктт 1200/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 30489-09	ЗНОГ-110 Ктн 110000/√3/100/√3/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 61431-15	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,6	±0,8
						реактивная	±0,8	±1,2
81	Казанская ТЭЦ-1, ТГ-8 (10.5 кВ)	ТШЛ-СВЭЛ-20-2.1 Ктт 6000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 67629-17	УКМ 24/3 Ктн 10500:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 77480-20	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,6	±0,8
						реактивная	±0,8	±1,2
82	Казанская ТЭЦ-1, ТГ-9 (10.5 кВ)	ТШЛ-СВЭЛ-20-2.1 Ктт 4000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 48852-12	ЗНОЛ.06-10 Ктн 10500:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,6	±0,8
						реактивная	±0,8	±1,2
83	Казанская ТЭЦ-1, ТГ-10 (10.5 кВ)	ТШЛ-СВЭЛ-20-2.1 Ктт 6000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 67629-17	УКМ 24/3 Ктн 10500:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 77480-20	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,6	±0,8
						реактивная	±0,8	±1,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
84	Казанская ТЭЦ-1, ТГ-11 (10.5 кВ)	ТШЛ-СВЭЛ-20-2.1 Ктт 4000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 48852-12	ЗНОЛ.06-10 Ктн 10500:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±0,6 ±0,8	±0,8 ±1,2
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с							±5	
Примечания: 1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой). 2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95 3. 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 таблице 2 метрологических характеристик. 4. Допускается замена УСВ-2 на аналогичное устройство, утвержденного типа. 5. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.								

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	84
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 98 до 102 от 5 до 120 от 49,8 до 50,2 1 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$: - коэффициент мощности $\cos\varphi$ $\sin\varphi$ - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения УСВ-2, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 до 1,0 от 0,5 до 0,87 от 49,6 до 50,4 от -40 до +50 от -40 до +60 от -10 до +50 от +10 до +40
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - для счетчиков СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03.01 (рег. № 27524-04) - для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.01 (рег. № 36697-08) - для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.16 (рег. № 36697-12) - для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-17) - среднее время восстановления работоспособности, ч УСВ-2: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 140000 165000 220000 2 35000 2 100000 2

Продолжение таблицы 3

Глубина хранения информации	
Счетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
- при отключении питания, лет, не менее	10
Сервер:	
- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений, лет, не менее	3,5

Примечания:

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования; панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами; наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, УСВ, сервере, АРМ; организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала; защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий:

фактов параметрирования счетчика;
фактов пропадания напряжения;
фактов коррекции времени.

Возможность коррекции времени в:

счетчиках (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации: о результатах измерений (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	TG145N	18
Трансформатор тока	TG145N1	3
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	33
Трансформатор тока	ТЛК10-5	2
Трансформатор тока	ТЛМ-10	7
Трансформатор тока	ТЛМ-10-1	2

Продолжение таблицы 4

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТЛШ-10	6
Трансформатор тока	ТОЛ-10	3
Трансформатор тока	ТОЛ-10 УТ2	4
Трансформатор тока	ТОЛ-10-I-2	12
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ	9
Трансформатор тока	ТОЛ-СВЭЛ-10-1	30
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	20
Трансформатор тока	ТПОЛ-10-1	30
Трансформатор тока	ТПОЛ-СВЭЛ-10-2	3
Трансформатор тока	ТПОФ	6
Трансформатор тока	ТПФ	2
Трансформатор тока	ТРГ-110 II*	3
Трансформатор тока	ТШВ-15	9
Трансформатор тока	ТШЛ-СВЭЛ-20-2.1	12
Трансформатор напряжения	УКМ 24/3	6
Трансформатор напряжения	ЗНОГ-110	9
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06-10	6
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-15-63	9
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03.01	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	72
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.16	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	2
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-2	1
Комплексы информационно- вычислительные	ИКМ - Пирамида	1

Продолжение таблицы 4

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Программное обеспечение	Пирамида 2000	1
Методика поверки	85138332.711212.054 МП изм.№1	1
Паспорт-формуляр	85138332.711212.054 ФО	1
Руководство по эксплуатации	85138332.711212.054 РЭ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (методы) измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (мощности) (АИИС КУЭ) филиала АО «Татэнерго» - Казанская ТЭЦ-1, аттестованном ФБУ «ЦСМ Татарстан», аттестат об аккредитации № 01.00267-2014 от 25.03.2014.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Татарстан Автоматизация и Связь Энерго» (ООО «ТатаИЭСЭнерго»)

ИНН 1655152750

Адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. М. Салимжанова, д. 1

Телефон: +7 (843) 291-81-59 Факс: +7 (843) 291-81-54

Web-сайт: www.tataisenergo.ru E-mail: office@tataisenergo.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Республике Татарстан» (ФБУ «ЦСМ Татарстан»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 24

Телефон (факс): +7 (843) 291-08-33

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310659.

в части вносимых изменений

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)

Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Телефон: +7 (4922) 222-162

E-mail: post@orem.su

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312736.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» января 2024 г. № 219

Регистрационный № 66779-17

Лист № 1
Всего листов 21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) (АИИС КУЭ) филиала АО «Татэнерго» - Набережночелнинская ТЭЦ

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) (АИИС КУЭ) филиала АО «Татэнерго» - Набережночелнинская ТЭЦ (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, для осуществления автоматизированного коммерческого учета и контроля потребления электроэнергии и мощности по расчетным точкам учета, формирования отчетных документов, передачи информации в центр сбора и обработки информации АО «Татэнерго» и другим заинтересованным организациям в согласованных форматах.

Описание средства измерений

Принцип действия АИИС КУЭ основан на преобразовании первичных токов измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные токи и фазные напряжения, поступающие на измерительные входы счетчика электроэнергии по проводным линиям. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов тока и напряжения преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, накапливается нарастающим итогом, а также вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены к шкале координированного времени UTC (SU).

Обработанная информация со счетчиков по каналам связи промышленной сети RS-485 поступает на входы преобразователей интерфейсов и по локально-вычислительной сети (ЛВС) поступает на 2-й уровень.

На верхнем (втором) уровне выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование поступающей информации, хранение измерительной информации и оформление справочных и отчетных документов.

Передача результатов измерений в виде xml файла формата 80020 (в соответствии с приложением № 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний 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) от ИВК «ИКМ-Пирамида» осуществляется по электронной почте ответственному работнику АО «Татэнерго», имеющему электронно-цифровую подпись (ЭЦП), а также другим заинтересованным лицам. Далее макет загружается в ПО «АРМ КУ Участника ОРЭ» разработки АО «АТС», подписывается и отправляется посредством сети Internet в ПАК АО «АТС».

АИИС КУЭ состоит из двух уровней с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включает в себя ИИК и выполняет функцию автоматического проведения измерений в точке измерений. В состав ИИК входят измерительные трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН), вторичные измерительные цепи, счетчики электрической энергии (далее – счетчики), установленные на объектах, указанных в таблице 2

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК). В состав ИВК входят: промконтроллер (компьютер в промышленном исполнении) «ИКМ-Пирамида» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №) 45270-10); технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура); устройство синхронизации системного времени типа УСВ-2 (УСВ) (рег. № 41681-10); технические средства для организации функционирования локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации; технические средства обеспечения безопасности локальных вычислительных сетей и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной электроэнергии;
- измерение активной электроэнергии нарастающим итогом;
- периодический (1 раз в 30 мин) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к шкале координированного времени UTC (SU) результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к шкале координированного времени UTC (SU) показаний счетчиков электрической энергии;
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений в организации-участники оптового и розничного рынков 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;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени);
- передача журналов событий счетчиков.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени. Для обеспечения единства измерений используется координированное время UTC (SU).

Измерение времени в АИИС КУЭ происходит автоматически на всех уровнях системы внутренними таймерами устройств, входящих в систему (счетчики, ИВК). Коррекция отклонений встроенных часов осуществляется при помощи синхронизации таймеров устройств с единым временем, поддерживаемым УСВ. Коррекция времени в УСВ происходит от ГЛОНАСС/GPS-приемника, принимающего сигналы точного времени от глобальной навигационной спутниковой системы (ГЛОНАСС/GPS). Корректировка часов ИВК выполняется с периодичностью один раз в час от УСВ, при расхождении с УСВ на величину более ± 1 с. Корректировка часов счетчиков выполняется автоматически от сервера ИВК в случае расхождения времени часов счетчиков и сервера ИВК на величину более ± 1 с при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки.

Факты коррекции времени с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов счетчика электроэнергии, отражаются в его журнале событий сервера.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 02. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ.

Сведения о форматах, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами. Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
Идентификационное наименование ПО	CalcLeakage.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
Идентификационное наименование ПО	CalcLosses.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Идентификационное наименование ПО	ParseBin.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7

Продолжение таблицы 1

Идентификационное наименование ПО	ParseIEC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Идентификационное наименование ПО	ParseModbus.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
Идентификационное наименование ПО	ParsePiramida.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
Идентификационное наименование ПО	SynchroNSI.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
Идентификационное наименование ПО	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав и метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

№ Точки измере ния	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид измеряемой энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ		Основная погрешность (±δ), %	Погрешность в рабочих условиях (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ТГ-1	ТШЛ 20-1 К _{ТТ} = 8000/5 КТ 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная	0,8	1,0
						реактивная	1,1	1,5
2	ТГ-2	ТШЛ 20-1 К _{ТТ} = 8000/5 КТ 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	0,8	1,0
						реактивная	1,1	1,5
3	ТГ-3	ТШЛ20Б-1 К _{ТТ} = 10000/5 КТ 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	0,8	1,0
						реактивная	1,1	1,5
4	ТГ-4	ТШЛ20Б-1 К _{ТТ} = 10000/5 КТ 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	0,8	1,0
						реактивная	1,1	1,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ТГ-5	ТШЛ20Б-1 К _{ТТ} = 10000/5 КТ 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОЛ.06-10 УЗ К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная	0,6	0,8
						реактивная	1,0	1,3
6	ТГ-6	ТШЛ20Б-1 К _{ТТ} = 10000/5 КТ 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	0,8	1,0
						реактивная	1,1	1,5
7	ТГ-7	ТШЛ20Б-1 К _{ТТ} = 10000/5 КТ 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	0,8	1,0
						реактивная	1,1	1,5
8	ТГ-8	ТШЛ20Б-1 К _{ТТ} = 10000/5 КТ 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	0,8	1,0
						реактивная	1,1	1,5
9	ТГ-9	ТШЛ-20-1 К _{ТТ} = 8000/5 КТ 0,2S Рег. № 21255-08	ЗНОМ-15-63 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	0,8	1,0
						реактивная	1,3	1,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
10	ТГ-10	ТШЛ20Б-1 К _{ТТ} = 10000/5 КТ 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 К _{ТН} = 15750/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная	0,8	1,0
						реактивная	1,1	1,5
11	ТГ-11	ТШЛ20Б-1 К _{ТТ} = 10000/5 КТ 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 К _{ТН} = 15750/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	0,8	1,0
						реактивная	1,1	1,5
12	НЧТЭЦ, АТ-5, ВЛ-220 кВ Заводская - АТ-5	ТОГФ-220 К _{ТТ} = 1000/1 КТ 0,2S Рег. № 82676-21	ЗНГ-УЭТМ®-220 К _{ТН} = 220000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 53343-13	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	0,4	0,7
						реактивная	0,7	1,1
13	НЧТЭЦ, АТ-8, ВЛ-220 кВ Заводская - АТ-8	ТРГ-220 II* К _{ТТ} = 1000/1 КТ 0,2S Рег. № 33677-07	НАМИ-220 УХЛ1 К _{ТН} = 220000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 20344-05	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	0,4	0,7
						реактивная	0,7	1,1
14	НЧТЭЦ, Т-10, ВЛ-110 кВ Заводская - ТГ10	ТОГ-110 К _{ТТ} = 2000/1 КТ 0,2S Рег. № 49001-12	ЗНОГ-110 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 23894-12	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	0,4	0,7
						реактивная	0,7	1,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
15	НЧТЭЦ, Т-11, ВЛ-110 кВ Заводская - ТГ11	ТОГ-110 К _{ТТ} = 2000/1 КТ 0,2S Рег. № 70466-18	ЗНОГ-110 К _{ТН} = 110000/√3/100/√ 3 КТ 0,2 Рег. № 61431-15	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная	0,6	0,8
16	НЧТЭЦ, ОРУ-110 кВ, С-4 110 кВ, яч.26, ВЛ-110 кВ Водозабор	ТВГ-УЭТМ®- 110 К _{ТТ} = 1000/1 КТ 0,2S Рег. № 52619-13	ЗНОГ-110 К _{ТН} = 110000/√3/100/√ 3 КТ 0,2 Рег. № 61431-15	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		реактивная	0,9	1,5
			НКФ-110-57 К _{ТН} = 110000/√3/100/√ 3 КТ 0,5 Рег. № 14205-05			активная	0,6	0,8
						реактивная	0,8	1,2
						активная	0,8	1,0
17	НЧТЭЦ, ОРУ-110 кВ, С-3 110 кВ, яч.32, ВЛ-110 кВ РИЗ-1	ТВГ-УЭТМ®- 110 К _{ТТ} = 1000/1 КТ 0,2S Рег. № 52619-13	ЗНОГ-110 К _{ТН} = 110000/√3/100/√ 3 КТ 0,2 Рег. № 61431-15	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		реактивная	1,3	1,6
			НКФ-110-57 К _{ТН} = 110000/√3/100/√ 3 КТ 0,5 Рег. № 14205-05			активная	0,8	1,2
						реактивная	0,8	1,5
						активная	0,8	1,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
18	НЧТЭЦ, ОРУ-110 кВ, С-4 110 кВ, яч.34, ВЛ-110 кВ РИЗ-2	ТВУ-110-II КТТ = 1000/1 КТ 0,5 Рег. № 3182-72	ЗНОГ-110 КТН = 110000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 61431-15	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная	0,6	0,8
			НКФ-110-57 КТН = 110000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 14205-05			реактивная	1,0	1,3
						активная	0,8	1,0
						реактивная	1,1	1,5
19	НЧТЭЦ, ОРУ-110 кВ, С-3 110 кВ, яч.29, ВЛ-110 кВ КамАЗ-1	ТВУ-110-II КТТ = 1000/1 КТ 0,5 Рег. № 3182-72	ЗНОГ-110 КТН = 110000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 61431-15	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	0,6	0,8
			НКФ-110-57 КТН = 110000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 14205-05			реактивная	1,0	1,3
						активная	0,8	1,0
						реактивная	1,1	1,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
20	НЧТЭЦ, ОРУ-110 кВ, С-4 110 кВ, яч.28, ВЛ-110 кВ КамаЗ-2	ТВГ-УЭТМ®- 110 К _{ТТ} = 1000/1 КТ 0,2S Рег. № 52619-13	ЗНОГ-110 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 61431-15	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная	0,6	0,8
			НКФ-110-57 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 14205-05			реактивная	0,8	1,2
						активная	0,8	1,0
						реактивная	1,3	1,6
21	НЧТЭЦ, ОРУ-110 кВ, С-4 110 кВ, яч.31, ВЛ-110 кВ КамаЗ-4	ТВУ-110-П К _{ТТ} = 1000/1 КТ 0,5 Рег. № 3182-72	ЗНОГ-110 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 61431-15	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	0,6	0,8
			НКФ-110-57 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 14205-05			реактивная	1,0	1,3
						активная	0,8	1,0
						реактивная	1,1	1,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
22	НЧТЭЦ, ОРУ-110 кВ, С-1 110 кВ, яч.17, ВЛ-110 кВ Литейный-1	ТВГ-УЭТМ®-110 КТТ = 1000/1 КТ 0,2S Рег. № 52619-13	ЗНГ-110 КТН = 110000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 41794-09	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная	0,6	0,8
			ЗНОГ-110 КТН = 110000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 61431-15			реактивная	0,9	1,5
23	НЧТЭЦ, ОРУ-110 кВ, С-2 110 кВ, яч.16, ВЛ-110 кВ Литейный-2	ТВГ-УЭТМ®-110 КТТ = 1000/1 КТ 0,2S Рег. № 52619-13	ЗНГ-110 КТН = 110000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 41794-09	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	0,6	0,8
			ЗНОГ-110 КТН = 110000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 61431-15			реактивная	0,9	1,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
24	НЧТЭЦ, ОРУ-110 кВ, С-1 110 кВ, яч.19, ВЛ-110 кВ Литейный-3	ТВГ-УЭТМ®-110 КТТ = 1000/1 КТ 0,2S Рег. № 52619-13	ЗНГ-110 КТН = 110000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 41794-09	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная	0,6	0,8
			ЗНОГ-110 КТН = 110000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 61431-15			реактивная	0,9	1,5
25	НЧТЭЦ, ОРУ-110 кВ, С-2 110 кВ, яч.10, ВЛ-110 кВ ЗТЭО	ТВГ-УЭТМ®-110 КТТ = 1000/1 КТ 0,2S Рег. № 52619-13	ЗНГ-110 КТН = 110000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 41794-09	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	0,6	0,8
			ЗНОГ-110 КТН = 110000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 61431-15			реактивная	0,9	1,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
26	НЧТЭЦ, ОРУ-110 кВ, С-3 110 кВ, яч.24, ВЛ-110 кВ Заводская-1	ТВГ-УЭТМ®- 110 К _{ТТ} = 2000/1 КТ 0,2S Рег. № 52619-13	ЗНОГ-110 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 61431-15	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная	0,6	0,8
			НКФ-110-57 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 14205-05			реактивная	0,8	1,2
						активная	0,8	1,0
						реактивная	1,3	1,6
27	НЧТЭЦ, ОРУ-110 кВ, С-2 110 кВ, яч.22, ВЛ-110 кВ Заводская-2	ТВГ-УЭТМ®- 110 К _{ТТ} = 2000/1 КТ 0,2S Рег. № 52619-13	ЗНГ-110 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 41794-09	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	0,6	0,8
			ЗНОГ-110 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 61431-15			реактивная	1,0	1,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
28	НЧТЭЦ, ОРУ-110 кВ, С-1 110 кВ, яч.7, ВЛ-110 кВ Сидоровка-1	ТВГ-УЭТМ®-110 К _{ТТ} = 1000/1 КТ 0,2S Рег. № 52619-13	ЗНГ-110 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 41794-09	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная	0,4	0,7
			ЗНОГ-110 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 61431-15			реактивная	0,7	1,1
29	НЧТЭЦ, ОРУ-110 кВ, С-2 110 кВ, яч.8, ВЛ-110 кВ Сидоровка-2	ТВГ-УЭТМ®-110 К _{ТТ} = 1000/1 КТ 0,2S Рег. № 52619-13	ЗНГ-110 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 41794-09	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	0,6	0,8
			ЗНОГ-110 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 61431-15			реактивная	0,9	1,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
30	НЧТЭЦ, ОРУ-110 кВ, С-1 110 кВ, яч.1, ВЛ-110 кВ Центр	ТВГ-УЭТМ®- 110 К _{ТТ} = 2000/1 КТ 0,2S Рег. № 52619-13	ЗНГ-110 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 41794-09	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная	0,4	0,7
			ЗНОГ-110 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 61431-15			реактивная	0,7	1,1
31	НЧТЭЦ, ОРУ-110 кВ, С-2 110 кВ, яч.2, ВЛ-110 кВ Шильна	ТВГ-УЭТМ®- 110 К _{ТТ} = 2000/1 КТ 0,2S Рег. № 52619-13	ЗНГ-110 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 41794-09	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	0,6	0,8
			ЗНОГ-110 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 61431-15			реактивная	0,9	1,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
32	НЧТЭЦ, ОРУ-110 кВ, С-1 110 кВ, яч.5, ВЛ-110 кВ Челны-1	ТВГ-УЭТМ®-110 К _{ТТ} = 1000/1 КТ 0,2S Рег. № 52619-13	ЗНГ-110 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 41794-09	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная	0,6	0,8
			ЗНОГ-110 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 61431-15			реактивная	0,9	1,5
33	НЧТЭЦ, ОРУ-110 кВ, С-2 110 кВ, яч.4, ВЛ-110 кВ Челны-2	ТВГ-УЭТМ®-110 К _{ТТ} = 1000/1 КТ 0,2S Рег. № 52619-13	ЗНГ-110 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 41794-09	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	0,6	0,8
			ЗНОГ-110 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 61431-15			реактивная	0,9	1,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
34	НЧТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.13, ОВ-1- 110 кВ	ТВГ-УЭТМ®-110 КТТ = 2000/1 КТ 0,2S Рег. № 52619-13	ЗНГ-110 КТН = 110000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 41794-09	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная	0,6	0,8
			ЗНОГ-110 КТН = 110000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 61431-15			реактивная	0,9	1,5
35	НЧТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.35, ОВ-2- 110 кВ	ТВГ-УЭТМ®- 110 КТТ = 2000/1 КТ 0,2S Рег. № 52619-13	НКФ-110-57 КТН = 110000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 14205-05	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	0,8	1,0
			ЗНОГ-110 КТН = 110000/√3/100/√3 КТ 0,2 Рег. № 61431-15			реактивная	1,3	1,6
						активная	0,6	0,8
						реактивная	0,8	1,2

Продолжение таблицы 2

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±5
Примечания 1 Характеристики относительной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана для температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 15 до плюс 25 °С. 4 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 таблице 2 метрологических характеристик. 5 Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденных типов. 6 Допускается замена наименований ИК без изменения объекта измерений. 7 В случае необходимости замены СИ предприятие-владелец АИИС КУЭ оформляет в произвольной форме технический акт (далее – ТА) о внесенных изменениях, который должен быть подписан руководителем или уполномоченным им лицом и руководителем или представителем метрологической службы предприятия-владельца и согласован с аккредитованной на право проведения испытаний в целях утверждения типа организацией, обладающей соответствующей областью аккредитации, организует проведение первичной поверки АИИС КУЭ, в части ИК, подвергшихся изменению, вносит изменения в эксплуатационные документы на АИИС КУЭ. ТА хранится совместно со свидетельством о поверке ИК, как неотъемлемая часть АИИС КУЭ.	

Таблица 3 – Технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	35
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 98 до 102 от 100 до 120 1 от 49,8 до 50,2 (20±5)
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности: $\cos\varphi$ $\sin\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды: для ТТ и ТН, °C для счетчиков, °C для сервера, °C	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 до 1,0 от 0,5 до 0,87 от 49,6 до 50,4 от -40 до +50 от -40 до +60 от +10 до +40
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики: среднее время наработки на отказ, ч. среднее время восстановления работоспособности, сут, не более сервер: среднее время наработки на отказ, ч. среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 3 100000 1
Глубина хранения информации: счетчики: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут., не менее при отключении питания, лет сервер: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 10 3,5

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:
клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;

панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;

наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, УСВ, сервере, АРМ;

организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;

защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий:

фактов параметрирования счетчика;
фактов пропадания напряжения;
фактов коррекции времени.

Возможность коррекции времени в:

счетчиках (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

о результатах измерений (функция автоматизированна).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	ТШЛ 20-1	6 шт.
Трансформаторы тока	ТШЛ20Б-1	24 шт.
Трансформаторы тока	ТШЛ-20-1	3 шт.
Трансформаторы тока	ТОГФ-220	3 шт.
Трансформаторы тока элегазовые	ТРГ-220 П*	3 шт.
Трансформаторы тока	ТВУ-110-П	9 шт.
Трансформаторы тока встроенные	ТВГ-УЭТМ®-110	51 шт.
Трансформаторы тока	ТОГ-110	6 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-15-63	30 шт.
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛ.06-10 УЗ	3 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНГ-УЭТМ®-220	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	3 шт.
Трансформаторы напряжения элегазовые	ЗНГ-110	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57	3 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОГ-110	12 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	5 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	9 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.16	21 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1 шт.

Продолжение таблицы 4

Комплексы информационно-вычислительные	ИКМ – Пирамида	1 шт.
Программное обеспечение	Пирамида 2000	1 шт.
Паспорт-Формуляр	АИИСГК23.01.00 ФО	1 экз.
Руководство по эксплуатации	АИИСГК23.01.00 РЭ	1 экз.
Методика поверки	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в Приложении 1 «Методика (метод) измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (мощности) (АИИС КУЭ) филиала АО «Татэнерго» - Набережночелнинская ТЭЦ» АИИСТК23.01.00 МИ эксплуатационного документа АИИСГК23.01.00 РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Татарстан Автоматизация и Связь Энерго» (ООО «ТатАИСЭнерго»)

ИНН 1655152750

Адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. М. Салимжанова, д. 1

Телефон: +7 (843) 291-81-59

Факс: +7 (843) 291-81-54

Web-сайт: www.tataisenergo.ru

E-mail: office@tataisenergo.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект» (ООО «Спецэнергопроект»)

Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11 стр. 3, эт. 4, помещ. I, ком. 6, 7
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312429.

в части вносимых изменений

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Республике Татарстан» (ФБУ «ЦСМ Татарстан»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 24

Телефон (факс): +7 (843) 291-08-33

E-mail: isp16@tatcsm.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310659.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» января 2024 г. № 219

Регистрационный № 71377-18

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов резервная СИКН-002 ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов резервная СИКН-002 ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» (далее – система) предназначена для автоматизированных измерений массы нефтепродуктов

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефтепродуктов с помощью кориолисовых преобразователей массового расхода (счетчиков-расходомеров массовых). Выходные электрические сигналы с счетчиков-расходомеров массовых поступают на соответствующие входы контроллера измерительного, который вычисляет массу нефтепродуктов по реализованному в нем алгоритму.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного производства и состоящей из блока измерительных линий (далее – БИЛ), системы сбора и обработки информации и системы дренажа. В системе для измерений показателей качества нефтепродуктов применяется блок измерений показателей качества нефтепродуктов (далее – БИК), входящий в состав системы измерений количества и показателей качества нефтепродуктов СИКН-002 ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» (далее – СИКН-002), средства измерений разности давления в блоке фильтров, входящие в состав

СИКН-002. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на систему и ее компоненты.

В состав системы входят следующие средства измерений:

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF 400 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 45115-16) в комплекте с электронными преобразователями модели 2700 (далее – СРМ);
- датчики температуры Rosemount 3144Р (регистрационный номер 63889-16);
- преобразователи давления измерительные 3051 (регистрационный номер 14061-15).

В БИК СИКН-002 входят следующие средства измерений:

- преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (регистрационный номер 52638-13) (далее – ПП);

- расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400 (регистрационный номер 57762-14);

- датчики температуры Rosemount 3144P (регистрационный номер 63889-16);

- преобразователи давления измерительные 3051 (регистрационный номер 14061-15).

В блок фильтров СИКН-002 входят следующие средства измерений:

- преобразователи давления измерительные 2051 (регистрационный номер 56419-14);

- преобразователи давления измерительные 3051 (регистрационный номер 14061-15).

В систему сбора и обработки информации (далее – СОИ) системы входят:

- контроллеры измерительные FloBoss S600+ (регистрационный номер 64224-16) (далее – ИВК);

- изоляторы импульсные MTL5532 (регистрационный номер 72175-18);

- комплекс измерительно-управляющий и противоаварийной автоматической защиты DeltaV модернизированный, включающий в себя автоматизированные рабочие места (далее – АРМ) оператора сдающей стороны (основное и резервное), АРМ оператора принимающей стороны, АРМ инженера с программным обеспечением DeltaV (далее – АРМ оператора DeltaV).

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- измерения массы нефтепродуктов прямым методом динамических измерений в рабочих диапазонах расхода, температуры, давления и плотности нефтепродуктов;

- измерения давления и температуры нефтепродуктов автоматические;

- контроль разности давления на фильтрах блока фильтров с применением средств измерений давления;

- контроль герметичности запорной арматуры;

- автоматические измерения объемного расхода нефтепродуктов в БИК;

- контроль метрологических характеристик и поверка СРМ с применением установки поверочной трубопоршневой двунаправленной OGSB и ПП;

- контроль параметров измеряемого потока, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;

- автоматический и ручной отбор проб нефтепродуктов согласно ГОСТ 2517-2012;

- дренаж нефтепродуктов;

- защита информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства средства измерений, входящие в состав системы, снабжены средствами защиты (пломбировки) в соответствии с описанием типа на средство измерений, технической документации или МИ 3002-2006. Пломбировка системы не предусмотрена.

Заводской номер системы в виде цифрового обозначения наносится типографским способом на маркировочную табличку, закрепленную на ограждении системы, а также типографским способом на титульный лист паспорта.

Нанесение знака поверки на систему не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) системы (ИВК и АРМ оператора DeltaV) обеспечивает реализацию функций системы. Идентификация ПО системы осуществляется путем отображения на мониторе АРМ оператора структуры идентификационных данных. Сведения о ПО указаны в таблице 1.

Уровень защиты ПО системы «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	АРМ оператора DeltaV	ПО ИВК
Идентификационное наименование ПО	–	LinuxBinary.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	–	06.25
Цифровой идентификатор ПО	–	1990

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики системы приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода измеряемой среды (по каждой измерительной линии), т/ч	от 55 до 269
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы измеряемой среды, %	±0,25

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий, шт.	2 (2 рабочие)
Измеряемая среда	бензин автомобильный по ТР ТС 013/2011* и ГОСТ Р 51866–2022**
Температура измеряемой среды, °С	от -25 до +50
Избыточное давление измеряемой среды, МПа: – максимально допустимое, не более – рабочее	2,5 от 0,4 до 1,0
Плотность измеряемой среды при рабочих условиях, кг/м ³	от 698 до 806
Вязкость кинематическая измеряемой среды, мм ² /с (сСт)	от 0,76 до 0,81
Давление насыщенных паров, кПа	от 35 до 100
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы системы	непрерывный
Режим управления запорной арматурой	автоматизированный и ручной
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380±38 трехфазное, 220±22 однофазное 50±1
Условия эксплуатации: – температура воздуха на открытой площадке БИЛ, °С – температура воздуха в помещении БИК, °С – температура воздуха в помещении СОИ системы, °С – относительная влажность воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, % – атмосферное давление, кПа	от -40 до +40 от +15 до +35 от +22 до +30 от 30 до 80 от 96,0 до 104,0

Наименование характеристики	Значение
Срок службы, лет, не менее	10
* ТР ТС 013/2011 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту» ** ГОСТ Р 51866-2002 (ЕН 228–2004) «Топлива моторные. Бензин неэтилированный. Технические условия»	

Знак утверждения типа

наносится справа в нижней части титульного листа инструкции по эксплуатации системы типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность системы приведена в таблице 4

Таблица 4 – Комплектность системы

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов резервная СИКН-002 ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез», зав. № 223	—	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

Инструкция «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефтепродуктов. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефтепродуктов резервной СИКН-002 ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 2310/4-242-311459-2023 от 23 октября 2023 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерения

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»;

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз»
(ООО «ИМС Индастриз»)

ИНН 7736545870

Адрес местонахождения: 142703, Московская обл., Ленинский р-н, г. Видное, ул. Донбасская, д. 2, стр. 10, ком. 611

Почтовый адрес: 117312, г. Москва, ул. Вавилова, д. 47 А

Телефон: +7 (495) 221-10-50

Факс: +7 (495) 221-10-51

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии» (ФГУП «ВНИИР»)

Адрес: Республика Татарстан, 420088, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»

Телефон: +7 (843) 272-70-62

Факс: +7 (843) 272-00-32

E-mail: office@vniir.org

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.

в части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП»
(ООО ЦМ «СТП»)

Адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, к. 5, оф. 7

Телефон: (843) 214-20-98

Факс: (843) 227-40-10

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

E-mail: office@ooostp.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311229.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» января 2024 г. № 219

Регистрационный № 71376-18

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

**Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов СИКН-002
ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»**

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов СИКН-002 ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» (далее – система) предназначена для автоматизированных измерений массы нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефтепродуктов с помощью кориолисовых преобразователей массового расхода (счетчиков-расходомеров массовых). Выходные электрические сигналы с счетчиков-расходомеров массовых поступают на соответствующие входы контроллера измерительного, который вычисляет массу нефтепродуктов по реализованному в нем алгоритму.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного производства и состоящей из блока измерительных линий (далее – БИЛ), блока измерений показателей качества нефтепродуктов (далее – БИК), блока фильтров, стационарной поверочной трубопоршневой установки, места подключения передвижной поверочной установки, системы сбора и обработки информации и системы дренажа. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на систему и ее компоненты. В состав системы входят следующие средства измерений:

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF 400 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 45115-16) в комплекте с электронными преобразователями модели 2700 (далее – СРМ);

- датчики температуры Rosemount 3144P (регистрационный номер 63889-16);
- преобразователи давления измерительные 3051 (регистрационный номер 14061-15);
- преобразователи давления измерительные 2051 (регистрационный номер 56419-14);
- преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (регистрационный номер 52638-13) (далее – ПП);

- расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400 (регистрационный номер 57762-14);

- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная OGSB (регистрационный номер 62207-15) (далее – OGSB).

В систему сбора и обработки информации системы входят:

- контроллеры измерительные FloBoss S600+ (регистрационный номер 64224-16) (далее – ИВК);
- изоляторы импульсные MTL5532 (регистрационный номер 72175-18);
- комплекс измерительно-управляющий и противоаварийной автоматической защиты DeltaV модернизированный, включающий в себя автоматизированные рабочие места (далее – АРМ) оператора сдающей стороны (основное и резервное), АРМ оператора принимающей стороны, АРМ инженера с программным обеспечением DeltaV (далее – АРМ оператора DeltaV).

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- измерения массы нефтепродуктов прямым методом динамических измерений в рабочих диапазонах расхода, температуры, давления и плотности нефтепродуктов;
- измерения давления и температуры нефтепродуктов автоматические;
- контроль разности давления на фильтрах блока фильтров с применением средств измерений давления;
- контроль герметичности запорной арматуры;
- автоматические измерения объемного расхода нефтепродуктов в БИК;
- контроль метрологических характеристик (далее – КМХ) рабочего СРМ с помощью контрольно-резервного СРМ, применяемого в качестве контрольного;
- КМХ и поверка СРМ с применением установки поверочной трубопоршневой двунаправленной OGSB и ПП;
- контроль параметров измеряемого потока, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- автоматический и ручной отбор проб нефтепродуктов согласно ГОСТ 2517–2012;
- дренаж нефтепродуктов;
- защита информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства средства измерений, входящие в состав системы, снабжены средствами защиты (пломбировки) в соответствии с описанием типа на средство измерений, технической документации или МИ 3002-2006. Пломбировка системы не предусмотрена.

Заводской номер системы в виде цифрового обозначения наносится типографским способом на маркировочную табличку, закрепленную на ограждении системы, а также типографским способом на титульный лист паспорта.

Нанесение знака поверки на систему не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) системы (ИВК и АРМ оператора DeltaV) обеспечивает реализацию функций системы. Идентификация ПО системы осуществляется путем отображения на мониторе АРМ оператора структуры идентификационных данных. Сведения о ПО указаны в таблице 1.

Уровень защиты ПО системы «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	АРМ оператора DeltaV	ПО ИВК
Идентификационное наименование ПО	–	LinuxBinary.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	–	06.25
Цифровой идентификатор ПО	–	1990

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики системы приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода измеряемой среды (по каждой измерительной линии), т/ч	от 55 до 269
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы измеряемой среды, %	$\pm 0,25$ ($\pm 0,2^*$)
* При измерении массы нефтепродуктов только контрольно-резервной измерительной линией.	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий, шт.	3 (2 рабочих, 1 контрольно-резервная)
Измеряемая среда	бензин автомобильный по ТР ТС 013/2011* и ГОСТ Р 51866–2022**
Температура измеряемой среды, °С	от -25 до +50
Избыточное давление измеряемой среды, МПа: – максимально допустимое, не более – рабочее	2,5 от 0,4 до 1,0
Плотность измеряемой среды при рабочих условиях, кг/м ³	от 698 до 806
Вязкость кинематическая измеряемой среды, мм ² /с (сСт)	от 0,76 до 0,81
Давление насыщенных паров, кПа	от 35 до 100
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы системы	непрерывный
Режим управления запорной арматурой	автоматизированный и ручной
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380±38 трехфазное, 220±22 однофазное 50±1
Условия эксплуатации: – температура воздуха на открытой площадке БИЛ, °С – температура воздуха в помещении БИК, °С – температура воздуха в помещении СОИ системы, °С – относительная влажность воздуха в помещениях, где установлено оборудование системы, % – атмосферное давление, кПа	от -40 до +40 от +15 до +35 от +22 до +30 от 30 до 80 от 96,0 до 104,0
Срок службы, лет, не менее	10
* ТР ТС 013/2011 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту» ** ГОСТ Р 51866–2002 (ЕН 228–2004) «Топлива моторные. Бензин неэтилированный. Технические условия»	

Знак утверждения типа

наносится справа в нижней части титульного листа инструкции по эксплуатации системы типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность системы приведена в таблице 4

Таблица 4 – Комплектность системы

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов СИКН-002 ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез», зав. № 223	—	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

Инструкция «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефтепродуктов. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефтепродуктов СИКН-002 ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 2310/3-242-311459-2023 от 23 октября 2023 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерения

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»;

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз»
(ООО «ИМС Индастриз»)

ИНН 7736545870

Адрес местонахождения: 142703, Московская обл., Ленинский р-н, г. Видное,
ул. Донбасская, д. 2, стр. 10, ком. 611

Почтовый адрес: 117312, г. Москва, ул. Вавилова, д. 47 А

Телефон: +7 (495) 221-10-50

Факс: +7 (495) 221-10-51

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии» (ФГУП «ВНИИР»)

Адрес: Республика Татарстан, 420088, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»

Телефон: +7 (843) 272-70-62

Факс: +7 (843) 272-00-32

E-mail: office@vniir.org

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.

в части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП»
(ООО ЦМ «СТП»)

Адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, к. 5, оф. 7

Телефон: (843) 214-20-98

Факс: (843) 227-40-10

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

E-mail: office@ooostp.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311229.

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики газа бытовые малогабаритные СГБМ

Назначение средства измерений

Счетчики газа бытовые малогабаритные СГБМ (далее – счетчики газа) предназначены для измерения объема газа при учете потребления газа индивидуальными потребителями в жилищно-коммунальном и бытовом хозяйстве.

Описание средства измерений

Принцип действия счетчиков газа основан на изменении пропорционально расходу частоты акустических колебаний газа, проходящего через струйный блок датчика расхода и счете импульсов, производимых датчиком расхода.

Счетчики газа состоят из:

- 1) датчика расхода газа, находящегося в герметичном корпусе и включающего в себя струйный блок и пневмоэлектропреобразователь;
- 2) электронного блока, производящего усиление и формирование импульсов счета, и включающего в себя жидкокристаллический индикатор (ЖКИ) и батарею для питания блока электронного и ЖКИ;
- 3) кожуха.

Счетчики выпускаются в следующих исполнениях:

- типоразмеров: СГБМ-1,6М, СГБМ-2,5, СГБМ-3,2, СГБМ-4;
- классов точности 1,0 и 1,5 по ГОСТ 8.401–80;
- без температурной коррекции и с температурной коррекцией;
- без импульсного выхода и с импульсным выходом;
- без радиоканала и с радиоканалом;
- без проводного цифрового интерфейса и с проводным цифровым интерфейсом.

Исполнение счетчиков газа с температурной коррекцией приводит измеренный объем газа к стандартным условиям по ГОСТ 2939–63 (к температуре $T=20\text{ }^{\circ}\text{C}$).

Счетчики в исполнении с импульсным выходом оснащены оптроном и позволяют передавать данные о расходе газа (показания счетчика).

Счетчики в исполнении с радиоканалом оснащены радиомодулем и позволяют передавать накопленные счетчиком данные (например, показания счетчика, количество перезагрузок электронного блока счетчика). Счетчики могут иметь дополнительно пломбируемый батарейный отсек с отдельной крышкой для удобства замены элемента питания.

Счетчики в исполнении с проводным цифровым интерфейсом оснащены соответствующим драйвером и позволяет передавать накопленные счетчиком данные (например, показания счетчика, количество перезагрузок электронного блока счетчика) по проводному цифровому интерфейсу.

Заводской номер счетчиков газа, состоящий из восьми арабских цифр, и знак утверждения типа наносятся на лицевую панель счетчиков флексографским способом.



Рисунок 1 – Общий вид счетчиков газа бытовых малогабаритных СГБМ-1,6М



Рисунок 2 – Общий вид счетчиков газа бытовых малогабаритных СГБМ-2,5



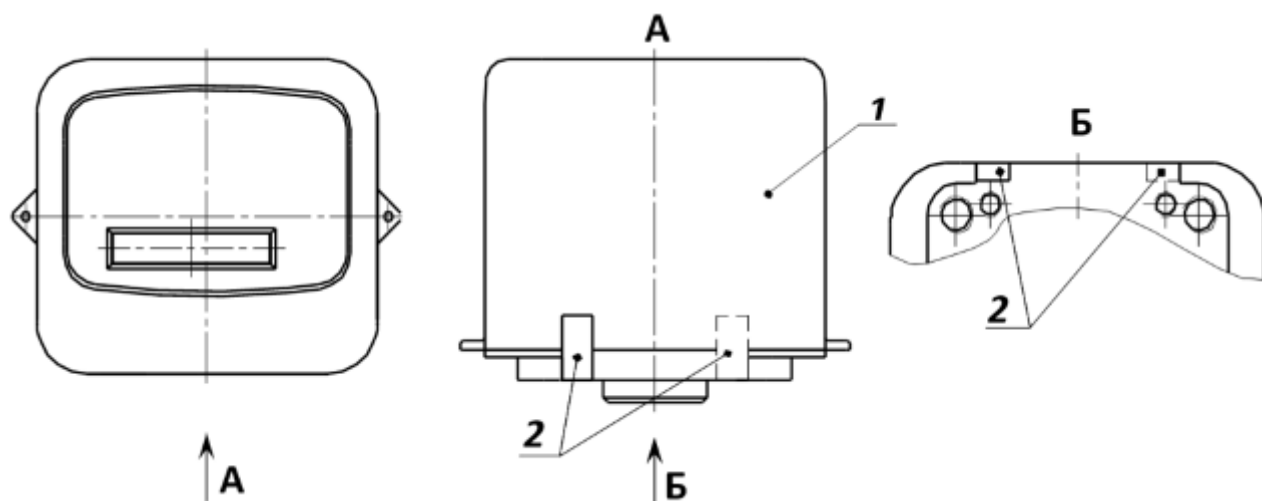
Рисунок 3 – Общий вид счетчиков газа бытовых малогабаритных СГБМ-3,2



Рисунок 4 – Общий вид счетчиков газа бытовых малогабаритных СГБМ-4

Газ, проходя через струйный генератор датчика расхода, генерирует в нем акустические колебания с частотой пропорциональной расходу газа. Акустические колебания передаются в пневмоэлектропреобразователь, в котором акустические колебания преобразуются в электрический сигнал. Электрический сигнал поступает в электронный блок, который производит усиление сигнала, формирует импульсы счета, производит подсчет импульсов, переводит полученное количество импульсов в значение потребленного объема газа и выводит это значение на ЖКИ.

На рисунке 5 приведена схема пломбирования и обозначение мест для нанесения пломбы для защиты от несанкционированного доступа.



где:

1 – счетчик газа,

2 – самоклеящаяся пломба со знаком поверки, предотвращающая демонтаж кожуха и доступ к электронному блоку счетчика.

Рисунок 5 – Схема пломбирования счетчиков газа

Материал самоклеящейся пломбы – разрушаемый при отклеивании и не допускающий повторного наклеивания.

На рисунке 6 приведена схема пломбирования и обозначение мест для нанесения пломбы для защиты от несанкционированного доступа счетчиков в исполнении с радиоканалом с дополнительным пломбируемым батарейным отсеком с отдельной крышкой.

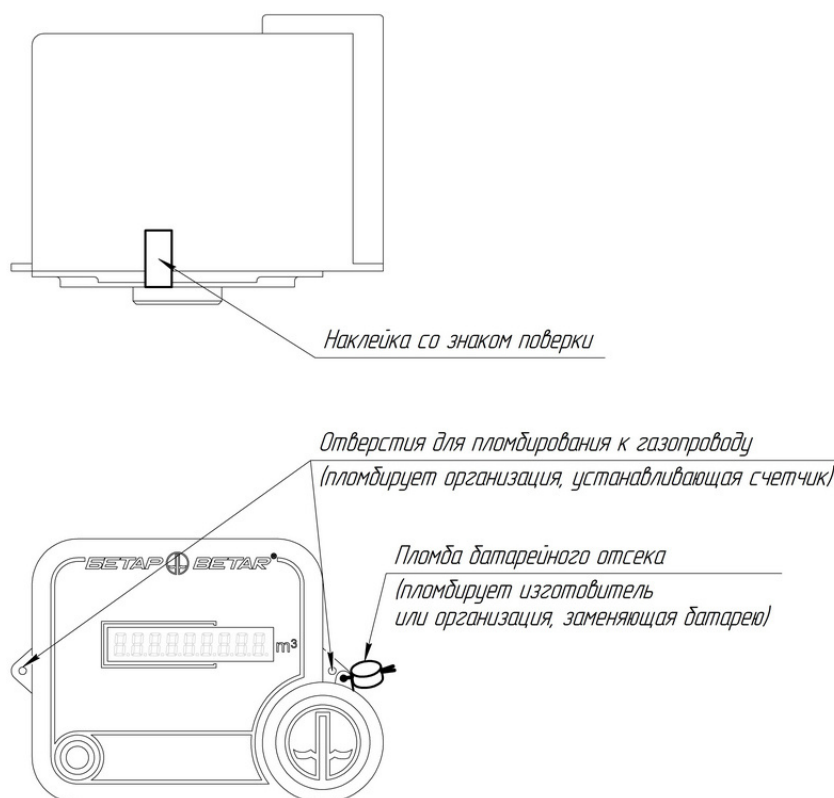


Рисунок 6 – Схема пломбирования счетчиков газа в исполнении с радиоканалом с дополнительным пломбируемым батарейным отсеком с отдельной крышкой

Программное обеспечение

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения (ПО) для счетчиков газа СГБМ-1,6М

Идентификационные данные (признаки)		Значение	
модификации электронных блоков KB.469335.038, СЭТ.469333.003 и СЭТ.469333.029			
Идентификационное наименование ПО		CGb	
Номер версии (идентификационный номер) ПО		U3.108	
Цифровой идентификатор ПО		9A1d	
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО		CRC16	
модификация электронного блока ПДЕК.467416.001			
Идентификационное наименование ПО		ПО СГ-1.6	
Номер версии (идентификационный номер) ПО		1.00	
Цифровой идентификатор ПО		7dEA	
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО		CRC16	
модификация электронного блока ОСДМ.070506.000			
Идентификационное наименование ПО		ПО СГБ 1.6	ПО СГБ 3.2
Номер версии (идентификационный номер) ПО		ВЕР 1.3	ВЕР 1.09
Цифровой идентификатор ПО		89ed3d42*	106C6ded*
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО		MD5	
модификация электронного блока ПГКД.467414.100			
Идентификационное наименование ПО		СГБ-1.6	
Номер версии (идентификационный номер) ПО		1.022	
Цифровой идентификатор ПО		85b50046	
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО		CRC32	

Идентификационные данные (признаки)	Значение
модификация электронного блока ПГКД.467414.109	
Идентификационное наименование ПО	СГБ-1.6
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.028
Цифровой идентификатор ПО	8FE3F0b7
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32
модификация электронного блока ПДЕК.467416.002	
Идентификационное наименование ПО	ПО СГ-4.0
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.xx**
Цифровой идентификатор ПО	—
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	—
* на ЖКИ счетчика газа отображаются только последние 8 цифр цифрового идентификатора ПО, вычисляемого по алгоритму MD5. ** «х» может принимать значения от 0 до 9 и не относится к метрологически значимой части ПО.	

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения (ПО) для счетчиков газа СГБМ-2,5

Идентификационные данные (признаки)	Значение
модификации электронных блоков КВ.469335.038, СЭТ.469333.003 и СЭТ.469333.029	
Идентификационное наименование ПО	СГб
Номер версии (идентификационный номер) ПО	U3.108
Цифровой идентификатор ПО	9A1d
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC16
модификация электронного блока ОСДМ.070506.000	
Идентификационное наименование ПО	ПО СГБ 3.2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	ВЕР 1.09
Цифровой идентификатор ПО	106C6ded*
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
модификация электронного блока ПГКД.467414.109	
Идентификационное наименование ПО	СГБ-2.5
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.028
Цифровой идентификатор ПО	8FE3F0b7
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32
модификация электронного блока ПДЕК.467416.002	
Идентификационное наименование ПО	ПО СГ-4.0
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.xx**
Цифровой идентификатор ПО	—
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	—
* на ЖКИ счетчика газа отображаются только последние 8 цифр цифрового идентификатора ПО, вычисляемого по алгоритму MD5. ** «х» может принимать значения от 0 до 9 и не относится к метрологически значимой части ПО.	

Таблица 3 – Идентификационные данные программного обеспечения (ПО) для счетчиков газа СГБМ-3,2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
модификации электронных блоков KB.469335.038, СЭТ.469333.003 и СЭТ.469333.029	
Идентификационное наименование ПО	CGb
Номер версии (идентификационный номер) ПО	U3.108
Цифровой идентификатор ПО	9A1d
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC16
модификация электронного блока ОСДМ.070506.000	
Идентификационное наименование ПО	ПО СГБ 3.2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	ВЕР 1.09
Цифровой идентификатор ПО	106C6ded*
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5
модификация электронного блока ПГКД.467414.109	
Идентификационное наименование ПО	СГБ-3.2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.028
Цифровой идентификатор ПО	8FE3F0b7
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32
модификация электронного блока ПДЕК.467416.002	
Идентификационное наименование ПО	ПО СГ-4.0
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.xx**
Цифровой идентификатор ПО	—
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	—
* на ЖКИ счетчика газа отображаются только последние 8 цифр цифрового идентификатора ПО, вычисляемого по алгоритму MD5.	
** «х» может принимать значения от 0 до 9 и не относится к метрологически значимой части ПО.	

Таблица 4 – Идентификационные данные программного обеспечения (ПО) для счетчиков газа СГБМ-4

Идентификационные данные (признаки)	Значение
модификации электронных блоков СЭТ.469333.003 и СЭТ.469333.029	
Идентификационное наименование ПО	CGb
Номер версии (идентификационный номер) ПО	U3.108
Цифровой идентификатор ПО	9A1d
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC16
модификация электронного блока ПДЕК.467416.002	
Идентификационное наименование ПО	ПО СГ-4.0
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.xx*
Цифровой идентификатор ПО	—
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	—
* «х» может принимать значения от 0 до 9 и не относится к метрологически значимой части ПО.	

Метрологические характеристики счетчиков газа нормированы с учетом влияния ПО.

Конструкция счетчиков газа исключает возможность несанкционированного влияния на ПО счетчиков и измерительную информацию.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с пунктом 4.3 Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 5– Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение			
	СГБМ-1,6М	СГБМ-2,5	СГБМ-3,2	СГБМ-4
Максимальный расход $Q_{\text{макс}}$, м ³ /ч	1,6	2,50	3,20	4,0
Номинальный расход $Q_{\text{ном}}$, м ³ /ч	0,8	1,20	1,60	2,0
Минимальный расход, $Q_{\text{мин}}$, м ³ /ч	0,04	0,04	0,04	0,04
Порог чувствительности, м ³ /ч, не более	0,025	0,04	0,04	0,04
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений при нормальных условиях, %, в диапазоне расходов: от $Q_{\text{мин}}$ до $0,2 \cdot Q_{\text{макс}}$ от $0,2 \cdot Q_{\text{макс}}$ до $Q_{\text{макс}}$ включительно для класса точности 1,0 для класса точности 1,5	±2,5 ±1,0 ±1,5			
Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, вызванной отклонением температуры окружающего воздуха от нормальной на каждые 10 °С изменения температуры в пределах рабочего интервала температур, %	±1,5			

Таблица 6– Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение			
	СГБМ-1,6М	СГБМ-2,5	СГБМ-3,2	СГБМ-4
Номинальный диаметр, DN	15			20
Перепад давления на максимальном расходе $Q_{\text{макс}}$, мм вод. ст. (кПа), не более	160 (1,6)			
Рабочее давление измеряемой среды, кПа, не более	5,0			
Емкость отсчетного устройства, не менее	99999,999			
Температура измеряемой среды, °С	от -10 до +50			
Масса, кг, не более	0,67			
Габаритные размеры (Высота×Ширина×Длина), мм, не более	70×100×80			
Условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °С – влажность при температуре не более 35 °С, %, не более – атмосферное давление, кПа	от -10 до +50 95 от 84 до 106,7			

Наименование характеристики	Значение			
	СГБМ-1,6М	СГБМ-2,5	СГБМ-3,2	СГБМ-4
Средняя наработка на отказ, ч, не более	110 000			
Срок службы, лет, не менее	12			

Знак утверждения типа

наносится на лицевую панель счетчиков газа флексографским способом и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 7 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт.	Примечание
Счетчик газа бытовой малогабаритный СГБМ	Согласно исполнению	1	
Тройник или тройник с накидной гайкой или тройник с двумя накидными гайками Тройник фланцевый*	—	1	По заказу потребителя поставляется в отдельной упаковке
Прокладка	—	1	
Прокладка паронитовая	—	1	Поставляется вместе с тройником с накидной гайкой
		2	Поставляется вместе с тройником с двумя накидными гайками
Руководство по эксплуатации	ПДЕК.407292.009 РЭ	1	
Комплект монтажных частей: — пломба — проволока	—	1 0,4 м	
* только для счетчиков газа типоразмера СГБМ-4.			

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в п. 5 «Устройство и принцип действия» ПДЕК.407292.009 РЭ «Счетчик газа бытовой малогабаритный СГБМ. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 11 мая 2022 г. № 1133 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений объемного и массового расхода газа»;

ПДЕК.407292.001 ТУ Счетчики газа бытовые малогабаритные СГБМ. Технические условия.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Производственно-коммерческая фирма «БЕТАР» (ООО ПКФ «БЕТАР»)
ИНН 1652005250
Адрес: 422986, Республика Татарстан, Чистопольский р-н, г. Чистополь, ул. Энгельса, д. 129Т, помещ. Н-1
Телефон: 8-800-500-45-45, (84342) 5-69-69
Web-сайт: www.betar.ru
E-mail: info@betar.ru

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии – филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева» (ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)
Адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»
Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр-кт, д. 19
Телефон (факс): (843) 272-70-62, (843) 272-00-32
Web-сайт: www.vniir.org
E-mail: office@vniir.org
Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.

в части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология» (ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метрологи»)
Юридический адрес: 119415, г. Москва, пр-кт Вернадского, д. 41, стр. 1, помещ. 263
Адрес места осуществления деятельности: 142300, Московская обл., Чеховский р-н, г. Чехов, Симферопольское ш., д. 2
Телефон: +7 (495) 108-69-50
E-mail: info@metrologiya.prommashtest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314164.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» января 2024 г. № 219

Регистрационный № 46735-15

Лист № 1
Всего листов 96

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «Сургутнефтегаз» с Изменениями №1, №2, №3

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «Сургутнефтегаз» с Изменениями №1, №2, №3 (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, времени и интервалов времени.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную информационно-измерительную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

Измерительные каналы (ИК) состоят из двух уровней:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер сбора данных «АльфаЦЕНТР» (сервер ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ) оператора, сервера точного времени.

АИИС КУЭ не имеет модификаций. Доступ к элементам и средствам измерений АИИС КУЭ ограничен на всех уровнях при помощи механических и программных методов и способов защиты.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер ДЯИМ.422231.221. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ, приведены в паспорте-формуляре.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии и автоматический сбор результатов измерений приращений электрической энергии с заданной дискретностью учета (30 мин), привязанных к шкале UTC;
- автоматическое выполнение измерений;
- автоматическое ведение системы единого времени;
- сбор информации на сервер ИВК и АРМ;

– передача данных с сервера ИВК или АРМ владельца АИИС КУЭ, или от АРМ энергосбытовой организации с электронно-цифровой подписью заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии с использованием электронной почты через сеть Internet в форматах, предусмотренных регламентами оптового рынка электроэнергии и мощности;

– обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц, в форматах, предусмотренных регламентами оптового рынка электроэнергии и мощности посредством электронной почты через сеть Internet.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. 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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на сервер ИВК, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов и их последующую передачу с использованием средств электронно-цифровой подписи в организации-участники оптового рынка электрической энергии, в том числе АО «АТС», АО «СО ЕЭС». Последующее отображение собранной информации происходит при помощи АРМ. Данные с сервера ИВК передаются на АРМы, установленные в соответствующих службах.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя часы сервера ИВК, часы счетчиков электрической энергии, а также устройство синхронизации системного времени (УССВ) на основе приемника сигналов точного времени (Серверы точного времени PPS200/1U19GNSS-NTP (основной и резервный), регистрационный номер 70727-18 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (ФИФ по ОЕИ)), принимающего сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования ГЛОНАСС. Время сервера ИВК синхронизировано с временем приемника, корректировка осуществляется по протоколу NTP (Network Time Protocol). Сличение показаний часов сервера ИВК с показаниями часов счетчиков происходит при каждом опросе счетчиков. Коррекция времени часов счетчиков происходит при расхождении часов счетчиков более чем ± 2 сек. (параметр настраиваемый).

Факт корректировки времени отражается в журналах событий счетчиков и сервера ИВК с указанием времени (включая секунды) корректируемого и корректирующего компонентов в момент, предшествующий коррекции и величины коррекции.

Данные по группам точек поставки передаются заинтересованным смежным субъектам оптового рынка электрической энергии в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» с учетом агрегации данных в АИИС КУЭ полученных с точек измерений, входящим в настоящую систему из АИИС КУЭ смежных субъектов электроэнергетики, в форматах, предусмотренных регламентами оптового рынка электрической энергии и мощности посредством электронной почты через сеть Internet.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (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 – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные метрологически значимой части программного обеспечения (ПО) приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«АльфаЦЕНТР», ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер ПО)	12.1.0.0
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав и метрологические характеристики ИК

Канал измерений		Состав измерительного канала				К _{ТТ} · К _{ТН} · К _{сч}	Доверительные границы относительной погрешности измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности при доверительной вероятности Р=0,95, %	
№ ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный № в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений		Обозначение, тип			Основная погрешность ИК	Погрешность ИК в рабочих условиях
							cosφ = 0,87 sinφ = 0,5	cosφ = 0,5 sinφ = 0,87
1	2	3		4		5	6	7
1	ПС 220 кВ Искра, ОРУ-220 кВ, отпайка ВЛ 220 кВ Сургутская ГРЭС-1 - Полоцкая с отпайкой на ПС Искра	ТТ	КТ=0,2S	A	ТРГ-УЭТМ-220-II ХЛ1	220000	± 1,1 ± 2,1	± 2,1 ± 2,6
			К _{ТТ} =500/5	B	ТРГ-УЭТМ-220-II ХЛ1			
			53971-13	C	ТРГ-УЭТМ-220-II ХЛ1			
		ТН	КТ=0,2	A	ЗНГ-УЭТМ-220-IV ХЛ1			
			К _{ТН} =220000:√3/100:√3	B	ЗНГ-УЭТМ-220-IV ХЛ1			
			53343-13	C	ЗНГ-УЭТМ-220-IV ХЛ1			

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
2	ПС 220 кВ Искра, ОРУ-220 кВ, отпайка ВЛ 220 кВ Полоцкая - Сургут с отпайкой на ПС Искра	ТТ	КТ=0,2S	A	ТРГ-УЭТМ- 220-II ХЛ1	220000	± 1,1 ± 2,1	± 2,1 ± 2,6
			КТТ=500/5	B	ТРГ-УЭТМ- 220-II ХЛ1			
			53971-13	C	ТРГ-УЭТМ- 220-II ХЛ1			
		ТН	КТ=0,2	A	ЗНГ-УЭТМ- 220-IV ХЛ1			
			КТН=220000:√3/100:√3	B	ЗНГ-УЭТМ- 220-IV ХЛ1			
			53343-13	C	ЗНГ-УЭТМ- 220-IV ХЛ1			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
6	ПС 110 кВ КНС-14, ОРУ-110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Имилор- Восточно- Моховая-3	ТТ	КТ=0,5S	A	TG 145	66000	± 1,2 ± 2,4	± 3,0 ± 2,6
			КТТ=300/5	B	TG 145			
			30489-05	C	TG 145			
		ТН	КТ=0,5	A	НКФ-110-83 ХЛ1			
			КТН=110000:√3/100:√3	B	НКФ-110-83 ХЛ1			
			1188-84	C	НКФ-110-83 ХЛ1			
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
7	ПС 110 кВ КНС-14, ОРУ-110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Имилор- Восточно- Моховая-4	ТТ	КТ=0,5S	A	TG 145	66000	± 1,2 ± 2,4	± 3,0 ± 2,6
			КТТ=300/5	B	TG 145			
			30489-05	C	TG 145			
		ТН	КТ=0,5	A	НКФ-110-83 ХЛ1			
			КТН=110000:√3/100:√3	B	НКФ-110-83 ХЛ1			
			1188-84	C	НКФ-110-83 ХЛ1			

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
15	ПС 110 кВ "Сова" ОРУ- 110 кВ ВЛ-110 кВ "Сова - Па- клиновская-1"	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ-110Б- IV ХЛ1	132000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=600/5	В	ТФЗМ-110Б- IV ХЛ1			
			26422-06	С	ТФЗМ-110Б- IV ХЛ1			
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ-110-83 ХЛ1			
			КТН=110000:√3/100:√3	В	НКФ-110-83 ХЛ1			
			1188-84	С	НКФ-110-83 ХЛ1			
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
16	ПС 110 кВ "Сова" ОРУ-110 кВ ВЛ-110 кВ "Сова - Па- клиновская-2"	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ-110Б- IV ХЛ1	132000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=600/5	В	ТФЗМ-110Б- IV ХЛ1			
			26422-06	С	ТФЗМ-110Б- IV ХЛ1			
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ-110-83 ХЛ1			
			КТН=110000:√3/100:√3	В	НКФ-110-83 ХЛ1			
			1188-84	С	НКФ-110-83 ХЛ1			
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
17	ПС 110 кВ "Сова" ОРУ-110 кВ ОВ-110	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ-110Б- I ХЛ1	132000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=600/5	В	ТФЗМ-110Б- I ХЛ1			
			26420-04	С	ТФЗМ-110Б- I ХЛ1			
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ-110-83 ХЛ1			
			КТН=110000:√3/100:√3	В	НКФ-110-83 ХЛ1			
			1188-84	С	НКФ-110-83 ХЛ1			
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
18	ПС 110 кВ "Тян" ОРУ-110 кВ В-110-Контур- Лукъявинская - 1	ТТ	КТ=0,2S	А	ТРГ-УЭТМ	66000	± 1,2 ± 2,4	± 2,4 ± 2,6
			КТТ=300/5	В	ТРГ-УЭТМ			
			53971-13	С	ТРГ-УЭТМ			
		ТН	КТ=0,5	А	ЗНГ-УЭТМ			
			КТН=110000:√3/100:√3	В	ЗНГ-УЭТМ			
			53343-13	С	ЗНГ-УЭТМ			
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
19	ПС 110 кВ Тян, ОРУ-110 кВ, В-110-Контур- Лукъявинская - 2	ТТ	КТ=0,2S	А	ТРГ-УЭТМ	66000	± 1,2 ± 2,4	± 2,4 ± 2,6
			КТТ=300/5	В	ТРГ-УЭТМ			
			53971-13	С	ТРГ-УЭТМ			
		ТН	КТ=0,5	А	ЗНГ-УЭТМ			
			КТН=110000:√3/100:√3	В	ЗНГ-УЭТМ			
			53343-13	С	ЗНГ-УЭТМ			
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					

Продолжение таблицы 2

Предложение таблицы 2								
1	2	3		4		5	6	7
21	ПС 110 кВ Западно-Камынская, ВЛ 110 кВ Западно-Камынская-Пимская-1	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ-110Б-IV ХЛ1	132000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=600/5	В	ТФЗМ-110Б-IV ХЛ1			
			26422-04	С	ТФЗМ-110Б-IV ХЛ1			
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ-110-II ХЛ-1			
			КТН=110000:√3/100:√3	В	НКФ-110-II ХЛ-1			
			26452-04	С	НКФ-110-II ХЛ-1			
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
22	ПС 110 кВ Западно-Камынская, ВЛ 110 кВ Западно-Камынская-Пимская-2	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ-110Б-IV ХЛ1	132000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=600/5	В	ТФЗМ-110Б-IV ХЛ1			
			26422-04	С	ТФЗМ-110Б-IV ХЛ1			
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ-110-II ХЛ-1			
			КТН=110000:√3/100:√3	В	НКФ-110-II ХЛ-1			
			26452-04	С	НКФ-110-II ХЛ-1			
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
23	ПС 110 кВ Западно- Камынская, ОВ-110 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ-110Б- IV ХЛ1	132000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=600/5	В	ТФЗМ-110Б- IV ХЛ1			
			26422-04	С	ТФЗМ-110Б- IV ХЛ1			
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ-110-П ХЛ-1			
			КТН=110000:√3/100:√3	В	НКФ-110-П ХЛ-1			
			26452-04	С	НКФ-110-П ХЛ-1			
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
28	ПС 110 кВ "Березка" ВЛ-35 кВ Калинка-1	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ35А- ХЛ1	14000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=200/5	В	-			
			8555-81	С	ТФЗМ35А- ХЛ1			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000/100	В				
			19813-00	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
29	ПС 110 кВ "Березка" ВЛ-35 кВ Калинка-2	ТТ	КТ=0,5S	А	GIF 40.5	28000	± 1,2 ± 2,4	± 3,0 ± 2,6
			КТТ=400/5	В	-			
			30368-05	С	GIF 40.5			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000/100	В				
			19813-00	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
30	ПС 110 кВ "Газлифт" ОРУ-35 кВ ВЛ-35 кВ Газлифт -1	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ 35А-ХЛ1	28000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=400/5	В	-			
			26418-04	С	ТФЗМ 35А-ХЛ1			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000:√3/100:√3	В				
			19813-05	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					

31	ПС 110 кВ Газлифт, ОРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ Газлифт-2	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ 35А-ХЛ1	28000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=400/5	В	-			
			26418-04	С	ТФЗМ 35А-ХЛ1			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000:√3/100:√3	В				
			19813-09	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					

32	ПС 110 кВ Газлифт, ОРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ Кустовая-1-1	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ 35А-ХЛ1	28000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=400/5	В	-			
			26418-04	С	ТФЗМ 35А-ХЛ1			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000:√3/100:√3	В				
			19813-05	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
33	ПС 110 кВ Газлифт, ОРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ Кустовая-1-2	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ 35А-ХЛ1	28000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=400/5	В	-			
			26418-04	С	ТФЗМ 35А-ХЛ1			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000:√3/100:√3	В				
			19813-09	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
31857-06								
34	ПС 110 кВ КНС-11, ОРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ Куст-348-1	ТТ	КТ=0,5S	А	GIF 40.5	21000	± 1,2 ± 2,4	± 3,0 ± 2,6
			КТТ=300/5	В	-			
			30368-10	С	GIF 40.5			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000:√3/100:√3	В				
			19813-05	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
31857-06								
35	ПС 110 кВ КНС-11, ОРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ Куст-348-2	ТТ	КТ=0,5S	А	GIF 40.5	21000	± 1,2 ± 2,4	± 3,0 ± 2,6
			КТТ=300/5	В	-			
			30368-10	С	GIF 40.5			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000:√3/100:√3	В				
			19813-05	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
31857-06								
36	ПС 110 кВ КНС-11, ОРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ Куст-274-1	ТТ	КТ=0,5S	А	GIF 40.5	28000	± 1,2 ± 2,4	± 3,0 ± 2,6
			КТТ=400/5	В	-			
			30368-10	С	GIF 40.5			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000:√3/100:√3	В				
			19813-05	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
31857-06								

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
37	ПС 110 кВ КНС-11, ОРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ Куст-274-2	ТТ	КТ=0,5S	A	GIF 40.5	28000	± 1,2 ± 2,4	± 3,0 ± 2,6
			КТТ=400/5	B	-			
			30368-10	C	GIF 40.5			
		ТН	КТ=0,5	A	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000:√3/100:√3	B				
			19813-05	C				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
46	ПС 110 кВ "Агат" ОРУ-35 кВ ВЛ-35 кВ Куст 191-2	ТТ	КТ=0,5S	A	GIF 40.5	14000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=200/5	B	GIF 40.5			
			30368-10	C	GIF 40.5			
		ТН	КТ=0,2	A	GEF 40.5			
			КТН=35000:√3/100:√3	B	GEF 40.5			
			30373-10	C	GEF 40.5			
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
47	ПС 110 кВ "Агат" ОРУ-35 кВ ВЛ-35 кВ Статор-1	ТТ	КТ=0,5S	A	GIF 40.5	14000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=200/5	B	GIF 40.5			
			30368-10	C	GIF 40.5			
		ТН	КТ=0,2	A	GEF 40.5			
			КТН=35000:√3/100:√3	B	GEF 40.5			
			30373-10	C	GEF 40.5			
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
48	ПС 110 кВ "Агат" ОРУ-35 кВ ВЛ-35 кВ Статор-2	ТТ	КТ=0,5S	A	GIF 40.5	14000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=200/5	B	GIF 40.5			
			30368-10	C	GIF 40.5			
		ТН	КТ=0,2	A	GEF 40.5			
			КТН=35000:√3/100:√3	B	GEF 40.5			
			30373-10	C	GEF 40.5			
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
49	ПС 110 кВ "Агат" ОРУ-35 кВ ВЛ-35 кВ Куст 191-1	ТТ	КТ=0,5S	A	GIF 40.5	14000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=200/5	B	GIF 40.5			
			30368-10	C	GIF 40.5			
		ТН	КТ=0,2	A	GEF 40.5			
			КТН=35000:√3/100:√3	B	GEF 40.5			
			30373-10	C	GEF 40.5			
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
50	ПС 110 кВ "Алехинская" ОРУ-35 кВ ВЛ-35 кВ Куст 7-1	ТТ	КТ=0,5	A	ТФЗМ-35Б-I ХЛ1	28000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=400/5	B	-			
			26419-08	C	ТФЗМ-35Б-I ХЛ1			
		ТН	КТ=0,5	A	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000:√3/100:√3	B				
			19813-09	C				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
51	ПС 110 кВ "Алехинская" ОРУ-35 кВ ВЛ-35 кВ Куст 7-2	ТТ	КТ=0,5	A	ТФЗМ-35Б-I ХЛ1	28000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=400/5	B	-			
			26419-08	C	ТФЗМ-35Б-I ХЛ1			
		ТН	КТ=0,5	A	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000:√3/100:√3	B				
			19813-05	C				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
52	ПС 110 кВ "Алехинская" ОРУ-35 кВ ВЛ-35 кВ Северо-Алехинская-1	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ-35Б-I ХЛ1	28000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=400/5	В	-			
			26419-08	С	ТФЗМ-35Б-I ХЛ1			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000:√3/100:√3	В				
			19813-09	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
53	ПС 110 кВ "Алехинская" ОРУ-35 кВ ВЛ-35 кВ Северо-Алехинская-2	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ-35Б-I ХЛ1	28000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=400/5	В	-			
			26419-08	С	ТФЗМ-35Б-I ХЛ1			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000/100	В				
			19813-05	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
54	ПС 110 кВ "Алмаз" ОРУ-35 кВ ВЛ-35 кВ КНС 11-1	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ-35Б-I У1	28000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 4,0
			КТТ=400/5	В	-			
			26419-08	С	ТФЗМ-35Б-I У1			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000/100	В				
			19813-05	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
55	ПС 110 кВ "Алмаз" ОРУ-35 кВ ВЛ-35 кВ КНС 11-2	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ-35А-У1	28000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 4,0
			КТТ=400/5	В	-			
			3690-73	С	ТФЗМ-35А-У1			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000/100	В				
			19813-05	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
56	ПС 110 кВ Алмаз, ОРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ Ротор -1	ТТ	КТ=0,5S	А	GIF 40.5	28000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=400/5	В	-			
			30368-05	С	GIF 40.5			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000/100	В				
			19813-05	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
57	ПС 110 кВ Алмаз, ОРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ Ротор -2	ТТ	КТ=0,5S	А	GIF 40.5	28000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=400/5	В	-			
			30368-05	С	GIF 40.5			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000/100	В				
			19813-05	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
58	ПС 110 кВ "Блочная" ОРУ-35 кВ ВЛ-35кВ Дожимная-2	ТТ	КТ=0,5	А	GIF 30	42000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=600/5	В	-			
			29713-06	С	GIF 30			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000/100	В				
			19813-09	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
59	ПС 110 кВ Блочная, ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Дожимная 1	ТТ	КТ=0,5	А	GIF 30	42000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=600/5	В	-			
			29713-06	С	GIF 30			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000/100	В				
			19813-09	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
60	ПС 110 кВ Блочная, ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Северная 1	ТТ	КТ=0,5	А	GIF 30	42000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=600/5	В	-			
			29713-06	С	GIF 30			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000/100	В				
			19813-09	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
61	ПС 110 кВ "Блочная" ОРУ-35 кВ ВЛ-35кВ Северная-2	ТТ	КТ=0,5	А	GIF 30	42000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=600/5	В	-			
			29713-06	С	GIF 30			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000/100	В				
			19813-09	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
63	ПС 110 кВ "Брусничная" ОРУ-35 кВ ВЛ-35 кВ КНС 6-2	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ-35А-У1	21000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=300/5	В	-			
			3690-73	С	ТФЗМ-35А-У1			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000:√3/100:√3	В				
			19813-09	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
64	ПС 110 кВ "Брусничная" ОРУ-35 кВ ВЛ-35 кВ ПС 341-1	ТТ	КТ=0,5	А	ТФН-35М	14000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=200/5	В	-			
			3690-73	С	ТФН-35М			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000/100	В				
			19813-09	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
65	ПС 110 кВ "Брусничная" ОРУ-35 кВ ВЛ-35 кВ ПС 341-2	ТТ	КТ=0,5	А	ТФН-35М	7000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=100/5	В	-			
			3690-73	С	ТФН-35М			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000:√3/100:√3	В				
			19813-09	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
66	ПС 110 кВ "Быстринская" ОРУ-35 кВ ВЛ-35 кВ КНС 8-2	ТТ	КТ=0,5	А	ТФН-35М	14000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 4,0
			КТТ=200/5	В	-			
			3690-73	С	ТФН-35М			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000/100	В				
			19813-05	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
68	ПС 110 кВ "Быстринская" ОРУ-35 кВ ВЛ-35 кВ Якорь-2	ТТ	КТ=0,5	А	ТФМ-35-П	21000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 4,0
			КТТ=300/5	В	-			
			17552-98	С	ТФМ-35-П			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000/100	В				
			19813-05	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
69	ПС 110 кВ "Быстринская" ОРУ-35 кВ ВЛ-35 кВ КНС 8-1	ТТ	КТ=0,5	А	ТФН-35М	14000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 4,0
			КТТ=200/5	В	-			
			3690-73	С	ТФН-35М			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000/100	В				
			19813-05	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
70	ПС 110 кВ "Вачимская" ОРУ-35 кВ ВЛ-35 кВ Дожимная 3-2	ТТ	КТ=0,5S	А	GIF 40.5	21000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=300/5	В	GIF 40.5			
			30368-10	С	GIF 40.5			
		ТН	КТ=0,2	А	НАМИ			
			КТН=35000:√3/100:√3	В				
			60002-15	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
71	ПС 110 кВ "Вачимская" ОРУ-35 кВ ВЛ-35 кВ Тай- га -2	ТТ	КТ=0,5S	А	GIF 40.5	21000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=300/5	В	GIF 40.5			
			30368-10	С	GIF 40.5			
		ТН	КТ=0,2	А	НАМИ			
			КТН=35000:√3/100:√3	В				
			60002-15	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
72	ПС 110 кВ "Вачимская" ОРУ-35 кВ ВЛ-35 кВ Дожимная 3-1	ТТ	КТ=0,5S	А	GIF 40.5	21000	± 1,2 ± 2,4	± 3,0 ± 2,6
			КТТ=300/5	В	GIF 40.5			
			30368-10	С	GIF 40.5			
		ТН	КТ=0,5	А	GEF 40.5			
			КТН=35000:√3/100:√3	В	GEF 40.5			
			30373-10	С	GEF 40.5			
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
73	ПС 110 кВ "Вачимская" ОРУ-35 кВ ВЛ-35 кВ Тай- га -1	ТТ	КТ=0,5S	A	GIF 40.5	21000	± 1,2 ± 2,4	± 3,0 ± 2,6
			КТТ=300/5	B	GIF 40.5			
			30368-10	C	GIF 40.5			
		ТН	КТ=0,5	A	GEF 40.5			
			КТН=35000:√3/100:√3	B	GEF 40.5			
			30373-10	C	GEF 40.5			
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
78	ПС 110 кВ "Дальняя" ОРУ-35 кВ ВЛ-35 кВ Куст 156 -1	ТТ	КТ=0,5S	A	GIF 40.5	42000	± 1,2 ± 2,4	± 3,0 ± 4,0
			КТТ=600/5	B	-			
			30368-05	C	GIF 40.5			
		ТН	КТ=0,5	A	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000:√3/100:√3	B				
			19813-09	C				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
79	ПС 110 кВ "Дальняя" ОРУ-35 кВ ВЛ-35 кВ Куст 156 -2	ТТ	КТ=0,5S	A	GIF 40.5	42000	± 1,2 ± 2,4	± 3,0 ± 4,0
			КТТ=600/5	B	-			
			30368-05	C	GIF 40.5			
		ТН	КТ=0,5	A	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000:√3/100:√3	B				
			19813-09	C				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
80	ПС 110 кВ "Дальняя" ОРУ-35 кВ ВЛ-35 кВ Орбита-1	ТТ	КТ=0,5	A	ТФЗМ-35А-У1	21000	± 1,2 ± 2,4	± 3,0 ± 4,0
			КТТ=300/5	B	-			
			3690-73	C	ТФЗМ-35А-У1			
		ТН	КТ=0,5	A	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000:√3/100:√3	B				
			19813-09	C				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
82	ПС 110 кВ Дорожная, ОРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ Дорожная-1	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ-35А-У1	14000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=200/5	В	-			
			3690-73	С	ТФЗМ-35А-У1			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000:√3/100:√3	В				
			19813-05	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					

83	ПС 110 кВ "Дорожная" ОРУ-35 кВ ВЛ-35 кВ Дорожная -2	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ-35А-У1	14000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=200/5	В	-			
			3690-73	С	ТФЗМ-35А-У1			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000:√3/100:√3	В				
			19813-05	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					

84	ПС 110 кВ Ключевая, ОРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ КНС 12-1	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ-35А-У1	21000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=300/5	В	-			
			3690-73	С	ТФЗМ-35А-У1			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000:√3/100:√3	В				
			19813-09	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
88	ПС 110 кВ "КНС-1" ОРУ-35 кВ ВЛ-35 кВ Куст 157-1	ТТ	КТ=0,5S	A	GIF 40.5	21000	± 1,2 ± 2,4	± 3,0 ± 2,6
			КТТ=300/5	B	GIF 40.5			
			30368-10	C	GIF 40.5			
		ТН	КТ=0,5	A	VEF 36 УХЛ1			
			КТН=35000:√3/100:√3	B	VEF 36 УХЛ1			
			43241-11	C	VEF 36 УХЛ1			
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
89	ПС 110 кВ "КНС-1" ОРУ-35 кВ ВЛ-35 кВ Куст 157-2	ТТ	КТ=0,5S	A	GIF 40.5	21000	± 1,2 ± 2,4	± 3,0 ± 2,6
			КТТ=300/5	B	GIF 40.5			
			30368-10	C	GIF 40.5			
		ТН	КТ=0,5	A	VEF 36 УХЛ1			
			КТН=35000:√3/100:√3	B	VEF 36 УХЛ1			
			43241-11	C	VEF 36 УХЛ1			
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
90	ПС 110 кВ "КНС-1" ОРУ-35 кВ ВЛ-35 кВ Кустовая 1-1	ТТ	КТ=0,5S	A	GIF 40.5	21000	± 1,2 ± 2,4	± 3,0 ± 2,6
			КТТ=300/5	B	GIF 40.5			
			30368-10	C	GIF 40.5			
		ТН	КТ=0,5	A	VEF 36 УХЛ1			
			КТН=35000:√3/100:√3	B	VEF 36 УХЛ1			
			43241-11	C	VEF 36 УХЛ1			
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
91	ПС 110 кВ "КНС-1" ОРУ-35 кВ ВЛ-35 кВ Кустовая 1-2	ТТ	КТ=0,5S	A	GIF 40.5	21000	± 1,2 ± 2,4	± 3,0 ± 2,6
			КТТ=300/5	B	GIF 40.5			
			30368-10	C	GIF 40.5			
		ТН	КТ=0,5	A	VEF 36 УХЛ1			
			КТН=35000:√3/100:√3	B	VEF 36 УХЛ1			
			43241-11	C	VEF 36 УХЛ1			
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
100	ПС 110 кВ КНС-4, ОРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ КСП 2-1	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ35А-ХЛ1	21000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=300/5	В	-			
			8555-81	С	ТФЗМ35А-ХЛ1			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000:√3/100:√3	В				
			19813-09	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
101	ПС 110 кВ КНС-4, ОРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ КСП 2-2	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ35А-ХЛ1	21000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=300/5	В	-			
			8555-81	С	ТФЗМ35А-ХЛ1			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000:√3/100:√3	В				
			19813-09	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
102	ПС 110 кВ КНС-4, ОРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ Кустовая 4-1	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ35А-ХЛ1	21000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=300/5	В	-			
			8555-81	С	ТФЗМ35А-ХЛ1			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000:√3/100:√3	В				
			19813-09	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
103	ПС 110 кВ КНС-4, ОРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ Кустовая 4-2	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ35А-ХЛ1	21000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=300/5	В	-			
			8555-81	С	ТФЗМ35А-ХЛ1			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000:√3/100:√3	В				
			19813-09	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
104	ПС 110 кВ КНС-6, ОРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ ДНС 6-1	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ35А-ХЛ1	28000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=400/5	В	-			
			8555-81	С	ТФЗМ35А-ХЛ1			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000:√3/100:√3	В				
			19813-09	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
105	ПС 110 кВ КНС-6, ОРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ ДНС 6-2	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ35А-ХЛ1	28000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=400/5	В	-			
			8555-81	С	ТФЗМ35А-ХЛ1			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000:√3/100:√3	В				
			19813-09	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
106	ПС 110 кВ КНС-6, ОРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ Югра-1	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ35А-ХЛ1	14000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=200/5	В	-			
			8555-81	С	ТФЗМ35А-ХЛ1			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000:√3/100:√3	В				
			19813-09	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
107	ПС 110 кВ КНС-6, ОРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ Югра-2	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ35А-ХЛ1	14000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=200/5	В	-			
			8555-81	С	ТФЗМ35А-ХЛ1			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000:√3/100:√3	В				
			19813-09	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
120	ПС 110 кВ Маслиховская, ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Куст 354-1	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ-35А-У1	21000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=300/5	В	-			
			3690-73	С	ТФЗМ-35А-У1			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000:√3/100:√3	В				
			19813-09	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
121	ПС 110 кВ Маслиховская, ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Куст 354-2	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ35А-ХЛ1	21000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=300/5	В	-			
			8555-81	С	ТФЗМ35А-ХЛ1			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000:√3/100:√3	В				
			19813-09	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
122	ПС 110 кВ Маслиховская, ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Маслиховская-1	ТТ	КТ=0,5	А	ТФН-35М	14000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=200/5	В	-			
			3690-73	С	ТФН-35М			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000:√3/100:√3	В				
			19813-09	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
123	ПС 110 кВ Маслиховская, ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Маслиховская-2	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ-35А-У1	1400	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=200/5	В	-			
			3690-73	С	ТФЗМ-35А-У1			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000:√3/100:√3	В				
			19813-09	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
124	ПС 110 кВ Родниковая, ОРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ ДНС 2-1	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ35А-ХЛ1	42000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=600/5	В	-			
			8555-81	С	ТФЗМ35А-ХЛ1			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000:√3/100:√3	В				
			19813-09	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
125	ПС 110 кВ Родниковая, ОРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ ДНС 2-2	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ35А-ХЛ1	14000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=200/5	В	-			
			8555-81	С	ТФЗМ35А-ХЛ1			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000:√3/100:√3	В				
			19813-09	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
126	ПС 110 кВ Родниковая, ОРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ ДНС 3-1	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ35А-ХЛ1	14000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=200/5	В	-			
			8555-81	С	ТФЗМ35А-ХЛ1			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000:√3/100:√3	В				
			19813-09	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
128	ПС 110 кВ "Савуйская" ОРУ-35 кВ ВЛ-35 кВ Куст 325-1	ТТ	КТ=0,5	А	ТФН-35М	14000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=200/5	В	-			
			3690-73	С	ТФН-35М			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000:√3/100:√3	В				
			19813-09	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					

144	ПС 110 кВ "Элегаз" ОРУ-35 кВ ВЛ-35 кВ Исток-1	ТТ	КТ=0,5S	А	ТВЭ-35 УХЛ2	21000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,2
			КТТ=300/5	В	ТВЭ-35 УХЛ2			
			44359-10	С	ТВЭ-35 УХЛ2			
		ТН	КТ=0,5	А	VEF 36 УХЛ1			
			КТН=35000/100	В	VEF 36 УХЛ1			
			43241-11	С	VEF 36 УХЛ1			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					

145	ПС 110 кВ "Элегаз" ОРУ-35 кВ ВЛ-35 кВ Исток-2	ТТ	КТ=0,5S	А	ТВЭ-35 УХЛ2	21000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,2
			КТТ=300/5	В	ТВЭ-35 УХЛ2			
			44359-10	С	ТВЭ-35 УХЛ2			
		ТН	КТ=0,5	А	VEF 36 УХЛ1			
			КТН=35000/100	В	VEF 36 УХЛ1			
			43241-11	С	VEF 36 УХЛ1			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
149	ПС 110 кВ Яун-Лор, ОРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ Кустовая-2-2	ТТ	КТ=0,5	А	ТФН-35М	21000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=300/5	В	-			
			3690-73	С	ТФН-35М			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1			
			$K_{ТН}=35000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	В				
			19813-05	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
31857-06								
152	ПС 110 кВ "Транспортная" ОРУ-35 кВ ВЛ-35 кВ КНС- 20-1	ТТ	КТ=0,2	А	ТВЭ-35 УХЛ2	42000	± 1,0 ± 1,8	± 2,8 ± 2,5
			КТТ=600/5	В	ТВЭ-35 УХЛ2			
			44359-10	С	ТВЭ-35 УХЛ2			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1			
			$K_{ТН}=35000/100$	В				
			19813-05	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
31857-06								
153	ПС 110 кВ "Транспортная" ОРУ-35 кВ ВЛ-35 кВ КНС- 20-2	ТТ	КТ=0,2	А	ТВЭ-35 УХЛ2	42000	± 1,0 ± 1,8	± 2,8 ± 2,5
			КТТ=600/5	В	ТВЭ-35 УХЛ2			
			44359-10	С	ТВЭ-35 УХЛ2			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1			
			$K_{ТН}=35000/100$	В				
			19813-05	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
31857-06								

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
154	ПС 110 кВ "Транспортная" ОРУ-35 кВ ВЛ-35 кВ КНС-8-1	ТТ	КТ=0,2	А	ТВЭ-35 УХЛ2	42000	± 1,0 ± 1,8	± 2,8 ± 2,5
			КТТ=600/5	В	ТВЭ-35 УХЛ2			
			44359-10	С	ТВЭ-35 УХЛ2			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000/100	В				
			19813-05	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					

155	ПС 110 кВ "Транспортная" ОРУ-35 кВ ВЛ-35 кВ КНС-8-2	ТТ	КТ=0,2	А	ТВЭ-35 УХЛ2	42000	± 1,0 ± 1,8	± 2,8 ± 2,5
КТТ=600/5	В	ТВЭ-35 УХЛ2						
44359-10	С	ТВЭ-35 УХЛ2						
ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1					
КТН=35000/100	В							
19813-05	С							
Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800						
Ксч=1								
31857-06								
156	ПС 220 кВ Восточно-Моховая, ОРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ Кустовая-16-1	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ 35А-ХЛ1	42000	± 1,1 ± 2,2	± 5,0 ± 2,3
КТТ=600/5	В	-						
83426-21	С	ТФЗМ 35А-ХЛ1						
ТН	КТ=0,5	А	ЗНОМ-35-65 У1					
КТН=35000:√3/100:√3	В	ЗНОМ-35-65 У1						
912-70	С	ЗНОМ-35-65 У1						
Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800						
Ксч=1								
31857-06								

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
157	ПС 220 кВ Восточно- Моховая, ОРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ Кустовая-16-2	ТТ	КТ=0,5	A	ТФЗМ 35А- ХЛ1	21000	± 1,1 ± 2,2	± 5,0 ± 2,3
			КТТ=300/5	B	-			
			88973-23	C	ТФЗМ 35А- ХЛ1			
		ТН	КТ=0,5	A	ЗНОМ-35-65 У1			
			КТН=35000:√3/100:√3	B	ЗНОМ-35-65 У1			
			912-70	C	ЗНОМ-35-65 У1			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
158	ПС 35 кВ №116, ОРУ-35 кВ, Ввод-1 35 кВ	ТТ	КТ=0,5	A	ТФЗМ35А- ХЛ1	21000	± 1,1 ± 2,2	± 5,0 ± 2,3
			КТТ=300/5	B	-			
			8555-81	C	ТФЗМ35А- ХЛ1			
		ТН	КТ=0,5	A	ЗНОМ-35-65			
			КТН=35000:√3/100:√3	B	ЗНОМ-35-65			
			912-70	C	ЗНОМ-35-65			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
159	ПС 35 кВ №116, ОРУ-35 кВ, Ввод-2 35 кВ	ТТ	КТ=0,5	A	ТФЗМ35А- ХЛ1	21000	± 1,1 ± 2,2	± 5,0 ± 2,3
			КТТ=300/5	B	-			
			8555-81	C	ТФЗМ35А- ХЛ1			
		ТН	КТ=0,5	A	ЗНОМ-35-65			
			КТН=35000:√3/100:√3	B	ЗНОМ-35-65			
			912-70	C	ЗНОМ-35-65			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
162	ПС 35 кВ №23, ОРУ-35 кВ, Ввод-1 35 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ35А-ХЛ1	21000	± 1,1 ± 2,2	± 5,0 ± 2,3
			КТТ=300/5	В	-			
			8555-81	С	ТФЗМ35А-ХЛ1			
		ТН	КТ=0,5	А	ЗНОМ-35-65 ХЛ1			
			КТН=35000:√3/100:√3	В	ЗНОМ-35-65 ХЛ1			
			912-70	С	ЗНОМ-35-65 ХЛ1			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
164	ПС 110 кВ Азерит, ЗРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.3	ТТ	КТ=0,5	А	ТЛМ-10	4000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=200/5	В	-			
			2473-69	С	ТЛМ-10			
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-10-66 У3			
			КТН=10000/100	В				
			831-69	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
165	ПС 10 кВ №256 ШМ-10 кВ 1Т	ТТ	КТ=0,5	А	ТЛК10-6 У3	20000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=1000/5	В	ТЛК10-6 У3			
			9143-01	С	ТЛК10-6 У3			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИТ-10-2 УХЛ2			
			КТН=10000/100	В				
			18178-99	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
166	ПС 10 кВ №256 ШМ-10 кВ 2Т	ТТ	КТ=0,5	А	ТЛК10-6 У3	20000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=1000/5	В	ТЛК10-6 У3			
			9143-01	С	ТЛК10-6 У3			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИТ-10-2 УХЛ2			
			КТН=10000/100	В				
			18178-99	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
167	ПС 110 кВ Трансгаз, ЗРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 13, ВЛ 10 кВ	ТТ	КТ=0,2S	А	ТОЛ-СВЭЛ	8000	± 0,9 ± 1,3	± 1,8 ± 3,2
			КТТ=400/5	В	-			
			70106-17	С	ТОЛ-СВЭЛ			
		ТН	КТ=0,2	А	НАМИ-10			
			КТН=10000/100	В				
			11094-87	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
168	ПС 110 кВ Трансгаз, ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 3, ВЛ 10 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТПЛМ-10	8000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=400/5	В	-			
			2363-68	С	ТПЛМ-10			
		ТН	КТ=0,2	А	НАМИ-10			
			КТН=10000/100	В				
			11094-87	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
169	РП-10 кВ №6, яч.20, КЛ-10 кВ ф.РП-6-20	ТТ	КТ=0,5S	А	ТОЛ-СЭЩ-10-21 У2	6000	± 1,2 ± 2,4	± 3,0 ± 2,6
			КТТ=300/5	В	-			
			32139-06	С	ТОЛ-СЭЩ-10-21 У2			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИТ-10-2 УХЛ2			
			КТН=10000/100	В				
			18178-99	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
170	ПС 110 кВ "Нулевая" ЗРУ-10 кВ Ввод №1	ТТ	КТ=0,5	А	ТОЛ-10-I-1 У2	20000	± 1,1 ± 2,2	± 5,0 ± 2,3
			КТТ=1000/5	В	ТОЛ-10-I-1 У2			
			15128-03	С	ТОЛ-10-I-1 У2			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИТ-10- 2 УХЛ2			
			КТН=10000/100	В				
			16687-02	С				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					

171	ПС 110 кВ "Нулевая" ЗРУ-10кВ Ввод №2	ТТ	КТ=0,5	А	ТОЛ-10-I-1 У2	20000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
КТТ=1000/5	В	ТОЛ-10-I-1 У2						
15128-03	С	ТОЛ-10-I-1 У2						
ТН	КТ=0,5	А	НАМИТ-10- 2 УХЛ2					
КТН=10000/100	В							
16687-02	С							
Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800						
Ксч=1								
31857-06								
174	ЗРУ-10 кВ КС-7, 1 с.ш. 10 кВ, ШМ-10 кВ 1Т	ТТ	КТ=0,5	А	ТОЛ-10-I-1 У2	12000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
КТТ=600/5	В	ТОЛ-10-I-1 У2						
15128-03	С	ТОЛ-10-I-1 У2						
ТН	КТ=0,5	А	ЗНОЛ.06-10 У3					
КТН=10000:√3/100:√3	В	ЗНОЛ.06-10 У3						
3344-04	С	ЗНОЛ.06-10 У3						
Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800						
Ксч=1								
31857-06								

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
175	ЗРУ-10 кВ КС-7, 2 с.ш. 10 кВ, ШМ-10 кВ 2Т	ТТ	КТ=0,5	А	ТОЛ-10-І-1 У2	12000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=600/5	В	ТОЛ-10-І-1 У2			
			15128-03	С	ТОЛ-10-І-1 У2			
		ТН	КТ=0,5	А	ЗНОЛ.06-10 У3			
			КТН=10000:√3/100:√3	В	ЗНОЛ.06-10 У3			
			3344-04	С	ЗНОЛ.06-10 У3			
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
183	ПС 10 кВ №361 КРУ-10 кВ 1 с.ш. 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S	А	ТОЛ-СЭЩ-10-21	20000	± 1,2 ± 2,4	± 3,0 ± 2,6
			КТТ=1000/5	В	ТОЛ-СЭЩ-10-21			
			32139-11	С	ТОЛ-СЭЩ-10-21			
		ТН	КТ=0,5	А	НОЛ-СЭЩ-10			
			КТН=10000:√3/100:√3	В	НОЛ-СЭЩ-10			
			54370-13	С	НОЛ-СЭЩ-10			
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-11					
184	ПС 10 кВ №361 КРУ-10 кВ 2 с.ш. 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S	А	ТОЛ-СЭЩ-10-21	20000	± 1,2 ± 2,4	± 3,0 ± 2,6
			КТТ=1000/5	В	ТОЛ-СЭЩ-10-21			
			32139-11	С	ТОЛ-СЭЩ-10-21			
		ТН	КТ=0,5	А	НОЛ-СЭЩ-10			
			КТН=10000:√3/100:√3	В	НОЛ-СЭЩ-10			
			54370-13	С	НОЛ-СЭЩ-10			
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-11					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
185	РП-10 кВ №5, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 11, КЛ 10 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТОЛ 10-1	4000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=200/5	В	-			
			15128-96	С	ТОЛ 10-1			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИТ-10			
			КТН=10000/100	В				
			16687-02	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
186	РП-10 кВ №5, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 14, КЛ 10 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТОЛ 10-1	4000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=200/5	В	-			
			15128-96	С	ТОЛ 10-1			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИТ-10			
			КТН=10000/100	В				
			16687-02	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
188	ПС 220 кВ Сургут ЗРУ-10 кВ КЛ-10 кВ РП-5-2	ТТ	КТ=0,5	А	ТОЛ-10	12000	± 1,1 ± 2,2	± 5,0 ± 2,3
			КТТ=600/5	В	-			
			6009-77	С	ТОЛ-10			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИТ-10 У2			
			КТН=10000/100	В				
			16687-97	С				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
189	ЗРУ-10 кВ КС-1, яч.13	ТТ	КТ=0,5	А	ТЛШ-10-5У3	60000	± 1,1 ± 2,2	± 5,0 ± 2,3
			КТТ=3000/5	В	ТЛШ-10-5У3			
			11077-03	С	ТЛШ-10-5У3			
		ТН	КТ=0,5	А	ЗНОЛ.06-10 У3			
			КТН=10000:√3/100:√3	В	ЗНОЛ.06-10 У3			
			3344-04	С	ЗНОЛ.06-10 У3			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
190	ЗРУ-10 кВ КС-1, яч.31	ТТ	КТ=0,5	А	ТЛШ-10-5У3	60000	± 1,1 ± 2,2	± 5,0 ± 2,3
			КТТ=3000/5	В	ТЛШ-10-5У3			
			11077-03	С	ТЛШ-10-5У3			
		ТН	КТ=0,5	А	ЗНОЛ.06-10 У3			
			КТН=10000:√3/100:√3	В	ЗНОЛ.06-10 У3			
			3344-04	С	ЗНОЛ.06-10 У3			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
194	ПС 110 кВ Агат, ЗРУ-6 кВ, ШМ-6 кВ 1Т, Ввод-1	ТТ	КТ=0,5	А	ТОЛ-СЭЩ-10-21 У2	12000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=1000/5	В	ТОЛ-СЭЩ-10-21 У2			
			32139-06	С	ТОЛ-СЭЩ-10-21 У2			
		ТН	КТ=0,2	А	НОЛ-СЭЩ-6-3-0,2-25 У2			
			КТН=6000:√3/100:√3	В	НОЛ-СЭЩ-6-3-0,2-25 У2			
			35955-07	С	НОЛ-СЭЩ-6-3-0,2-25 У2			
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
195	ПС 110 кВ Агат, ЗРУ-6 кВ, ШМ-6 кВ 2Т, Ввод-2	ТТ	КТ=0,5S	А	ТОЛ-СЭЩ- 10-21 У2	12000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=1000/5	В	ТОЛ-СЭЩ- 10-21 У2			
			32139-06	С	ТОЛ-СЭЩ- 10-21 У2			
		ТН	КТ=0,2	А	НОЛ-СЭЩ- 6-3-0,2-25 У2			
			КТН=6000:√3/100:√3	В	НОЛ-СЭЩ- 6-3-0,2-25 У2			
			35955-07	С	НОЛ-СЭЩ- 6-3-0,2-25 У2			
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
196	ПС 110 кВ Алехинская, ЗРУ-6 кВ, ШМ-6 кВ 1Т	ТТ	КТ=0,5	А	ТЛК-10-6 У2	18000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=1500/5	В	ТЛК-10-6 У2			
			42683-09	С	ТЛК-10-6 У2			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИТ-10- 2 УХЛ2			
			КТН=6000/100	В				
			18178-99	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
197	ПС 110 кВ Алехинская, ЗРУ-6 кВ, ШМ-6 кВ 2Т	ТТ	КТ=0,5	А	ТЛК10-6 У3	18000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=1500/5	В	ТЛК10-6 У3			
			9143-01	С	ТЛК10-6 У3			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИТ-10- 2 УХЛ2			
			КТН=6000/100	В				
			18178-99	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
201	ПС 110 кВ Блочная, ЗРУ-6 кВ КНС-1А, ШМ-6 кВ 2Т	ТТ	КТ=0,5S	A	ТОЛ-СЭЩ-10-01	24000	± 1,2 ± 2,4	± 3,0 ± 2,6
			КТТ=2000/5	B	ТОЛ-СЭЩ-10-01			
			51623-12	C	ТОЛ-СЭЩ-10-01			
		ТН	КТ=0,5	A	НАМИТ-10-2 УХЛ2			
			КТН=6000/100	B				
			16687-13	C				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					

202	ПС 110 кВ Блочная, ЗРУ-6 кВ КНС-1А, ШМ-6 кВ 1Т	ТТ	КТ=0,5S	A	ТОЛ-СЭЩ-10-01	24000	± 1,2 ± 2,4	± 3,0 ± 2,6
КТТ=2000/5	B	ТОЛ-СЭЩ-10-01						
51623-12	C	ТОЛ-СЭЩ-10-01						
ТН	КТ=0,5	A	НАМИТ-10-2 УХЛ2					
КТН=6000/100	B							
16687-13	C							
Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800						
Ксч=1								
31857-06								
203	ПС 110 кВ "Брусничная" ЗРУ-6 кВ ШМ-6 1Т	ТТ	КТ=0,5	A	ТЛК10-6 УЗ	18000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
КТТ=1500/5	B	ТЛК10-6 УЗ						
9143-01	C	ТЛК10-6 УЗ						
ТН	КТ=0,5	A	НАМИТ-10-2 УХЛ2					
КТН=6000/100	B							
18178-99	C							
Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800						
Ксч=1								
31857-06								

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
204	ПС 110 кВ "Брусничная" ЗРУ-6 кВ ШМ-6 2Т	ТТ	КТ=0,5	А	ТЛК10-6 У3	18000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=1500/5	В	ТЛК10-6 У3			
			9143-01	С	ТЛК10-6 У3			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИТ-10-2 УХЛ2			
			КТН=6000/100	В				
			18178-99	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
205	ПС 110 кВ Быстринская, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.16, 2В-6 кВ 2Т	ТТ	КТ=0,5S	А	ТЛШ-10 У3	36000	± 1,2 ± 2,4	± 3,0 ± 2,6
			КТТ=3000/5	В	-			
			11077-07	С	ТЛШ-10 У3			
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6-66			
			КТН=6000/100	В				
			2611-70	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
206	ПС 110 кВ Быстринская, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.7, 1В-6 кВ 1Т	ТТ	КТ=0,5	А	ТПШЛ-10 У3	36000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 4,0
			КТТ=3000/5	В	-			
			1423-60	С	ТПШЛ-10 У3			
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6-66			
			КТН=6000/100	В				
			2611-70	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
210	ПС 110 кВ "Вега" ЗРУ-6 кВ КНС-4 ШМ-6 1Т	ТТ	КТ=0,5	А	ТОЛ-СЭЩ-10-21 У2	18000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=1500/5	В	ТОЛ-СЭЩ-10-21 У2			
			32139-06	С	ТОЛ-СЭЩ-10-21 У2			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-10-95УХЛ2			
			КТН=6000/100	В				
			20186-05	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					

211	ПС 110 кВ "Вега" ЗРУ-6 кВ КНС-4 ШМ-6 2Т	ТТ	КТ=0,5	А	ТОЛ-СЭЩ-10-21 У2	18000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=1500/5	В	ТОЛ-СЭЩ-10-21 У2			
			32139-06	С	ТОЛ-СЭЩ-10-21 У2			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-10-95УХЛ2			
			КТН=6000/100	В				
			20186-05	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					

212	ПС 110 кВ Дальняя, ЗРУ-6 кВ, ШМ-6 кВ 2Т	ТТ	КТ=0,5S	А	ТОЛ-СЭЩ	18000	± 1,2 ± 2,4	± 3,0 ± 2,6
			КТТ=1500/5	В	ТОЛ-СЭЩ			
			51623-12	С	ТОЛ-СЭЩ			
		ТН	КТ=0,5	А	НАЛИ-СЭЩ-6			
			КТН=6000/100	В				
			51621-12	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
213	ПС 110 кВ Дальняя, ЗРУ-6 кВ, ШМ-6 кВ 1Т	ТТ	КТ=0,5S	А	ТОЛ-СЭЩ	18000	± 1,2 ± 2,4	± 3,0 ± 2,6
			КТТ=1500/5	В	ТОЛ-СЭЩ			
			51623-12	С	ТОЛ-СЭЩ			
		ТН	КТ=0,5	А	НАЛИ-СЭЩ-6			
			КТН=6000/100	В				
			51621-12	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
218	ПС 110 кВ "КНС-2" ЗРУ-6 кВ ШМ-6 1Т	ТТ	КТ=0,5	А	ТЛК10	18000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=1500/5	В	ТЛК10			
			9143-01	С	ТЛК10			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИТ-10- 2 УХЛ2			
			КТН=6000/100	В				
			18178-99	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
219	ПС 110 кВ "КНС-2" ЗРУ-6 кВ ШМ-6 2Т	ТТ	КТ=0,5	А	ТЛК10	18000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=1500/5	В	ТЛК10			
			9143-01	С	ТЛК10			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИТ-10- 2 УХЛ2			
			КТН=6000/100	В				
			18178-99	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
220	ПС 110 кВ КНС-4, РУ-6 кВ, ШМ-6 кВ 1Т	ТТ	КТ=0,5S	А	ТОЛ-СЭЩ	24000	± 1,2 ± 2,4	± 3,0 ± 2,6
			КТТ=2000/5	В	ТОЛ-СЭЩ			
			51623-12	С	ТОЛ-СЭЩ			
		ТН	КТ=0,5	А	НАЛИ-СЭЩ			
			КТН=6000/100	В				
			51621-12	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
221	ПС 110 кВ КНС-4, РУ-6 кВ, ШМ-6 кВ 2Т	ТТ	КТ=0,5S	А	ТОЛ-СЭЩ	24000	± 1,2 ± 2,4	± 3,0 ± 2,6
			КТТ=2000/5	В	ТОЛ-СЭЩ			
			51623-12	С	ТОЛ-СЭЩ			
		ТН	КТ=0,5	А	НАЛИ-СЭЩ			
			КТН=6000/100	В				
			51621-12	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
222	ПС 110 кВ КНС-6, КРУН-6 кВ КНС-6, ШМ-6 кВ 1Т	ТТ	КТ=0,5S	А	ТОЛ-СЭЩ-10-21	18000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=1500/5	В	ТОЛ-СЭЩ-10-21			
			32139-06	С	ТОЛ-СЭЩ-10-21			
		ТН	КТ=0,5	А	НАЛИ-СЭЩ-6			
			КТН=6000/100	В				
			38394-08	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
223	ПС 110 кВ КНС-6, КРУН-6 кВ КНС-6, ШМ-6 кВ 2Т	ТТ	КТ=0,5S	А	ТОЛ-СЭЩ-10-21	18000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=1500/5	В	ТОЛ-СЭЩ-10-21			
			32139-06	С	ТОЛ-СЭЩ-10-21			
		ТН	КТ=0,5	А	НАЛИ-СЭЩ-6			
			КТН=6000/100	В				
			38394-08	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
229	ПС 35 кВ №173, КРУН-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 7, КЛ 6 кВ ф.173-07	ТТ	КТ=0,5	А	ТОЛ-СЭЩ	3600	± 1,1 ± 2,2	± 5,0 ± 2,3
			КТТ=300/5	В	-			
			51623-12	С	ТОЛ-СЭЩ			
		ТН	КТ=0,5	А	НАЛИ-СЭЩ			
			КТН=6000/100	В				
			51621-12	С				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
230	ПС 35 кВ №173, КРУН-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 12, КЛ 6 кВ ф.173-12	ТТ	КТ=0,5	А	ТОЛ-СЭЩ	3600	± 1,1 ± 2,2	± 5,0 ± 2,3
			КТТ=300/5	В	-			
			51623-12	С	ТОЛ-СЭЩ			
		ТН	КТ=0,5	А	НАЛИ-СЭЩ			
			КТН=6000/100	В				
			51621-12	С				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
231	ПС 35 кВ №215 ЗРУ-6 кВ Ввод-1	ТТ	КТ=0,5	А	IMZ	1800	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=150/5	В	-			
			16048-97	С	IMZ			
		ТН	КТ=0,5	А	НАЛИ-СЭЩ-6			
			КТН=6000/100	В				
			38394-08	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
232	ПС 35 кВ №215 ЗРУ-6 кВ Ввод-2	ТТ	КТ=0,5	А	IMZ	1800	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=150/5	В	-			
			16048-97	С	IMZ			
		ТН	КТ=0,5	А	НАЛИ-СЭЩ-6			
			КТН=6000/100	В				
			38394-08	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
233	ПС 110 кВ КНС-9, РУ-6 кВ КНС-9, ШМ-6 кВ 1Т	ТТ	КТ=0,5	А	ТЛК10	18000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=1500/5	В	ТЛК10			
			9143-01	С	ТЛК10			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИТ-10- 2 УХЛ2			
			КТН=6000/100	В				
			18178-99	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
234	ПС 110 кВ КНС-9, РУ-6 кВ КНС-9, ШМ-6 кВ 2Т	ТТ	КТ=0,5	А	ТЛК10	18000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=1500/5	В	ТЛК10			
			9143-01	С	ТЛК10			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИТ-10- 2 УХЛ2			
			КТН=6000/100	В				
			16687-07	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
235	ПС 35 кВ №172, РУ-6 кВ, яч. 07	ТТ	КТ=0,5	А	ТОЛ-СЭЩ	1800	± 1,1 ± 2,2	± 5,0 ± 2,3
			КТТ=150/5	В	ТОЛ-СЭЩ			
			51623-12	С	ТОЛ-СЭЩ			
		ТН	КТ=0,5	А	НАЛИ- СЭЩ-6			
			КТН=6000/100	В				
			51621-12	С				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
236	ПС 110 кВ "Куст" РУ-6 кВ ШМ-6 1Т	ТТ	КТ=0,5	А	ТОЛ-10 УЗ	18000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=1500/5	В	ТОЛ-10 УЗ			
			7069-79	С	ТОЛ-10 УЗ			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИТ-10- 2 УХЛ2			
			КТН=6000/100	В				
			18178-99	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
237	ПС 110 кВ "Куст" РУ-6 кВ ШМ-6 2Т	ТТ	КТ=0,5	А	ТОЛ-10 У3	18000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=1500/5	В	ТОЛ-10 У3			
			7069-79	С	ТОЛ-10 У3			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИТ-10-2 УХЛ2			
			КТН=6000/100	В				
			16687-07	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
238	ПС 110 кВ "Лян-торская" ЗРУ-6 кВ Товарный парк ШМ-6 1Т	ТТ	КТ=0,5	А	ТЛК10-6 У3	18000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=1500/5	В	ТЛК10-6 У3			
			9143-01	С	ТЛК10-6 У3			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИТ-10-2 УХЛ2			
			КТН=6000/100	В				
			16687-97	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
239	ПС 110 кВ "Лян-торская" ЗРУ-6 кВ Товарный парк ШМ-6 2Т	ТТ	КТ=0,5	А	ТЛК10-6 У3	18000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=1500/5	В	ТЛК10-6 У3			
			9143-01	С	ТЛК10-6 У3			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИТ-10-2 УХЛ2			
			КТН=6000/100	В				
			16687-97	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
242	ПС 110 кВ Нижне-сортымская, ЗРУ-6 кВ, ШМ-6 кВ 1Т	ТТ	КТ=0,5S	А	ТОЛ-СЭЩ-10-21	18000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=1500/5	В	ТОЛ-СЭЩ-10-21			
			51623-12	С	ТОЛ-СЭЩ-10-21			
		ТН	КТ=0,2	А	НАЛИ-СЭЩ-6			
			КТН=6000:√3/100:√3	В				
			51621-12	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
243	ПС 110 кВ Нижне- сортнымская, ЗРУ-6 кВ, ШМ-6 кВ 2Т	ТТ	КТ=0,5S	A	ТОЛ-СЭЩ- 10-21	18000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=1500/5	B	ТОЛ-СЭЩ- 10-21			
			51623-12	C	ТОЛ-СЭЩ- 10-21			
		ТН	КТ=0,2	A	НАЛИ- СЭЩ-6			
			КТН=6000:√3/100:√3	B				
			51621-12	C				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
246	ПС 110 кВ "Савуйская" ЗРУ-6 кВ ШМ-6 1Т	ТТ	КТ=0,5	A	ТОЛ-СЭЩ-10	18000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=1500/5	B	ТОЛ-СЭЩ-10			
			32139-06	C	ТОЛ-СЭЩ-10			
		ТН	КТ=0,5	A	НАМИ-10- 95УХЛ2			
			КТН=6000/100	B				
			20186-05	C				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
247	ПС 110 кВ "Савуйская" ЗРУ-6 кВ ШМ-6 2Т	ТТ	КТ=0,5	A	ТОЛ-СЭЩ-10	18000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=1500/5	B	ТОЛ-СЭЩ-10			
			32139-06	C	ТОЛ-СЭЩ-10			
		ТН	КТ=0,5	A	НАМИ-10- 95УХЛ2			
			КТН=6000/100	B				
			20186-05	C				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
250	ПС 110 кВ "Технолог" ЗРУ-6 кВ ШМ-6 1Т	ТТ	КТ=0,5S	A	ТШЛ-СЭЩ-10	36000	± 1,2 ± 2,4	± 3,0 ± 2,6
			КТТ=3000/5	B	ТШЛ-СЭЩ-10			
			37544-08	C	ТШЛ-СЭЩ-10			
		ТН	КТ=0,5	A	НОЛ-СЭЩ-6			
			КТН=6000/100	B	НОЛ-СЭЩ-6			
			35955-12	C	НОЛ-СЭЩ-6			
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
31857-06								
251	ПС 110 кВ "Технолог" ЗРУ-6 кВ ШМ-6 2Т	ТТ	КТ=0,5S	A	ТШЛ-СЭЩ-10	36000	± 1,2 ± 2,4	± 3,0 ± 2,6
			КТТ=3000/5	B	ТШЛ-СЭЩ-10			
			37544-08	C	ТШЛ-СЭЩ-10			
		ТН	КТ=0,5	A	НОЛ-СЭЩ-6			
			КТН=6000/100	B	НОЛ-СЭЩ-6			
			35955-12	C	НОЛ-СЭЩ-6			
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
31857-06								
254	ПС 110 кВ Элегаз, РУ-6 кВ КНС-3, 1ТКП-6 кВ	ТТ	КТ=0,5S	A	ТОЛ-СЭЩ-10	18000	± 1,2 ± 2,4	± 3,0 ± 2,6
			КТТ=1500/5	B	ТОЛ-СЭЩ-10			
			32139-06	C	ТОЛ-СЭЩ-10			
		ТН	КТ=0,5	A	НАЛИ-СЭЩ-6			
			КТН=6000/100	B				
			38394-08	C				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
31857-06								

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
256	ПС 110 кВ Яун-Лор, ЗРУ-6 кВ КНС-1, ШМ-6 кВ 1Т	ТТ	КТ=0,5S	А	ТОЛ-СЭЩ	7200	± 1,2 ± 2,4	± 3,0 ± 2,6
			КТТ=600/5	В	ТОЛ-СЭЩ			
			51623-12	С	ТОЛ-СЭЩ			
		ТН	КТ=0,5	А	НАЛИ-СЭЩ			
			КТН=6000/100	В				
			51621-12	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
262	ПС 110 кВ Строительная, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.30	ТТ	КТ=0,5	А	ТОЛ-10 УТ 2.1	3600	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=300/5	В	-			
			7069-79	С	ТОЛ-10 УТ 2.1			
		ТН	КТ=0,2	А	НАМИ-10 У2			
			КТН=6000/100	В				
			11094-87	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
263	ПС 110 кВ Строительная, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.33	ТТ	КТ=0,5	А	ТОЛ-10 УТ 2.1	3600	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=300/5	В	-			
			7069-79	С	ТОЛ-10 УТ 2.1			
		ТН	КТ=0,2	А	НАМИ-10 У2			
			КТН=6000/100	В				
			11094-87	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
273	ВЛ-6 кВ ф.12, оп.17, отпайка ВЛ-6 кВ ф.12 в сторону КТПН-6 кВ №1, КРУН-6 кВ №1 АГРС	ТТ	КТ=0,5	А	ТОЛ-10-1-11У2	2400	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=200/5	В	-			
			15128-96	С	ТОЛ-10-1-11У2			
		ТН	КТ=0,5	А	ЗНОЛ.06			
			КТН=6000:√3/100:√3	В	ЗНОЛ.06			
			3344-08	С	ЗНОЛ.06			
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
276	ЗРУ-6 кВ КНС-5, яч.11	ТТ	КТ=0,5	А	ТЛК10	12000	± 1,1 ± 2,2	± 5,0 ± 2,3
			КТТ=1000/5	В	ТЛК10			
			9143-01	С	ТЛК10			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИТ-10- 2 УХЛ2			
			КТН=6000/100	В				
			16687-02	С				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
277	ЗРУ-6 кВ КНС-5, яч.22	ТТ	КТ=0,5	А	ТЛК10	12000	± 1,1 ± 2,2	± 5,0 ± 2,3
			КТТ=1000/5	В	ТЛК10			
			9143-01	С	ТЛК10			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИТ-10- 2 УХЛ2			
			КТН=6000/100	В				
			16687-02	С				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
287	ПС 110 кВ Агат, ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТТ	КТ=0,5	А	ТОП-0,66	40	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 4,0
			КТТ=200/5	В	ТОП-0,66			
			15174-01	С	ТОП-0,66			
		ТН	нет ТН					
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
288	ПС 110 кВ Агат, ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТТ	КТ=0,5	А	ТОП-0,66	40	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 4,0
			КТТ=200/5	В	ТОП-0,66			
			15174-01	С	ТОП-0,66			
		ТН	нет ТН					
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	
298	ПС 110 кВ Ве- га, ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТТ	КТ=0,5	А	ТОП-0,66	20	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 3,0	
			КТТ=100/5	В	ТОП-0,66				
			15174-06	С	ТОП-0,66				
		ТН	нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-06									
299	ПС 110 кВ Ве- га, ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТТ	КТ=0,5	А	ТОП-0,66	20	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 3,0	
			КТТ=100/5	В	ТОП-0,66				
			15174-06	С	ТОП-0,66				
		ТН	нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-06									
300	ПС 110 кВ Дальняя, ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТТ	КТ=0,5S	А	ТШП-0,66	30	± 1,0 ± 2,1	± 3,0 ± 2,5	
			КТТ=150/5	В	ТШП-0,66				
			64182-16	С	ТШП-0,66				
		ТН	нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-06									
301	ПС 110 кВ Дальняя, ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТТ	КТ=0,5S	А	ТШП-0,66	30	± 1,0 ± 2,1	± 3,0 ± 2,5	
			КТТ=150/5	В	ТШП-0,66				
			64182-16	С	ТШП-0,66				
		ТН	нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-06									

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	
315	ПС 110 кВ Масли- ховская, ввод 0,4 кВ ТСН-1, ТСН-2	ТТ	КТ=0,5	А	Т-0,66 У3	20	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 3,0	
			КТТ=100/5	В	Т-0,66 У3				
			22656-02	С	Т-0,66 У3				
		ТН	нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-06									
316	ПС 110 кВ Нижне- сортимская, ввод 0,4 кВ 1ТСН	ТТ	КТ=0,5S	А	ТШП-0,66 У3	20	± 1,0 ± 2,1	± 3,0 ± 2,5	
			КТТ=100/5	В	ТШП-0,66 У3				
			64182-16	С	ТШП-0,66 У3				
		ТН	нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-06									
317	ПС 110 кВ Нижне- сортимская, ввод 0,4 кВ 2ТСН	ТТ	КТ=0,5S	А	ТШП-0,66 У3	20	± 1,0 ± 2,1	± 3,0 ± 2,5	
			КТТ=100/5	В	ТШП-0,66 У3				
			64182-16	С	ТШП-0,66 У3				
		ТН	нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-06									
318	ПС 110 кВ Родни- ковская, ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТТ	КТ=0,5	А	Т-0,66 У3	40	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 3,0	
			КТТ=200/5	В	Т-0,66 У3				
			6891-85	С	Т-0,66 У3				
		ТН	нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-06									

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	
319	ПС 110 кВ Родниковая, ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТТ	КТ=0,5	А	Т-0,66 У3	40	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 3,0	
			КТТ=200/5	В	Т-0,66 У3				
			51179-12	С	Т-0,66 У3				
		ТН	нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-06									
321	ПС 110 кВ Савуйская, ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТТ	КТ=0,5	А	ТОП-0,66	20	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 3,0	
			КТТ=100/5	В	ТОП-0,66				
			15174-06	С	ТОП-0,66				
		ТН	нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-06									
332	ЗРУ-10 кВ КС-1 ТСН-1 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТОП-0,66 У3	40	± 0,8 ± 1,8	± 4,0 ± 2,3	
			КТТ=200/5	В	ТОП-0,66 У3				
			15174-06	С	ТОП-0,66 У3				
		ТН	нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-06									
333	ЗРУ-10 кВ КС-1 ТСН-2 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТОП-0,66 У3	40	± 0,8 ± 1,8	± 4,0 ± 2,3	
			КТТ=200/5	В	ТОП-0,66 У3				
			15174-06	С	ТОП-0,66 У3				
		ТН	нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-06									

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	
334	ЗРУ-6 кВ КНС-5, ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТТ	КТ=0,5	А	ТОП-0,66	20	± 0,8 ± 1,8	± 4,0 ± 2,3	
			КТТ=100/5	В	ТОП-0,66				
			15174-06	С	ТОП-0,66				
		ТН	нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-06									
335	ЗРУ-6 кВ КНС-5, ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТТ	КТ=0,5	А	ТОП-0,66 УЗ	40	± 0,8 ± 1,8	± 4,0 ± 2,3	
			КТТ=200/5	В	ТОП-0,66 УЗ				
			40473-09	С	ТОП-0,66 УЗ				
		ТН	нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-06									
342	ПС 110 кВ "Нижне- сортымская" ОРУ-35 кВ ВЛ-35 кВ Куст 76-1	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ35А- ХЛ1	21000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 4,0	
			КТТ=300/5	В	-				
			8555-81	С	ТФЗМ35А- ХЛ1				
		ТН	КТ= 0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1				
			КТН= 35000:√3/100:√3	В					
			19813-09	С					
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-06						
343	ПС 110 кВ "Нижне- сортымская" ОРУ-35 кВ ВЛ-35 кВ Куст 76-2	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ35А- ХЛ1	21000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 4,0	
			КТТ=300/5	В	-				
			8555-81	С	ТФЗМ35А- ХЛ1				
		ТН	КТ= 0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1				
			КТН= 35000:√3/100:√3	В					
			19813-05	С					
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-06						

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
346	ПС 110 кВ Югорская, ЗРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ Промзона-1	ТТ	КТ=0,5	А	АСН-36	28000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 4,0
			КТТ=400/5	В	АСН-36			
			27818-04	С	АСН-36			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000/100	В				
			19813-09	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					

347	ПС 110 кВ Югорская, ЗРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ Промзона-2	ТТ	КТ=0,5	А	АСН-36	28000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 4,0
			КТТ=400/5	В	АСН-36			
			27818-04	С	АСН-36			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000/100	В				
			19813-09	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					

348	ПС 110 кВ Югорская, ЗРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ Жилфонд-1	ТТ	КТ=0,5	А	АСН-36	28000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 4,0
			КТТ=400/5	В	АСН-36			
			27818-04	С	АСН-36			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000/100	В				
			19813-09	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					

349	ПС 110 кВ Югорская, ЗРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ Жилфонд-2	ТТ	КТ=0,5	А	АСН-36	28000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 4,0
			КТТ=400/5	В	АСН-36			
			27818-04	С	АСН-36			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000/100	В				
			19813-09	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
350	ПС 110 кВ Югорская, ЗРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ Куст 24-1	ТТ	КТ=0,5	А	АСН-36	28000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 4,0
			КТТ=400/5	В	АСН-36			
			27818-04	С	АСН-36			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000/100	В				
			19813-09	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					

351	ПС 110 кВ Югорская, ЗРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ Куст 24-2	ТТ	КТ=0,5	А	АСН-36	28000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 4,0
			КТТ=400/5	В	АСН-36			
			27818-04	С	АСН-36			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000/100	В				
			19813-09	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					

352	ТП-10 кВ №61, РУ-0,4 кВ, ввод №1 1 с.ш. 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТНШЛ-0,66	300	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 4,0
			КТТ=1500/5	В	ТНШЛ-0,66			
			1673-07	С	ТНШЛ-0,66			
		ТН	Нет ТН					
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800			
		Ксч=1						
		31857-11						

353	ТП-10 кВ №61, РУ-0,4 кВ, ввод №2 2 с.ш. 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТНШЛ-0,66	300	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 4,0
			КТТ=1500/5	В	ТНШЛ-0,66			
			1673-07	С	ТНШЛ-0,66			
		ТН	Нет ТН					
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800			
		Ксч=1						
		31857-11						

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
355	ПС 110 кВ Береговая, ЗРУ-6 кВ, 4 с.ш. 6 кВ, яч. 30, КЛ 6 кВ ф. Береговая-30	ТТ	КТ=0,5	А	ТОЛ-10	1800	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=150/5	В	-			
			7069-02	С	ТОЛ-10			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИТ-10			
			КТН=6000/100	В				
			16687-07	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-11					
360	РП-10 кВ УТТ-1, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.5	ТТ	КТ=0,5	А	ТОЛ-10	12000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=600/5	В	-			
			7069-02	С	ТОЛ-10			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИТ-10-2			
			КТН=10000/100	В				
			18178-99	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
361	РП-10 кВ УТТ-1, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.10	ТТ	КТ=0,5	А	ТОЛ-10	12000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=600/5	В	-			
			7069-02	С	ТОЛ-10			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИТ-10-2			
			КТН=10000/100	В				
			18178-99	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
362	РП-10 кВ №149 яч. 14	ТТ	КТ=0,5	А	ТПОЛ-10У3	8000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=400/5	В	-			
			1261-02	С	ТПОЛ-10У3			
		ТН	КТ=0,5	А	ЗНОЛ.06-10 У3			
			КТН=10000:√3/100:√3	В	ЗНОЛ.06-10 У3			
			3344-04	С	ЗНОЛ.06-10 У3			
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
363	РП-10 кВ №149 яч. 9	ТТ	КТ=0,5	А	ТПОЛ-10У3	8000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=400/5	В	-			
			1261-02	С	ТПОЛ-10У3			
		ТН	КТ=0,5	А	ЗНОЛ.06-10 У3			
			КТН=10000:√3/100:√3	В	ЗНОЛ.06-10 У3			
			3344-04	С	ЗНОЛ.06-10 У3			
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
364	РП-10 кВ №7, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.2	ТТ	КТ=0,5	А	ТОЛ-10	12000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=600/5	В	-			
			7069-07	С	ТОЛ-10			
		ТН	КТ=0,2	А	НАМИ-10			
			КТН=10000/100	В				
			11094-87	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-11					
366	РП-10 кВ №137, яч.№17, КЛ-10 кВ ф.РП-137-17 в сторону произ- водственных объ- ектов ПАО "Сур- гутнефтегаз"	ТТ	КТ=0,5	А	ТОЛ-10	2000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=100/5	В	-			
			7069-02	С	ТОЛ-10			
		ТН	КТ=0,5	А	ЗНОЛ.06-10 У3			
			КТН=10000:√3/100:√3	В	ЗНОЛ.06-10 У3			
			3344-04	С	ЗНОЛ.06-10 У3			
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-11					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
367	ПС 110 кВ "При- вокзальная" ЗРУ-10 кВ яч. №34	ТТ	КТ=0,5	А	ТОЛ-10 УХЛ2.1	6000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=300/5	В	-			
			7069-07	С	ТОЛ-10 УХЛ2.1			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-10- 95УХЛ2			
			КТН=10000/100	В				
			20186-00	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-11					
368	ПС 110 кВ "При- вокзальная" ЗРУ-10 кВ яч. №27	ТТ	КТ=0,5	А	ТОЛ-10 УХЛ2.1	6000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=300/5	В	-			
			7069-07	С	ТОЛ-10 УХЛ2.1			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-10- 95УХЛ2			
			КТН=10000/100	В				
			20186-00	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-11					
369	РП-10 кВ №152, яч.10, КЛ-10 кВ в сто- рону ПАО "Сургут- нефтегаз"	ТТ	КТ=0,5	А	ТЛК10-6 У3	12000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=600/5	В	-			
			9143-01	С	ТЛК10-6 У3			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИТ-10 УХЛ2			
			КТН=10000/100	В				
			16687-02	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-11					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	
370	РП-10 кВ №152, яч.11, КЛ-10 кВ в сто- рону ПАО "Сургут- нефтегаз"	ТТ	КТ=0,5	А	ТЛК10-6 УЗ	12000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0	
			КТТ=600/5	В	-				
			9143-01	С	ТЛК10-6 УЗ				
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИТ-10 УХЛ2				
			КТН=10000/100	В					
			16687-02	С					
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
371	РП-10 кВ №152, яч.12, КЛ-10 кВ в сто- рону ПАО "Сургут- нефтегаз"	ТТ	КТ=0,5	А	ТЛК10-6 УЗ	12000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0	
			КТТ=600/5	В	-				
			9143-01	С	ТЛК10-6 УЗ				
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИТ-10 УХЛ2				
			КТН=10000/100	В					
			16687-02	С					
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
372	РП-10 кВ №153, яч.11, КЛ-10 кВ в сто- рону ПАО "Сургут- нефтегаз"	ТТ	КТ=0,5	А	ТЛК10-6 УЗ	12000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0	
			КТТ=600/5	В	-				
			9143-01	С	ТЛК10-6 УЗ				
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИТ-10 УХЛ2				
			КТН=10000/100	В					
			16687-02	С					
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
373	РП-10 кВ УТТ-1 ТСН-1 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	Т-0,66	20	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 4,0	
			КТТ=100/5	В	Т-0,66				
			22656-02	С	Т-0,66				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
		31857-11							

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
374	РП-10 кВ УТТ-1 ТСН-2 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	Т-0,66	20	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 4,0
			КТТ=100/5	В	Т-0,66			
			22656-02	С	Т-0,66			
		Счетчик	Нет ТН					
			КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
31857-11								
375	РП-10 кВ №7 ТСН-1 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	Т-0,66	20	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 4,0
			КТТ=100/5	В	Т-0,66			
			22656-07	С	Т-0,66			
		Счетчик	Нет ТН					
			КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
31857-11								
376	РП-10 кВ №7 ТСН-2 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	Т-0,66	20	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 4,0
			КТТ=100/5	В	Т-0,66			
			22656-07	С	Т-0,66			
		Счетчик	Нет ТН					
			КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
31857-11								
377	ПС 110 кВ "Привокзальная" ЗРУ-10 кВ яч. №2	ТТ	КТ=0,5S	А	ТОЛ-10	4000	± 1,0 ± 2,1	± 3,0 ± 2,5
			КТТ=200/5	В	-			
			7069-02	С	ТОЛ-10			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-10- 95УХЛ2			
			КТН=10000/100	В				
			20186-00	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-11					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7					
379	РП-8 РУ-10 кВ яч. 11	ТТ	КТ=0,5S	А	ТОЛ-СЭЩ	12000	± 1,2 ± 2,4	± 3,0 ± 2,6					
			КТТ=600/5	В	-								
			51623-12	С	ТОЛ-СЭЩ								
		ТН	КТ=0,5	А	НАЛИ-СЭЩ								
			КТН=10000:√3/100:√3	В									
			51621-12	С									
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800									
			Ксч=1										
			31857-06										
389	ТП-10 кВ №104, РУ-0,4 кВ, с.ш. 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5S	А	Т-0,66 У3	80	± 1,0 ± 2,1	± 3,0 ± 2,5					
			КТТ=400/5	В	Т-0,66 У3								
			22656-07	С	Т-0,66 У3								
		ТН	Нет ТН										
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800								
				Ксч=1									
		31857-11											
		390	ТП-10 кВ №88, РУ-0,4 кВ, с.ш. 0,4 кВ, ввод-1 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5				А	Т-0,66 У3	80	± 1,0 ± 2,4	± 5,0 ± 4,0
					КТТ=400/5				В	Т-0,66 У3			
22656-07	С				Т-0,66 У3								
ТН	Нет ТН												
	Счетчик			КТ=0,5S/1	Альфа А1800								
				Ксч=1									
31857-11													
407	РП-1 РУ-10 кВ, ввод-1 1 с.ш. 10 кВ, яч.3			ТТ	КТ=0,5	А	ТОЛ-10	12000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0			
					КТТ=600/5	В	-						
		7069-02	С		ТОЛ-10								
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИТ-10								
			КТН=10000/100	В									
			16687-02	С									
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800									
			Ксч=1										
			31857-11										

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	
408	РП-1 РУ-10 кВ, ввод-2 2 с.ш. 10 кВ, яч.20	ТТ	КТ=0,5	А	ТОЛ-10	12000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0	
			КТТ=600/5	В	-				
			7069-02	С	ТОЛ-10				
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИТ-10				
			КТН=10000/100	В					
			16687-02	С					
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800					
			Ксч=1						
31857-11									
409	РП-1 РУ-10 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТТ	КТ=0,5	А	ТТЭ-А	20	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 4,0	
			КТТ=100/5	В	ТТЭ-А				
			32501-08	С	ТТЭ-А				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
		31857-11							
		410	РП-10 кВ №1, ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТТ	КТ=0,5				А
КТТ=100/5	В				ТТЭ-0,66				
67761-17	С				ТТЭ-0,66				
ТН	Нет ТН								
	Счетчик			КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-11									
411	ВРУ-0,4 кВ корпус №1, с.ш. 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ			ТТ	КТ=0,5	А	ТОП-0,66	20	± 1,0 ± 2,1
		КТТ=100/5	В		ТОП-0,66				
		47959-11	С		ТОП-0,66				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
		31857-11							
		412	ВРУ-0,4 кВ корпус №2, с.ш. 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	Т-0,66		
КТТ=200/5	В				Т-0,66				
22656-07	С				Т-0,66				
ТН	Нет ТН								
	Счетчик			КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-11									

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	
413	ТП-2х1000 кВА СургутНИПИнефть 10 кВ, РУ-0,4 кВ панель 2	ТТ	КТ=0,5S	А	ТШП-0,66	400	± 1,0 ± 2,1	± 3,0 ± 2,5	
			КТТ=2000/5	В	ТШП-0,66				
			15173-06	С	ТШП-0,66				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-06									
414	ТП-2х1000 кВА СургутНИПИнефть 10 кВ, РУ-0,4 кВ панель 5	ТТ	КТ=0,5S	А	ТШП-0,66	400	± 1,0 ± 2,1	± 3,0 ± 2,5	
			КТТ=2000/5	В	ТШП-0,66				
			15173-06	С	ТШП-0,66				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-06									
417	ТП НГДУ СН 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод №1 1 с.ш. 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТТИ-85	200	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 4,0	
			КТТ=1000/5	В	ТТИ-85				
			28139-12	С	ТТИ-85				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-11									
418	ТП НГДУ СН 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод №2 2 с.ш. 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТТЭ-100	200	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 4,0	
			КТТ=1000/5	В	ТТЭ-100				
			32501-08	С	ТТЭ-100				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-11									

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
421	РП-"Кедровый Лог" 6/0,4 кВ РУ-6 кВ яч.19	ТТ	КТ=0,5	А	ТОЛ-10	7200	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=600/5	В	-			
			7069-07	С	ТОЛ-10			
		ТН	КТ=0,2	А	НАМИ-10			
			КТН=6000/100	В				
			11094-87	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-11					
422	РП-"Кедровый Лог" 6/0,4 кВ РУ-6 кВ яч.12	ТТ	КТ=0,5	А	ТОЛ-10	7200	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=600/5	В	-			
			7069-07	С	ТОЛ-10			
		ТН	КТ=0,2	А	НАМИ-10			
			КТН=6000/100	В				
			11094-87	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-11					
423	РП-"Кедровый Лог" 6/0,4 кВ РУ-6 кВ яч.4	ТТ	КТ=0,5	А	ТЛК-10	2400	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=200/5	В	-			
			9143-06	С	ТЛК-10			
		ТН	КТ=0,2	А	НАМИ-10			
			КТН=6000/100	В				
			11094-87	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-11					
424	РП-"Кедровый Лог" 6/0,4 кВ РУ-6 кВ яч.5	ТТ	КТ=0,5	А	ТЛК-10	2400	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=200/5	В	-			
			9143-06	С	ТЛК-10			
		ТН	КТ=0,2	А	НАМИ-10			
			КТН=6000/100	В				
			11094-87	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-11					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	
433	ВРУ-0,4 кВ здания адм. произв. ул.60 лет Октября 8а Ввод №1	ТТ	КТ=0,5	А	ТШП-0,66	60	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 4,0	
			КТТ=300/5	В	ТШП-0,66				
			47957-11	С	ТШП-0,66				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-11									
434	ВРУ-0,4 кВ здания адм. произв. ул.60 лет Октября 8а Ввод №2	ТТ	КТ=0,5	А	ТШП-0,66	60	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 4,0	
			КТТ=300/5	В	ТШП-0,66				
			47957-11	С	ТШП-0,66				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-11									
435	ВРУ-0,4 кВ здания адм. ул.60 лет Ок- тября 8а Ввод №1	ТТ	КТ=0,5	А	Т-0,66	40	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 4,0	
			КТТ=200/5	В	Т-0,66				
			22656-07	С	Т-0,66				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-11									
436	ВРУ-0,4 кВ здания адм. ул.60 лет Ок- тября 8а Ввод №2	ТТ	КТ=0,5	А	Т-0,66	40	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 4,0	
			КТТ=200/5	В	Т-0,66				
			22656-07	С	Т-0,66				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-11									

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	
437	ВРУ-0,4 кВ Прачечной Ввод №1	ТТ	КТ=0,5	А	ТТН	80	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 4,0	
			КТТ=400/5	В	ТТН				
			58465-14	С	ТТН				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-11									
438	ВРУ-0,4 кВ Прачечной Ввод №2	ТТ	КТ=0,5	А	ТТН	80	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 4,0	
			КТТ=400/5	В	ТТН				
			58465-14	С	ТТН				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-11									
441	ВРУ-0,4 кВ Корпус спор- тивный Нефтяник, ввод №1 1 с.ш. 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТТН-30	40	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 4,0	
			КТТ=200/5	В	ТТН-30				
			41260-09	С	ТТН-30				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-11									
442	ВРУ-0,4 кВ Корпус спор- тивный Нефтяник, ввод №2 2 с.ш. 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТТН-30	40	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 4,0	
			КТТ=200/5	В	ТТН-30				
			41260-09	С	ТТН-30				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-11									

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	
443	ВРУ-0,4 кВ ФОК "Нефтя- ник" Ввод №1	ТТ	КТ=0,5	А	Т-0,66	80	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 4,0	
			КТТ=400/5	В	Т-0,66				
			22656-07	С	Т-0,66				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-11									
444	ВРУ-0,4 кВ ФОК "Нефтя- ник" Ввод №2	ТТ	КТ=0,5	А	Т-0,66	80	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 4,0	
			КТТ=400/5	В	Т-0,66				
			22656-07	С	Т-0,66				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-11									
447	КТПН-10 кВ №42, РУ-0,4 кВ, ввод с.ш. 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТШП-0,66	80	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 4,0	
			КТТ=400/5	В	ТШП-0,66				
			47957-11	С	ТШП-0,66				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-11									
454	ВРУ-0,4 кВ здания произв. адм. ул. Куку- евецкого 1 корпус 1, Ввод №1	ТТ	КТ=0,5	А	ТС-12	600	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0	
			КТТ=3000/5	В	ТС-12				
			26100-03	С	ТС-12				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-11									

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
455	ВРУ-0,4 кВ здания произв. адм. ул. Кукуе- вицкого 1 корпус 1, Ввод №2	ТТ	КТ=0,5	А	ТС-12	600	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
			КТТ=3000/5	В	ТС-12			
			26100-03	С	ТС-12			
		ТН	Нет ТН					
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800			
Ксч=1								
31857-11								
456	ВРУ-0,4 кВ здания производственного административного ул. Кукуевицкого 1, КЛ 0,4 кВ от 1 с.ш. 0,4 кВ, РП-102 6 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	КВU	600	не нормиру- ется	не нормиру- ется
			КТТ=3000/5	В	КВU			
			48803-11	С	КВU			
		ТН	Нет ТН					
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800			
Ксч=1								
31857-11								
457	ВРУ-0,4 кВ здания производственного административного ул. Кукуевицкого 1, КЛ 0,4 кВ от 2 с.ш. 0,4 кВ, РП-102 6 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	КВU	600	не нормиру- ется	не нормиру- ется
			КТТ=3000/5	В	КВU			
			48803-11	С	КВU			
		ТН	Нет ТН					
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800			
Ксч=1								
31857-11								
458	ВРУ1-0,4 кВ зда- ния производ- ственного админи- стративного ул. Губкина 21/1, ввод №1 1 с.ш. 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТШП-0,66	150	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 4,0
			КТТ=750/5	В	ТШП-0,66			
			15173-01	С	ТШП-0,66			
		ТН	Нет ТН					
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800			
Ксч=1								
31857-11								

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
459	ВРУ2-0,4 кВ здания производственного административного ул. Губкина 21/1, ввод №1 3 с.ш. 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТШП-0,66	150	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 4,0
			КТТ=750/5	В	ТШП-0,66			
			15173-01	С	ТШП-0,66			
		ТН	Нет ТН					
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800			
Ксч=1								
31857-11								
460	ВРУ2-0,4 кВ здания производственного административного ул. Губкина 21/1, ввод №2 4 с.ш. 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТШП-0,66	150	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 4,0
			КТТ=750/5	В	ТШП-0,66			
			15173-01	С	ТШП-0,66			
		ТН	Нет ТН					
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800			
Ксч=1								
31857-11								
461	ВРУ1-0,4 кВ здания произв. адм. ул. Губкина 21/1, Ввод №2	ТТ	КТ=0,5	А	ТШП-0,66	150	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 4,0
			КТТ=750/5	В	ТШП-0,66			
			15173-01	С	ТШП-0,66			
		ТН	Нет ТН					
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800			
Ксч=1								
31857-11								
462	ВРУ-0,4 кВ здания произв. адм. ул. Губкина 13, Ввод №1	ТТ	КТ=0,5	А	ТШП-0,66	160	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 4,0
			КТТ=800/5	В	ТШП-0,66			
			47957-11	С	ТШП-0,66			
		ТН	Нет ТН					
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800			
Ксч=1								
31857-06								

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	
463	ВРУ-0,4 кВ здания производственного административного ул. Губкина 13, с.ш. 0,4 кВ, ввод-2 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТШП	160	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 4,0	
			КТТ=800/5	В	ТШП				
			47957-11	С	ТШП				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-11									
465	ВРУ-0,4 кВ здания произв. адм. ул. Губкина 13А, Ввод №1	ТТ	КТ=0,5	А	ТТН-30	40	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 4,0	
			КТТ=200/5	В	ТТН-30				
			58465-14	С	ТТН-30				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-11									
466	ВРУ-0,4 кВ здания произв. адм. ул. Губкина 13А, Ввод №2	ТТ	КТ=0,5	А	ТТН-30	40	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 4,0	
			КТТ=200/5	В	ТТН-30				
			58465-14	С	ТТН-30				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-11									
467	ВРУ-0,4 кВ здания произв. адм. ул.Ленина 55/1, Ввод №1	ТТ	КТ=0,5	А	ТШП-0,66	80	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 4,0	
			КТТ=400/5	В	ТШП-0,66				
			47957-11	С	ТШП-0,66				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-11									

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	
468	ВРУ-0,4 кВ здания произв. адм. ул.Ленина 55/1, Ввод №2	ТТ	КТ=0,5	А	ТШП-0,66	80	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 4,0	
			КТТ=400/5	В	ТШП-0,66				
			47957-11	С	ТШП-0,66				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-11									
471	ВРУ-0,4 кВ треста "Сургутремстрой" Ввод №1	ТТ	КТ=0,5	А	ТШП-0,66	80	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 4,0	
			КТТ=400/5	В	ТШП-0,66				
			47957-11	С	ТШП-0,66				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-11									
472	ВРУ-0,4 кВ треста "Сургутремстрой" Ввод №2	ТТ	КТ=0,5	А	ТШП-0,66	80	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 4,0	
			КТТ=400/5	В	ТШП-0,66				
			47957-11	С	ТШП-0,66				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-11									
475	ВРУ-0,4 кВ РИИЦ "Нефть Приобья" Ввод №1	ТТ	КТ=0,5	А	ТШП-0,66	80	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 4,0	
			КТТ=400/5	В	ТШП-0,66				
			47957-11	С	ТШП-0,66				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-11									

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	
476	ВРУ-0,4 кВ РИИЦ "Нефть Приобья" Ввод №2	ТТ	КТ=0,5	А	ТШП-0,66	80	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 4,0	
			КТТ=400/5	В	ТШП-0,66				
			47957-11	С	ТШП-0,66				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-11									
479	ЩСУ-0,4 кВ АБК УВСИНГ ПАО "Сургут- нефтегаз", ввод №1 1 с.ш. 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	Т-0,66	120	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 4,0	
			КТТ=600/5	В	Т-0,66				
			22656-07	С	Т-0,66				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-11									
480	ЩСУ-0,4 кВ АБК УВСИНГ ПАО "Сургут- нефтегаз", ввод №2 2 с.ш. 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	Т-0,66	120	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 4,0	
			КТТ=600/5	В	Т-0,66				
			22656-07	С	Т-0,66				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-11									
481	РУ-0,4 кВ ЗПА ТПУ, ввод №1 1 с.ш. 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТШП-0,66	80	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 4,0	
			КТТ=400/5	В	ТШП-0,66				
			47957-11	С	ТШП-0,66				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-11									

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
482	РУ-0.4 кВ ЗПА ТПУ, ввод №2 2 с.ш. 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТШП-0,66	80	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 4,0
			КТТ=400/5	В	ТШП-0,66			
			47957-11	С	ТШП-0,66			
		Счетчик	Нет ТН					
			КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
31857-11								
483	ВРУ-0,4 кВ адм. здания УПРР Ввод №1	ТТ	КТ=0,5	А	ТОП-0,66	40	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 4,0
			КТТ=200/5	В	ТОП-0,66			
			15174-01	С	ТОП-0,66			
		Счетчик	Нет ТН					
			КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
31857-11								
484	ВРУ-0,4 кВ адм. здания УПРР Ввод №2	ТТ	КТ=0,5	А	ТОП-0,66	40	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 4,0
			КТТ=200/5	В	ТОП-0,66			
			15174-01	С	ТОП-0,66			
		Счетчик	Нет ТН					
			КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
31857-11								
485	ВРУ-0,4 кВ ПАО "Сургутнефтегаз" Здание производственное административное, ввод №1 с.ш. 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5S	А	ТШП-0,66	60	± 1,0 ± 2,1	± 3,0 ± 2,5
			КТТ=300/5	В	ТШП-0,66			
			15173-06	С	ТШП-0,66			
		Счетчик	Нет ТН					
			КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
31857-11								

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	
486	ВРУ-0,4 кВ ПАО "Сургутнефтегаз" Здание производственное административное, ввод №2 с.ш. 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5S	A	ТШП-0,66	60	± 1,0 ± 2,1	± 3,0 ± 2,5	
			КТТ=300/5	B	ТШП-0,66				
			15173-06	C	ТШП-0,66				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-11									
487	РП-1-0,4 кВ, с.ш. 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5	A	ТОП-0,66	20	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 4,0	
			КТТ=100/5	B	ТОП-0,66				
			44142-11	C	ТОП-0,66				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-11									
488	РП-10 кВ №132, яч.№11, КЛ-10 кВ в сторону 2КТПГ-10 кВ 2х250 кВА АЗС ПТФ СНСТ	ТТ	КТ=0,5	A	ТОЛ-СЭЩ-10	2000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0	
			КТТ=100/5	B	-				
			32139-06	C	ТОЛ-СЭЩ-10				
		ТН	КТ=0,5	A	НТМИ-10-66 УЗ				
			КТН=10000/100	B					
			831-69	C					
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
489	РП-10кВ №132, яч.№12, КЛ-10 кВ в сторону 2КТПГ-10 кВ 2х250 кВА АЗС ПТФ СНСТ	ТТ	КТ=0,5	A	ТОЛ-СЭЩ-10	2000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0	
			КТТ=100/5	B	-				
			32139-06	C	ТОЛ-СЭЩ-10				
		ТН	КТ=0,5	A	НТМИ-10-66 УЗ				
			КТН=10000/100	B					
			831-69	C					
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	
490	ВРУ-0,4 кВ теплой стоянки Ввод-1	ТТ	КТ=0,5	А	ТШП-0,66	80	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 4,0	
			КТТ=400/5	В	ТШП-0,66				
			64182-16	С	ТШП-0,66				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-11									
491	ВРУ-0,4 кВ теплой стоянки Ввод-2	ТТ	КТ=0,5	А	ТШП-0,66	80	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 4,0	
			КТТ=400/5	В	ТШП-0,66				
			64182-16	С	ТШП-0,66				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-11									
492	РУ-0.4 кВ Мойки авто- транспорта, ввод №1 с.ш. 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТШП-0,66	80	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 4,0	
			КТТ=400/5	В	ТШП-0,66				
			64182-16	С	ТШП-0,66				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-11									
493	ВРУ-0,4 кВ Здание вахто- вых перевозок Автовокзал г.Сургут, Ввод- 1 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТШП	80	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 4,0	
			КТТ=400/5	В	ТШП				
			64182-16	С	ТШП				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-11									

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	
494	ВРУ-0,4 кВ Здание вахто- вых перевозок Автовокзал г.Сургут, Ввод-2 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТОП 0,66	40	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 4,0	
			КТТ=200/5	В	ТОП 0,66				
			15174-01	С	ТОП 0,66				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-11									
495	ВРУ-0,4 кВ ИДК СМТ-1, с.ш. 0,4 кВ, ввод-1 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5S	А	ТТИ	80	± 1,0 ± 2,1	± 3,0 ± 2,5	
			КТТ=750/5	В	ТТИ				
			81837-21	С	ТТИ				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-11									
496	ВРУ-0,4 кВ ИДК СМТ-1, с.ш. 0,4 кВ, ввод-2 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5S	А	ТТИ	80	± 1,0 ± 2,1	± 3,0 ± 2,5	
			КТТ=750/5	В	ТТИ				
			81837-21	С	ТТИ				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-11									
497	ВРУ-0,4 кВ ИДК СМТ-1, с.ш. 0,4 кВ, 1-ШР-9	ТТ	КТ=0,5S	А	ТТИ	40	± 1,0 ± 2,1	± 3,0 ± 2,5	
			КТТ=100/5	В	ТТИ				
			81837-21	С	ТТИ				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-11									

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
504	КТПН-10 кВ 400 кВА, РУ-0,4 кВ, ввод с.ш. 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТОП-0,66 УЗ	40	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 4,0
			КТТ=200/5	В	ТОП-0,66 УЗ			
			47959-11	С	ТОП-0,66 УЗ			
		ТН	Нет ТН					
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
Ксч=1								
31857-11								
505	ВРУ-0,4 кВ ИЭВЦ 1ГРЩ-2 Ввод №1	ТТ	КТ=0,5	А	ТШП-0,66	120	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 4,0
			КТТ=600/5	В	ТШП-0,66			
			15173-01	С	ТШП-0,66			
		ТН	Нет ТН					
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
Ксч=1								
31857-11								
506	ВРУ-0,4 кВ ИЭВЦ 1ГРЩ-2 Ввод №2	ТТ	КТ=0,5	А	ТШП-0,66	120	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 4,0
			КТТ=600/5	В	ТШП-0,66			
			15173-01	С	ТШП-0,66			
		ТН	Нет ТН					
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
Ксч=1								
31857-11								
516	ТП-2х1000 кВА Сургут- НИПИнефть 10 кВ, РУ- 0,4 кВ, панель 1 АВ-0,4 кВ QF1, КЛ-0,4 кВ в сто- рону ВРУ-0,4 кВ адми- нистративного здания ООО "Юграпрофбез- опасность"	ТТ	КТ=0,5S	А	ТОП-0,66	20	± 1,0 ± 2,1	± 3,0 ± 2,5
			КТТ=100/5	В	ТОП-0,66			
			15174-06	С	ТОП-0,66			
		ТН	Нет ТН					
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
Ксч=1								
31857-11								

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	
517	ТП-2х1000 кВА СургутНИПИнефть 10 кВ, РУ-0,4 кВ, панель 7 АВ-0,4 кВ QF1, КЛ-0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ административного- бытового корпуса ФГУП "РТС" "Урало-Сибирский региональный центр"	ТТ	КТ=0,5S	A	ТОП-0,66	20	± 1,0 ± 2,1	± 3,0 ± 2,5	
			КТТ=100/5	B	ТОП-0,66				
			15174-06	C	ТОП-0,66				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
		31857-11							
518	ТП-2х1000 кВА СургутНИПИнефть 10 кВ, РУ-0,4 кВ, панель 3 АВ-0,4 кВ QF2, КЛ-0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ административного- бытового корпуса КУ "Сургутский лесхоз"	ТТ	КТ=0,5S	A	ТОП-0,66	20	± 1,0 ± 2,1	± 3,0 ± 2,5	
			КТТ=100/5	B	ТОП-0,66				
			15174-06	C	ТОП-0,66				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
		31857-11							
519	ТП-2х1000 кВА СургутНИПИнефть 10 кВ, РУ-0,4 кВ, панель 1 АВ-0,4 кВ QF3, КЛ-0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ административного- бытового корпуса ООО "ФРЕГАТ"	ТТ	КТ=0,5S	A	ТОП-0,66	30	± 1,0 ± 2,1	± 3,0 ± 2,5	
			КТТ=150/5	B	ТОП-0,66				
			15174-06	C	ТОП-0,66				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
		31857-11							

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	
520	ТП-2х1000 кВА СургутНИПИнефть 10 кВ, РУ-0,4 кВ, панель 3 АВ-0,4 кВ QF4, КЛ-0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ административного- бытового корпуса УМВД г.Сургута	ТТ	КТ=0,5	А	ТТИ-30	40	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 4,0	
			КТТ=200/5	В	ТТИ-30				
			28139-12	С	ТТИ-30				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-11									
521	ТП-2х1000 кВА СургутНИПИнефть 10 кВ, РУ-0,4 кВ, панель 8 АВ-0,4 кВ QF4, КЛ-0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ административного- бытового корпуса УМВД г.Сургута	ТТ	КТ=0,5	А	ТТИ-30	40	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 4,0	
			КТТ=200/5	В	ТТИ-30				
			28139-12	С	ТТИ-30				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-11									
522	ПС 110 кВ "До- рожная" ОРУ-35 кВ ВЛ- 35 кВ Озерная-1	ТТ	КТ=0,5S	А	GIF 40.5	28000	± 1,0 ± 2,1	± 3,0 ± 2,5	
			КТТ=400/5	В	-				
			30368-10	С	GIF 40.5				
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1				
			КТН=35000/100	В					
			19813-09	С					
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
523	ПС 110 кВ "Дорожная" ОРУ-35 кВ ВЛ-35 кВ Озерная-2	ТТ	КТ=0,5S	A	GIF 40.5	28000	± 1,0 ± 2,1	± 3,0 ± 2,5
			КТТ=400/5	B	-			
			30368-10	C	GIF 40.5			
		ТН	КТ=0,5	A	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000/100	B				
			19813-09	C				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-11					
524	РП-"Кедровый Лог" 6/0,4 кВ РУ-6 кВ яч.3	ТТ	КТ=0,5	A	ТЛК10	1800	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 4,0
			КТТ=150/5	B	-			
			9143-83	C	ТЛК10			
		ТН	КТ=0,2	A	НАМИ-10			
			КТН=6000/100	B				
			11094-87	C				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-11					
525	РП-"Кедровый Лог" 6/0,4 кВ РУ-6 кВ яч.7	ТТ	КТ=0,5	A	ТЛК10	1800	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 4,0
			КТТ=150/5	B	-			
			9143-83	C	ТЛК10			
		ТН	КТ=0,2	A	НАМИ-10			
			КТН=6000/100	B				
			11094-87	C				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-11					
526	ПС 110 кВ "Юрская" ОРУ-110 кВ Ввод-1	ТТ	КТ=0,5S	A	ТРГ-110	66000	± 1,0 ± 1,7	± 2,2 ± 2,7
			КТТ=300/5	B	ТРГ-110			
			49201-12	C	ТРГ-110			
		ТН	КТ=0,2	A	ЗНГ-110			
			КТН=110000:√3/100:√3	B	ЗНГ-110			
			41794-09	C	ЗНГ-110			
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-11					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
527	ПС 110 кВ "Юрская" ОРУ-110 кВ Ввод-2	ТТ	КТ=0,5S	A	ТРГ-110	66000	± 1,0 ± 1,7	± 2,2 ± 2,7
			КТТ=300/5	B	ТРГ-110			
			49201-12	C	ТРГ-110			
		ТН	КТ=0,2	A	ЗНГ-110			
			КТН=110000:√3/100:√3	B	ЗНГ-110			
			41794-09	C	ЗНГ-110			
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-11					

530	СП 35 кВ "Тром" ВВОД-1	ТТ	КТ=0,5S	A	АСН-36	42000	± 1,2 ± 2,5	± 1,8 ± 2,9
			КТТ=600/5	B	-			
			51004-12	C	АСН-36			
		ТН	КТ=0,5	A	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000/100	B				
			19813-09	C				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					

531	СП 35 кВ "Тром" ТСН-1 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5S	A	ТОП-0,66 УЗ	20	± 1,0 ± 2,1	± 1,6 ± 2,6
			КТТ=100/5	B	ТОП-0,66 УЗ			
			15174-06	C	ТОП-0,66 УЗ			
		ТН	Нет ТН					
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800			
		Ксч=1						
		31857-06						

532	ПС 10 кВ №54 ЗРУ-10 кВ ШМ-10 1Т	ТТ	КТ=0,5S	A	ТОЛ-СЭЩ	30000	± 1,2 ± 2,5	± 1,8 ± 2,9
			КТТ=1500/5	B	ТОЛ-СЭЩ			
			51623-12	C	ТОЛ-СЭЩ			
		ТН	КТ=0,5	A	НАЛИ-СЭЩ			
			КТН=10000/100	B				
			51621-12	C				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-11					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
533	ПС 10 кВ №54 ЗРУ-10 кВ ШМ-10 2Т	ТТ	КТ=0,5S	А	ТОЛ-СЭЩ	30000	± 1,2 ± 2,5	± 1,8 ± 2,9
			КТТ=1500/5	В	ТОЛ-СЭЩ			
			51623-12	С	ТОЛ-СЭЩ			
		ТН	КТ=0,5	А	НАЛИ-СЭЩ			
			КТН=10000/100	В				
			51621-12	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
534	ВЛ-6 кВ ф.КНС-3-25, оп. 206, в сто- рону КТПН 6 кВ ПОК Ряби- нушка, ПКУ столбовой 6 кВ	ТТ	КТ=0,5S	А	ТВ-ЭК	3600	± 1,2 ± 2,5	± 1,8 ± 2,9
			КТТ=300/5	В	ТВ-ЭК			
			39966-10	С	ТВ-ЭК			
		ТН	КТ=0,5	А	ЗНОЛП- НТЗ-6			
			КТН=6000:√3/100:√3	В	ЗНОЛП- НТЗ-6			
			51676-12	С	ЗНОЛП- НТЗ-6			
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-11					
537	ПС 110 кВ "Родниковая" ЗРУ-6 кВ "Родниковая" яч.16	ТТ	КТ=0,5S	А	ТОЛ-10	1800	± 1,2 ± 2,5	± 1,8 ± 2,9
			КТТ=150/5	В	-			
			47959-11	С	ТОЛ-10			
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-6-66			
			КТН=6000/100	В				
			2611-70	С				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-11					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7					
540	СП 35 кВ "Тром" ввод-2	ТТ	КТ=0,5S	A	АСН-36	42000	± 1,2 ± 2,5	± 1,8 ± 2,9					
			КТТ=600/5	B	-								
			51004-12	C	АСН-36								
		ТН	КТ=0,5	A	НАМИ-35 УХЛ1								
			КТН=35000/100	B									
			19813-09	C									
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800									
			Ксч=1										
			31857-11										
541	СП 35 кВ "Тром" ТСН-2 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5S	A	Т-0,66М У3	10	± 1,0 ± 2,1	± 1,6 ± 2,6					
			КТТ=50/5	B	Т-0,66М У3								
			36382-07	C	Т-0,66М У3								
		ТН	Нет ТН										
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800								
				Ксч=1									
		31857-11											
		542	ПС 110 кВ Савуйская, ОРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ ПС-357-1	ТТ	КТ=0,5				A	ТФЗМ35А-ХЛ1	14000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0
					КТТ=200/5				B	-			
8555-81	C				ТФЗМ35А-ХЛ1								
ТН	КТ=0,5			A	НАМИ-35 УХЛ1								
	КТН=35000/100			B									
	19813-09			C									
Счетчик	КТ=0,5S/1			Альфа А1800									
	Ксч=1												
	31857-11												
555	ТП 10 кВ №43, РУ-0,4 кВ, ввод-1 1 с.ш. 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5	A	ТШП-0,66	120	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 4,0					
			КТТ=600/5	B	ТШП-0,66								
			15173-06	C	ТШП-0,66								
		ТН	Нет ТН										
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800								
				Ксч=1									
		31857-11											

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	
556	ТП 10 кВ №43, РУ-0,4 кВ, ввод-2 2 с.ш. 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТШП-0,66	120	± 1,0 ± 2,1	± 5,0 ± 4,0	
			КТТ=600/5	В	ТШП-0,66				
			15173-06	С	ТШП-0,66				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-11									
559	ГРЩ 1 0,4 кВ, секция 1, ввод с.ш. 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТС-10	400	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0	
			КТТ=2000/5	В	ТС-10				
			26100-03	С	ТС-10				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-11									
560	ГРЩ 1 0,4 кВ, секция 2, ввод с.ш. 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТС-10	400	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0	
			КТТ=2000/5	В	ТС-10				
			26100-03	С	ТС-10				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-11									
561	ГРЩ 2 0,4 кВ, секция 1, ввод с.ш. 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТС-10	400	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0	
			КТТ=2000/5	В	ТС-10				
			26100-03	С	ТС-10				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-11									

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	
562	ГРЩ 2 0,4 кВ, секция 2, ввод с.ш. 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТС-10	400	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,0	
			КТТ=2000/5	В	ТС-10				
			26100-03	С	ТС-10				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-11									
563	ВРУ-0,4 кВ зда- ние производ- ственное админи- стративное ул. Энтузиастов мкр.6, ввод №1 с.ш. 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5S	А	ТСН10	320	± 1,0 ± 2,1	± 3,0 ± 2,5	
			КТТ=1600/5	В	ТСН10				
			26100-03	С	ТСН10				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-11									
564	ВРУ-0,4 кВ зда- ние производ- ственное админи- стративное ул. Энтузиастов мкр.6, ввод №2 с.ш. 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5S	А	ТСН10	320	± 1,0 ± 2,1	± 3,0 ± 2,5	
			КТТ=1600/5	В	ТСН10				
			26100-03	С	ТСН10				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-11									
567	ПС 110 кВ Солкино ОРУ-35 кВ ВЛ-35 кВ КНС 13-1	ТТ	КТ=0,5S	А	GIF 40.5	28000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,2	
			КТТ=400/5	В	GIF 40.5				
			30368-05	С	GIF 40.5				
		ТН	КТ=0,5	А	GEF 40.5				
			КТН=35000:√3/100:√3	В	GEF 40.5				
			30373-10	С	GEF 40.5				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-06						

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
568	ПС 110 кВ Солки- но ОРУ-35 кВ ВЛ-35 кВ КНС 13-2	ТТ	КТ=0,5S	A	GIF 40.5	28/000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,2
			КТТ=400/5	B	GIF 40.5			
			30368-05	C	GIF 40.5			
		ТН	КТ=0,5	A	GEF 40.5			
			КТН=35000:√3/100:√3	B	GEF 40.5			
			30373-10	C	GEF 40.5			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
569	ПС 110 кВ Солки- но ОРУ-35 кВ ВЛ-35 кВ КНС 11-1	ТТ	КТ=0,5S	A	GIF 40.5	28000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,2
			КТТ=400/5	B	GIF 40.5			
			30368-05	C	GIF 40.5			
		ТН	КТ=0,5	A	GEF 40.5			
			КТН=35000:√3/100:√3	B	GEF 40.5			
			30373-10	C	GEF 40.5			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
570	ПС 110 кВ Солки- но ОРУ-35 кВ ВЛ-35 кВ КНС 11-2	ТТ	КТ=0,5S	A	GIF 40.5	28000	± 1,2 ± 2,4	± 5,0 ± 3,2
			КТТ=400/5	B	GIF 40.5			
			30368-05	C	GIF 40.5			
		ТН	КТ=0,5	A	GEF 40.5			
			КТН=35000:√3/100:√3	B	GEF 40.5			
			30373-10	C	GEF 40.5			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-06					
571	ВРУ-2 ЗПА Ввод-1 0,4 кВ ул.Г.Кукуевицкого, 5/2	ТТ	КТ=0,2S	A	TCH8	160	± 1,2 ± 2,2	± 2,0 ± 2,9
			КТТ=800/5	B	TCH8			
			26100-03	C	TCH8			
		ТН	Нет ТН					
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800			
		Ксч=1						
		31857-11						

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	
572	ВРУ-1 ЗПА Ввод-1 0,4 кВ ул.Г.Кукуевицкого, 5/2	ТТ	КТ=0,2S	A	ТСН10	320	± 1,2 ± 2,2	± 2,0 ± 2,9	
			КТТ=1600/5	B	ТСН10				
			26100-03	C	ТСН10				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-11									
573	ВРУ-2 ЗПА Ввод-2 0,4 кВ ул.Г.Кукуевицкого, 5/2	ТТ	КТ=0,2S	A	ТСН8	160	± 1,2 ± 2,2	± 2,0 ± 2,9	
			КТТ=800/5	B	ТСН8				
			26100-03	C	ТСН8				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-11									
574	ВРУ-1 ЗПА Ввод-2 0,4 кВ ул.Г.Кукуевицкого, 5/2	ТТ	КТ=0,2S	A	ТСН10	320	± 1,2 ± 2,2	± 2,0 ± 2,9	
			КТТ=1600/5	B	ТСН10				
			26100-03	C	ТСН10				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-11									
577	ПС 110 кВ Федоровская, ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ ЦПС-1	ТТ	КТ=0,5S	A	ТОЛ-35 УХЛ1	42000	± 1,0 ± 1,7	± 2,2 ± 2,7	
			КТТ=600/5	B	ТОЛ-35 УХЛ1				
			47959-16	C	ТОЛ-35 УХЛ1				
		ТН	КТ=0,2	A	НАМИ-35 УХЛ1				
			КТН=35000/100	B					
			60002-15	C					
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
578	ПС 110 кВ Федоровская, ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ ЦПС-2	ТТ	КТ=0,5S	A	ТОЛ-35 УХЛ1	42000	± 1,0 ± 1,7	± 2,2 ± 2,7
			КТТ=600/5	B	ТОЛ-35 УХЛ1			
			47959-16	C	ТОЛ-35 УХЛ1			
		ТН	КТ=0,2	A	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000/100	B				
			60002-15	C				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-11					
579	ПС 110 кВ Федоровская, ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Куст 157-1	ТТ	КТ=0,5S	A	ТОЛ-35 УХЛ1	42000	± 1,0 ± 1,7	± 2,2 ± 2,7
			КТТ=600/5	B	ТОЛ-35 УХЛ1			
			47959-16	C	ТОЛ-35 УХЛ1			
		ТН	КТ=0,2	A	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000/100	B				
			60002-15	C				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-11					
580	ПС 110 кВ Федоровская, ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Куст 157-2	ТТ	КТ=0,5S	A	ТОЛ-35 УХЛ1	42000	± 1,0 ± 1,7	± 2,2 ± 2,7
			КТТ=600/5	B	ТОЛ-35 УХЛ1			
			47959-16	C	ТОЛ-35 УХЛ1			
		ТН	КТ=0,2	A	НАМИ-35 УХЛ1			
			КТН=35000/100	B				
			60002-15	C				
		Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
			Ксч=1					
			31857-11					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	
583	ГРЩ 1 0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, Ввод №1-1 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5S	A	ТШП-0,66	80	± 1,0 ± 2,1	± 3,0 ± 2,5	
			КТТ=400/5	B	ТШП-0,66				
			64182-16	C	ТШП-0,66				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-06									
584	ГРЩ 1 0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, Ввод №2-1 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5S	A	ТШП-0,66	80	± 1,0 ± 2,1	± 3,0 ± 2,5	
			КТТ=400/5	B	ТШП-0,66				
			64182-16	C	ТШП-0,66				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-06									
585	ГРЩ 2 0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, Ввод №1-2 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5S	A	ТШП-0,66	120	± 1,0 ± 2,1	± 3,0 ± 2,5	
			КТТ=600/5	B	ТШП-0,66				
			64182-16	C	ТШП-0,66				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-11									
586	ГРЩ 2 0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, Ввод №2-2 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5S	A	ТШП-0,66	120	± 1,0 ± 2,1	± 3,0 ± 2,5	
			КТТ=600/5	B	ТШП-0,66				
			64182-16	C	ТШП-0,66				
		ТН	Нет ТН						
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800				
				Ксч=1					
31857-11									

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
587	ГРЩ 3 0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, Ввод №1-3 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5S	A	ТШП-0,66	120	± 1,0 ± 2,1	± 3,0 ± 2,5
			КТТ=600/5	B	ТШП-0,66			
			64182-16	C	ТШП-0,66			
		ТН	Нет ТН					
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800			
Ксч=1								
31857-06								
588	ГРЩ 3 0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, Ввод №2-3 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5S	A	ТШП-0,66	120	± 1,0 ± 2,1	± 3,0 ± 2,5
			КТТ=600/5	B	ТШП-0,66			
			64182-16	C	ТШП-0,66			
		ТН	Нет ТН					
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800			
Ксч=1								
31857-06								
589	ВРУ-1 0,4 кВ 3да- ние производ- ственно админи- стративное ул. Игоря Киртбая 2 кабинет 107, 1 с.ш. 0,4 кВ, Ввод- 1 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5S	A	ТШП	120	± 1,0 ± 2,1	± 3,0 ± 2,5
			КТТ=600/5	B	ТШП			
			64182-16	C	ТШП			
		ТН	Нет ТН					
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800			
Ксч=1								
31857-11								
590	ВРУ-1 0,4 кВ 3да- ние производ- ственно админи- стративное ул. Игоря Киртбая 2 кабинет 107, 2 с.ш. 0,4 кВ, Ввод- 2 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5S	A	ТШП	120	± 1,0 ± 2,1	± 3,0 ± 2,5
			КТТ=600/5	B	ТШП			
			64182-16	C	ТШП			
		ТН	Нет ТН					
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800			
Ксч=1								
31857-11								

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
591	ВРУ-2 0,4 кВ Здание производственно административное ул. Игоря Киртбая 2 кабинет 107, 1 с.ш. 0,4 кВ, Ввод-1 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5S	A	ТШП	120	± 1,0 ± 2,1	± 3,0 ± 2,5
			КТТ=600/5	B	ТШП			
			64182-16	C	ТШП			
		ТН	Нет ТН					
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800			
Ксч=1								
31857-06								
592	ВРУ-2 0,4 кВ Здание производственно административное ул. Игоря Киртбая 2 кабинет 107, 2 с.ш. 0,4 кВ, Ввод-2 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5S	A	ТШП	120	± 1,0 ± 2,1	± 3,0 ± 2,5
			КТТ=600/5	B	ТШП			
			64182-16	C	ТШП			
		ТН	Нет ТН					
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800			
Ксч=1								
31857-06								
593	ВРУ-1 0,4 кВ Здание архива ул. Игоря Киртбая 2/1 кабинет 104, 1 с.ш. 0,4 кВ, Ввод-1 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5S	A	ТШП	50	± 1,0 ± 2,1	± 3,0 ± 2,5
			КТТ=250/5	B	ТШП			
			64182-16	C	ТШП			
		ТН	Нет ТН					
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800			
Ксч=1								
31857-11								
594	ВРУ-1 0,4 кВ Здание архива ул. Игоря Киртбая 2/1 кабинет 104, 2 с.ш. 0,4 кВ, Ввод-2 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5S	A	ТШП	50	± 1,0 ± 2,1	± 3,0 ± 2,5
			КТТ=250/5	B	ТШП			
			64182-16	C	ТШП			
		ТН	Нет ТН					
			Счетчик	КТ=0,5S/1	Альфа А1800			
Ксч=1								
31857-11								

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	
595	ВРУ 1 0,4 кВ Автостоянки г. Сургут Тю- менский тракт 3/1, 1 с.ш. 0,4 кВ, ввод №1 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5S	A	ТШП-0,66	60	± 1,0 ± 2,1	± 3,0 ± 2,5	
			КТТ=300/5	B	ТШП-0,66				
			47957-11	C	ТШП-0,66				
		ТН	Нет ТН		Альфа А1800				
			Счетчик	КТ=0,5S/1					
				Ксч=1					
31857-06									
596	ВРУ 1 0,4 кВ Автостоянки г. Сургут Тю- менский тракт 3/1, 2 с.ш. 0,4 кВ, ввод №2 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5S	A	ТШП-0,66	60	± 1,0 ± 2,1	± 3,0 ± 2,5	
			КТТ=300/5	B	ТШП-0,66				
			47957-11	C	ТШП-0,66				
		ТН	Нет ТН		Альфа А1800				
			Счетчик	КТ=0,5S/1					
				Ксч=1					
31857-06									
597	ВРУ-1-1 0,4 кВ, с.ш. 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5S	A	ТОП-0,66	∞	± 1,0 ± 2,1	± 3,0 ± 2,5	
			КТТ=40/5	B	ТОП-0,66				
			47959-16	C	ТОП-0,66				
		ТН	Нет ТН		Альфа А1800				
			Счетчик	КТ=0,5S/1					
				Ксч=1					
31857-06									
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы време- ни компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), (±Δ), с							± 5		
Примечания: 1 В графе 6 «Основная погрешность ИК, %» приведены границы погрешности измерений электри- ческой энергии и мощности при доверительной вероятности P=0,95; cosφ=0,87 (sinφ=0,5) и токе ТТ, равном I _{ном} . 2 В графе 7 «Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, %» приведены границы погреш- ности измерений электрической энергии и мощности при доверительной вероятности P=0,95; cosφ=0,5 (sinφ=0,87) и токе ТТ, равном 10 % от I _{ном} . 3 Для ИК с № 526 по № 541 в графе 7 «Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, %» при- ведены границы погрешности измерений электрической энергии и мощности при доверительной вероятности P=0,95; cosφ=0,87 (sinφ=0,5) и токе ТТ, равном 10 % от I _{ном} .									

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	315
Нормальные условия: - температура окружающего воздуха (для ТТ и ТН), °С - температура окружающего воздуха (для счетчиков), °С - температура окружающего воздуха (для ИВК), °С - напряжение питающей сети переменного тока, В - частота питающей сети переменного тока, Гц - диапазон силы тока, А - диапазон коэффициента мощности $\cos\phi$ ($\sin\phi$) - магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от -40 до +50 от +21 до +25 от +10 до +30 (0,99 - 1,01)$I_{ном}$ от 49,85 до 50,15 (0,01 - 1,2)$I_{ном}$ от 0,8 до 1,0 (от 0,6 до 0,5) 0,05
Условия эксплуатации: Для ТТ и ТН: - параметры сети: а) диапазон первичного напряжения, В б) диапазон силы первичного тока, А - коэффициент мощности $\cos\phi$ ($\sin\phi$) - частота, Гц - температура окружающего воздуха, °С Для счетчиков электроэнергии: - параметры сети: а) диапазон вторичного напряжения, В б) диапазон силы вторичного тока, А - коэффициент мощности $\cos\phi$ ($\sin\phi$) - частота, Гц - температура окружающего воздуха, °С - магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	(от 0,9 до 1,1)$I_{ном1}$ (от 0,01 до 1,2)$I_{ном1}$ от 0,8 до 1,0 (от 0,6 до 0,5) от 49,6 до 50,04 от -40 до +50 (от 0,9 до 1,1)$I_{ном2}$ (от 0,01 до 1,2)$I_{ном2}$ от 0,8 до 1,0 (от 0,6 до 0,5) от 49,6 до 50,04 от +10 до +30 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее Сервер точного времени PPS200/1U19GNSS-NTP: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 25000
Глубина хранения информации Счетчики электроэнергии Альфа А1800: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее Сервер ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 3,5

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	315
Измерительный трансформатор тока	ТРГ-УЭТМ-220-II ХЛ1	6
Измерительный трансформатор тока	ТРГ-УЭТМ	6
Измерительный трансформатор тока	ТРГ-110	6
Измерительный трансформатор тока	ТФЗМ-110Б-IV ХЛ1	15
Измерительный трансформатор тока	ТФЗМ-110Б-I ХЛ1	3
Измерительный трансформатор тока	ТФЗМ35А-ХЛ1	38
Измерительный трансформатор тока	ТФЗМ 35А-ХЛ1	12
Измерительный трансформатор тока	ТФЗМ-35А-У1	16
Измерительный трансформатор тока	ТФЗМ-35Б-I ХЛ1	8
Измерительный трансформатор тока	ТФЗМ-35Б-I У1	2
Измерительный трансформатор тока	ТФН-35М	14
Измерительный трансформатор тока	ТФМ-35-II	2
Измерительный трансформатор тока	ТВЭ-35 УХЛ2	18
Измерительный трансформатор тока	ТОЛ-35 УХЛ1	12
Измерительный трансформатор тока	ТЛМ-10	2
Измерительный трансформатор тока	ТЛК-10	4
Измерительный трансформатор тока	ТЛК10	22
Измерительный трансформатор тока	ТЛК-10-6 У2	3
Измерительный трансформатор тока	ТЛК10-6 У3	29
Измерительный трансформатор тока	ТОЛ-СВЭЛ	2
Измерительный трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10-21 У2	14
Измерительный трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10-21	18
Измерительный трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10-01	6
Измерительный трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	13
Измерительный трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	30
Измерительный трансформатор тока	ТОЛ-10-I-1 У2	12
Измерительный трансформатор тока	ТОЛ 10-1	4
Измерительный трансформатор тока	ТОЛ-10	26

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Измерительный трансформатор тока	ТОЛ-10 УЗ	6
Измерительный трансформатор тока	ТОЛ-10 УХЛ2.1	4
Измерительный трансформатор тока	ТОЛ-10-1-11У2	2
Измерительный трансформатор тока	ТОЛ-10 УТ 2.1	4
Измерительный трансформатор тока	ТЛШ-10-5У3	6
Измерительный трансформатор тока	ТЛШ-10 УЗ	2
Измерительный трансформатор тока	ТПЛМ-10	2
Измерительный трансформатор тока	ТПОЛ-10УЗ	4
Измерительный трансформатор тока	ТПШЛ-10 УЗ	2
Измерительный трансформатор тока	ТШЛ-СЭЦ-10	6
Измерительный трансформатор тока	ТВ-ЭК	3
Измерительный трансформатор тока	ТОП 0,66	3
Измерительный трансформатор тока	ТОП-0,66	45
Измерительный трансформатор тока	ТОП-0,66 УЗ	15
Измерительный трансформатор тока	Т-0,66	33
Измерительный трансформатор тока	Т-0,66 УЗ	15
Измерительный трансформатор тока	Т-0,66М УЗ	3
Измерительный трансформатор тока	ТНШЛ-0,66	6
Измерительный трансформатор тока	ТС-10	12
Измерительный трансформатор тока	ТС-12	6
Измерительный трансформатор тока	ТСН10	12
Измерительный трансформатор тока	ТСН8	6
Измерительный трансформатор тока	ТТИ	9
Измерительный трансформатор тока	ТТИ-30	6
Измерительный трансформатор тока	ТТИ-85	3
Измерительный трансформатор тока	ТТН	6
Измерительный трансформатор тока	ТТН-30	12
Измерительный трансформатор тока	ТТЭ-А	3
Измерительный трансформатор тока	ТТЭ-0,66	3
Измерительный трансформатор тока	ТТЭ-100	3
Измерительный трансформатор тока	ТШП-0,66 УЗ	6
Измерительный трансформатор тока	ТШП-0,66	111
Измерительный трансформатор тока	ТШП	24
Измерительный трансформатор тока	АСН-36	22
Измерительный трансформатор тока	IMZ	4
Измерительный трансформатор тока	KBU	6
Измерительный трансформатор тока	TG 145	6
Измерительный трансформатор тока	GIF 30	8

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Измерительный трансформатор тока	GIF 40.5	70
Измерительный трансформатор напряжения	ЗНГ-УЭТМ-220-IV ХЛ1	6
Измерительный трансформатор напряжения	ЗНГ-УЭТМ	6
Измерительный трансформатор напряжения	ЗНГ-110	6
Измерительный трансформатор напряжения	НКФ-110-83 ХЛ1	12
Измерительный трансформатор напряжения	НКФ-110-II ХЛ-1	6
Измерительный трансформатор напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	41
Измерительный трансформатор напряжения	НАМИ	1
Измерительный трансформатор напряжения	НАМИ-10	5
Измерительный трансформатор напряжения	НАМИ-10 У2	2
Измерительный трансформатор напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	6
Измерительный трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2 УХЛ2	21
Измерительный трансформатор напряжения	НАМИТ-10	5
Измерительный трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2	2
Измерительный трансформатор напряжения	НАМИТ-10 У2	2
Измерительный трансформатор напряжения	НАМИТ-10 УХЛ2	3
Измерительный трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЩ	8
Измерительный трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЩ-6	10
Измерительный трансформатор напряжения	НОЛ-СЭЩ-10	6
Измерительный трансформатор напряжения	НОЛ-СЭЩ-6-3-0,2-25 У2	6
Измерительный трансформатор напряжения	НОЛ-СЭЩ-6	6
Измерительный трансформатор напряжения	VEF 36 УХЛ1	12
Измерительный трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65 У1	6
Измерительный трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	6
Измерительный трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65 ХЛ1	3
Измерительный трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06-10 У3	21
Измерительный трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	3
Измерительный трансформатор напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-6	3
Измерительный трансформатор напряжения	НТМИ-10-66 У3	3
Измерительный трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	3
Измерительный трансформатор напряжения	GEF 40.5	15
Сервер сбора данных «АльфаЦЕНТР»	DELL PE R640XEON 421532/5760	1
Сервер точного времени	PPS200/1U19GNSS-NTP	2
Паспорт-формуляр	ДЯИМ.422231.295 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений количества электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ОАО «Сургутнефтегаз» с изменениями №1, №2, №3 и подсистемы присоединений малой мощности с изменением № 3», аттестованном ФБУ «Пензенский ЦСМ». Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 01.00230-2013.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Эльстер Метроника»
(ООО «Эльстер Метроника»)

ИНН 7722000725

Адрес: 111141, г. Москва, 1-й пр-д Перова Поля д. 9, стр. 3

Телефон: +7 (495) 730-02-86

Факс: +7 (495) 730-02-83

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.

в части вносимых изменений

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Пензенской области» (ФБУ «Пензенский ЦСМ»)

Адрес: 440028, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20

Телефон (факс): +7 (8412) 49-82-65

Web-сайт: www.penzacsm.ru

E-mail: pcsm@sura.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311197.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» января 2024 г. № 219

Регистрационный № 46843-11

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Меры электрического сопротивления однозначные МС3050М

Назначение средства измерений

Меры электрического сопротивления однозначные МС3050М предназначены для воспроизведения и хранения единицы электрического сопротивления в цепях постоянного тока в воздушной и жидкостной среде в условиях макроклиматических районов с умеренным, холодным и тропическим климатом в помещениях с кондиционированным или частично кондиционированным воздухом.

Описание средства измерений

Меры электрического сопротивления однозначные МС3050М (далее - ОМЭС) выпускаются в трех модификациях МС3050М-1, МС3050М-2, МС3050М-3.

ОМЭС изготавливаются в корпусах из алюминиевого сплава. Внутри корпуса расположены герметизированные резистивный элемент или группа резистивных элементов, погруженных в теплопроводящую пасту. Резистивные элементы изготовлены из прецизионных сплавов. Выводы резистивных элементов соединены с двумя токовыми и двумя потенциальными зажимами, расположенными в верхней части корпуса на изоляционной панели. ОМЭС могут выпускаться в обычном, тропическом и экспортном исполнении.

ОМЭС применяют в качестве средств измерений, вторичных или рабочих разрядных эталонов в соответствии с действующей Государственной поверочной схемой. Могут применяться для имитации платиновых, медных и никелевых преобразователей температуры. Рабочее положение – вертикальное.

ОМЭС являются невосстанавливаемым неремонтируемым однофункциональным изделием. Пломбирование ОМЭС не предусмотрено. Знак поверки ОМЭС заносится в формуляр.

Общий вид ОМЭС, места нанесения знака утверждения типа, заводского номера, представлены на рисунках 1 – 3.

Заводской номер в цифровом формате наносится на маркировочную табличку методом металлографии в соответствии с рисунками 1 – 3.

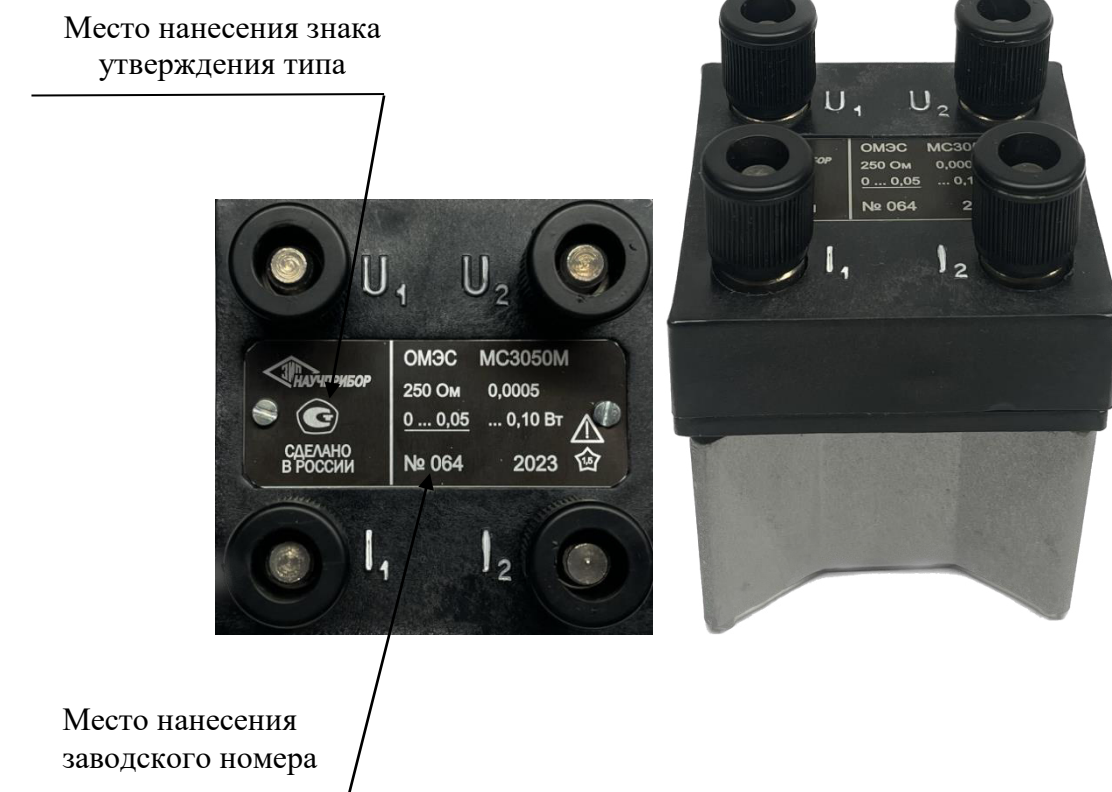


Рисунок 1 - Общий вид МС3050М-1



Рисунок 2 – Общий вид МС3050М-2

Место нанесения знака
утверждения типа



Место нанесения
заводского номера

Рисунок 3 – Общий вид MC3050M-

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики нормированы в соответствии с ГОСТ 23737-79 и представлены в таблицах 1 – 3.

Таблица 1 – Основные метрологические характеристики

Модификация, ОМЭС	Диапазон номинальных значений сопротивления ОМЭС, Ом	Класс точности ОМЭС по ГОСТ 23737-79	Допускаемое относительное отклонение действительного значения сопротивления ОМЭС от номинального при первичной поверке, %, не более	Пределы допускаемой основной относительной погрешности ОМЭС, %
1	2	3	4	5
МС3050М-1	от 1 до 100000 включ.	0,0005	±0,005	±0,00025
		0,001		±0,0005
		0,002		±0,0008
МС3050М-2	от 1 до 10000 включ.	0,0005	±0,01	±0,0005
		0,001		±0,001
		0,002		±0,0015
		0,005		±0,003
		0,01		±0,005

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
МС3050М-3	от 0,001 до 0,999 включ.	0,0005	±0,01	±0,0005
		0,001		±0,001
		0,002		±0,002
		0,005		±0,005
		0,01		±0,01

Таблица 2 – Дополнительные метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Модификация МС3050М-1	
Классы точности ОМЭС по ГОСТ 23737-79	0,0005; 0,001; 0,002
Мощность рассеивания ОМЭС, Вт	
- номинальная (для кл.т. 0,0005; 0,001; 0,002)	0,05
- максимальная (для кл.т. 0,0005; 0,001)	0,1
- максимальная (для кл.т. 0,002)	0,2
- предельная (для кл.т. 0,0005; 0,001; 0,002)	0,5
Модификация МС3050М-2	
Классы точности ОМЭС по ГОСТ 23737-79	0,0005; 0,001; 0,002; 0,005; 0,01
Мощность рассеивания ОМЭС, Вт	
- номинальная (для кл.т. 0,0005; 0,001; 0,002; 0,005; 0,01)	0,2
- максимальная (для кл.т. 0,0005)	0,5
- максимальная (для кл.т. 0,001; 0,002; 0,005; 0,01)	1,0
- предельная (для кл.т. 0,0005; 0,001; 0,002; 0,005; 0,01)	2,0
Модификация МС3050М-3	
Классы точности ОМЭС по ГОСТ 23737-79	0,0005; 0,001; 0,002; 0,005; 0,01
Мощность рассеивания ОМЭС, Вт	
- номинальная (для кл.т. 0,0005; 0,001; 0,002; 0,005; 0,01)	0,05
- максимальная (для кл.т. 0,0005; 0,001; 0,002; 0,005; 0,01)	0,20
- предельная (для кл.т. 0,0005; 0,001; 0,002; 0,005; 0,01)	1,00

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение*
1	2
Нормальные условия эксплуатации:	
- температура окружающей среды (для кл.т. 0,0005; 0,001), °С	от 19,9 до 20,1; от 22,9 до 23,1; от 24,9 до 25,1; от 26,9 до 27,1
- температура окружающей среды (для кл.т. 0,002), °С	от 19,8 до 20,2; от 22,8 до 23,2; от 24,8 до 25,2; от 26,8 до 27,2
- температура окружающей среды (для кл.т. 0,005; 0,01), °С	от 19,5 до 20,5; от 22,5 до 23,5; от 24,5 до 25,5; от 26,5 до 27,5
- относительная влажность воздуха (без конденсации), %	от 25 до 80
- атмосферное давление, кПа	от 84 до 106,7

Продолжение таблицы 3

1	2
Рабочие условия эксплуатации:	
- температура окружающей среды (для кл.т. 0,0005), °C	от 19,5 до 20,5; от 22,5 до 23,5; от 24,5 до 25,5; от 26,5 до 27,5
- температура окружающей среды (для кл.т. 0,001), °C	от 19 до 21; от 22 до 24; от 24 до 26; от 26 до 28
- температура окружающей среды (для кл.т. 0,002), °C	от 18 до 22; от 21 до 25; от 23 до 27; от 25 до 29
- температура окружающей среды (для кл.т. 0,005; 0,01), °C	от 15 до 25; от 18 до 28; от 20 до 30; от 22 до 32
- относительная влажность воздуха (без конденсации), %	от 25 до 80
- атмосферное давление, кПа	от 84 до 106,7
Средний срок службы, лет	15
Масса, кг, не более	0,9
Габаритные размеры, мм, не более	90x70x70
Рабочее положение ОМЭС	вертикальное
Примечание	
* - значение основных технических характеристик указано: от ... до включительно	

Знак утверждения типа

наносит методом металлографии на маркировочную табличку ОМЭС и типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации, формуляра.

Комплектность средств измерений

Комплектность средств измерений приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность ОМЭС

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
Мера электрического сопротивления однозначная	МС3050М	1
Футляр укладочный	-	1
Руководство по эксплуатации	ИУСН.411632.010 РЭ	1
Формуляр	ИУСН.411632.010 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 руководства по эксплуатации ИУСН.411632.010 РЭ «Мера электрического сопротивления однозначная типа МС3050М».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ 23737-79 (СТ СЭВ 593-77) «Меры электрического сопротивления. Общие технические условия»;

ГОСТ 8.237-2003 «ГСИ. Меры электрического сопротивления однозначные. Методика поверки»;

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 г. № 3456 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока»;

ТУ 4225–039–16851585–2010 «Мера электрического сопротивления однозначная типа МС3050М. Технические условия».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью предприятие «ЗИП-Научприбор»
(ООО предприятие «ЗИП-Научприбор»)

ИНН 2310012810

Адрес: 350072, Краснодарский край, г. Краснодар, ул. Московская, д. 5, лит. Ц1

Телефон (факс): (861) 252-29-40, (861) 252-32-20

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева» (ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)

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

Тел. 7(812) 251-76-01, факс 7(812)713-01-14

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц №30001-10.

в части вносимых изменений

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)

ИНН 9729315781

Адрес: 119361, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Очаково-Матвеевское, ул. Озерная, д. 46

Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» января 2024 г. № 219

Регистрационный № 59489-14

Лист № 1
Всего листов 34

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная РСУ установки ГДС-850 ООО «ЛУКОЙЛ-УНП»

Назначение средства измерений

Система измерительная РСУ установки ГДС-850 ООО «ЛУКОЙЛ-УНП» (далее – ИС) предназначена для непрерывного измерения и контроля параметров технологического процесса (давления, температуры, уровня, перепада давления, объемного и массового расхода, дозрывных концентраций горючих газов и паров, концентрации, виброскорости, силы постоянного тока, электрического сопротивления, напряжения) в реальном масштабе времени; формирования сигналов управления; приема и обработки входных дискретных сигналов, формирования выходных дискретных сигналов; выполнения функций сигнализации по установленным пределам и противоаварийной защиты.

Описание средства измерений

Состав ИС:

- первичные измерительные преобразователи (далее – ИП), преобразующие физические величины в аналоговые сигналы силы постоянного тока от 4 до 20 мА, сигналы термопреобразователей сопротивления по ГОСТ 6651–2009, сигналы преобразователей термоэлектрических по ГОСТ Р 8.585–2001;

- промежуточные ИП (барьеры искрозащиты), преобразующие сигналы от датчиков в сигналы силы постоянного тока от 4 до 20 мА и обеспечивающие искрозащиту входных информационных каналов и выходных каналов управления;

- резервированные управляющие контроллеры С300 с модулями ввода/вывода сигналов системы измерительно-управляющей ExperionPKS (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 67039-17), с помощью которых осуществляется сбор информации о контролируемых параметрах и управление различными исполнительными устройствами;

- автоматизированные рабочие места (далее – АРМ) операторов-технологов;

- резервированный локальный сервер, являющийся средством сбора информации о технологическом процессе и передающий информацию на АРМ операторов-технологов;

- устройства коммутации и защиты;

- программное обеспечение (далее – ПО), построенное на базе ПО измерительно-управляющих систем.

ИС обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматизированное измерение, регистрацию, обработку, контроль, хранение и индикацию параметров технологического процесса;

- предупредительную и аварийную сигнализацию при выходе параметров технологического процесса за установленные границы и при обнаружении неисправности в работе оборудования;

- управление технологическим процессом в реальном масштабе времени;
- противоаварийную защиту оборудования установки;
- отображение технологической и системной информации на АРМ;
- накопление, регистрацию и хранение поступающей информации;
- самодиагностику;
- автоматическое составление отчетов и рабочих (режимных) листов;
- защиту системной информации от несанкционированного доступа к программным средствам и изменения установленных параметров.

Конструктивно ИС выполнена в виде нескольких металлических приборных шкафов, кабельных линий связи, а также серверов и АРМ операторов-технологов.

Сбор информации о состоянии технологического процесса и управляющие воздействия осуществляются посредством аналоговых и дискретных сигналов, поступающих и воспроизводимых по соответствующим измерительным каналам (далее – ИК). ИС включает в себя также резервные ИК.

В качестве промежуточных ИП (барьеров искрозащиты) используются:

- преобразователи измерительные тока и напряжения с гальванической развязкой (барьеры искрозащиты) серии К (регистрационный номер 22153-08) модули KFD2-STC4-Ex2, KFD0-CS-EX2.51P, KFD2-SCD2-Ex2.LK (далее – KFD2-STC4-Ex2, KFD0-CS-EX2.51P, KFD2-SCD2-Ex2.LK);

- преобразователи измерительные для термопар и термопреобразователей сопротивления с гальванической развязкой (барьеры искрозащиты) серии К (регистрационный номер 22149-14) модули KFD2-UT-Ex1, KFD2-UT2-Ex1 (далее – KFD2-UT-Ex1, KFD2-UT2-Ex1);

- барьеры безопасности РИФ (регистрационный номер 45499-10) группы РИФ-П (далее – РИФ-П);

- преобразователи измерительные серий IM, IMX (регистрационный номер 77698-20) функциональных групп IM(X)12-AI, IM(X)12-TI, IM(X)12-AO (далее – IM(X)12-AI, IM(X)12-TI, IM(X)12-AO);

- преобразователи измерительные MTL (регистрационный номер 83143-21) модели MTL4541, MTL4544, MTL4549Y, MTL4575, MTL4576 (далее – MTL4541, MTL4544, MTL4549Y, MTL4575, MTL4576).

Состав первичных ИП:

- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 (регистрационный номер 22257-11) (далее – 65);

- преобразователи измерительные 3144P (регистрационный номер 14683-09) (далее – 3144P);

- преобразователи измерительные RTT20 (регистрационный номер 20248-05) (далее – RTT20);

- термопреобразователи сопротивления ТСП 9418 (регистрационный номер 15196-06) (далее – ТСП 9418);

- термопреобразователи сопротивления ТСП (регистрационный номер 50071-12) исполнения ТСП 9201, ТСП 9204 (далее – ТСП9201, ТСП9204);

- термометры сопротивления платиновые ТСПТ и их чувствительные элементы ЭЧПТ (регистрационный номер 36766-09) (далее – ТСП ТСПТ);

- термометры сопротивления ТСП 012 (регистрационный номер 43587-10) (далее – ТСП 012);

- преобразователи термоэлектрические кабельные КТХА (регистрационный номер 36765-09) (далее – КТХА);

- преобразователи измерительные серии YTA модели YTA110 (регистрационный номер 25470-03) (далее – YTA110);

- термопреобразователи сопротивления ТП-9201 (регистрационный номер 48114-11) (далее – ТП-9201);
- датчики температуры ТСПТ Ех (регистрационный номер 57176-14) (далее – датчик ТСПТ);
- датчики температуры КТХА Ех, КТЖК Ех (регистрационный номер 57178-14) (далее – ДТ КТХА Ех, ДТ КТЖК Ех);
- преобразователи давления измерительные ЕJA (регистрационный номер 14495-09) модели ЕJA530 (далее – ЕJA530);
- преобразователи давления измерительные EJX (регистрационный номер 28456-09) модели EJX530 (далее – EJX530);
- преобразователи давления измерительные ЕJA (регистрационный номер 14495-09) модели ЕJA110А, ЕJA120А (далее – ЕJA110, ЕJA120);
- преобразователи давления измерительные 3051 (регистрационный номер 14061-10) модификаций 3051TG, 3051CD (далее – 3051TG, 3051CD);
- преобразователи давления измерительные Deltabar S PMD75 (регистрационный номер 72796-18) (далее – PMD75);
- преобразователи давления измерительные Cerabar T/M/S (PMP) (регистрационный номер 41560-09) модели PMP51 (далее – PMP51);
- преобразователи давления измерительные 3051S (регистрационный номер 24116-13) (далее – 3051S);
- датчики давления Метран-43 (регистрационный номер 45029-10) (далее – Метран-43);
- уровнемеры радарные BM 70 А (регистрационный номер 13889-08) (далее – BM 70 А);
- датчики уровня буйковые цифровые ЦДУ-01 (регистрационный номер 21285-10) (далее – ЦДУ 01);
- уровнемеры микроимпульсные Levelflex FMP5* (регистрационный номер 47249-16) исполнения FMP51, FMP54 (далее – FMP51, FMP54);
- уровнемеры микроимпульсные Levelflex FMP5* (регистрационный номер 47249-11) исполнения FMP51 (далее – Levelflex FMP51);
- расходомеры массовые Promass (регистрационный номер 15201-11) с первичным преобразователем расхода F и электронным преобразователем 83 (далее – Promass 83F);
- расходомеры-счетчики вихревые 8800 (регистрационный номер 14663-12) (далее – 8800);
- расходомеры-счетчики вихревые объемные YEWFO DY (регистрационный номер 17675-09) (далее – YEWFO DY);
- расходомеры-счетчики ультразвуковые Prosonic Flow (регистрационный номер 29674-12) с первичным преобразователем исполнения F и электронным блоком 92 (далее – 92F);
- расходомеры электромагнитные Promag (модификации Promag 200) (регистрационный номер 61467-15) с первичным преобразователем Promag P (далее – Promag P 200);
- газоанализаторы THERMOX серии WDG-IV (регистрационный номер 38307-08) (далее – THERMOX WDG-IV);
- газоанализаторы «X-STREAM» модели X2FD (регистрационный номер 39698-08) (далее – X-STREAM X2FD);
- газоанализаторы X-STREAM модели X-STREAM X2 (регистрационный номер 57090-14) исполнения X2FD (далее – X2FD);

- газоанализаторы стационарные ЭРИС-ОПТИМА ПЛЮС (регистрационный номер 48759-11) (далее – ЭРИС-ОПТИМА ПЛЮС);
- анализаторы общей серы в нефтепродуктах промышленные модели C6200S (регистрационный номер 46394-11) (далее – C6200S);
- датчики горючих и токсичных газов стационарные Sensepoint XCD (регистрационный номер 43117-09) (далее – Sensepoint XCD);
- газоанализаторы стационарные АТОМ (регистрационный номер 84673-22) (далее – АТОМ);
- датчики горючих газов Drager модели PEX 3000 (регистрационный номер – 57257-14) (далее – PEX 3000);
- ГАЗОАНАЛИЗАТОРЫ THERMOX серии WDG-IV (регистрационный номер 24180-02) (далее – ГА WDG-IV);
- преобразователи давления измерительные 3051 (регистрационный номер 14061-15) моделей Rosemount 3051CD, Rosemount 3051CG, Rosemount 3051TG (далее – Rosemount 3051CD, Rosemount 3051CG, Rosemount 3051TG);
- преобразователи давления измерительные 2088 (регистрационный номер 60993-15) (далее – 2088G);
- преобразователи давления измерительные Cerabar S PMP71 (регистрационный номер 71892-18) (далее – PMP71);
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии WTH (регистрационный номер 44778-10) модели 160-250 (далее – WTH 160-250);
- термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065 (регистрационный номер 53211-13) (далее – Rosemount 0065);
- датчики температуры ТППТ, ТППТ Ex (регистрационный номер 62293-15) (далее – ТППТ, ТППТ Ex);
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии TR (регистрационный номер 68002-17) моделей TR12, TR24 (далее – TR12, TR24);
- датчики температуры KTXA Ex (регистрационный номер 75207-19) (далее – KTXA Ex);
- датчики температуры ТСПТ, ТСПТ Ex (регистрационный номер 75208-19) (далее – ТСПТ, ТСПТ Ex);
- преобразователи термоэлектрические серии TC (регистрационный номер 71573-18) модификация TC10-K (далее – TC10-K);
- пирометры Endurance (регистрационный номер 71184-18), модификация Endurance EF, исполнение EF1RMTK (далее – EF1RMTK);
- газоанализаторы Thermoх WDG-V (регистрационный номер 60102-15), модификация WDG-V (далее – Thermoх WDG-V);
- анализаторы газов непрерывного действия СТ5100 (регистрационный номер 72338-18) (далее – СТ5100);
- газоанализаторы модели 888 (регистрационный номер 71505-18) (далее – АМЕТЕК 888);
- датчики-газоанализаторы стационарные ДГС ЭРИС-210, ДГС ЭРИС-230 (регистрационный номер 61055-15) (далее – ДГС ЭРИС-210, ДГС ЭРИС-230);
- газоанализаторы THERMOX модели WDG-IV / IVC (регистрационный номер 21777-01) модели WDG-IV (далее – WDG-IV);
- расходомеры-счетчики вихревые объемные YEFWLO DY (регистрационный номер 17675-09) (далее – YEFWLO DY);
- расходомеры массовые Promass 100, Promass 200 (регистрационный номер 57484-14), первичный преобразователь расхода (датчик) F, электронный преобразователь 200 (далее –

Promass F 200);

– расходомеры вихревые Prowirl 200 (регистрационный номер 58533-14) (далее – Prowirl);

– расходомеры TriMeter®-Optic (регистрационный номер 70004-17), модель Optic-W (далее – Optic-W);

– счетчики-расходомеры электромагнитные ADMAG (регистрационный номер 79595-20), модификация AXR (далее – AXR);

– уровнемеры 5300 (регистрационный номер 53779-13) исполнения 5301 (далее – 5301);

– уровнемеры 5300 (регистрационный номер 65554-16) модификации 5301 (далее – Метран 5301);

– вибропреобразователи КД612, КД618, КД619, КД650, КД6407 (регистрационный номер 75919-19) модели КД6407 (далее – КД6407).

Заводской номер ИС № ГДС-08 наносится типографским способом на маркировочные таблички, расположенные на шкафах РСУ в обеих контроллерных.

Пломбирование ИС не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на ИС не предусмотрено.

Программное обеспечение

ПО ИС состоит из ПО измерительно-управляющих систем и обеспечивает реализацию функций ИС. ПО ИС имеет архитектуру клиент-сервер и состоит из нескольких программных компонентов, обеспечивающих выполнение различных функций системы, часть компонентов ПО устанавливается опционально.

Защита от непреднамеренных и преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных осуществляется автоматическим контролем целостности метрологически значимой части ПО; защитой записей об информации, хранимой в базе данных; автоматической фиксацией в журнале работы факта обнаружения дефектной информации в базе данных; автоматическим контролем доступа к хранимой информации, согласно роли оператора, используемых стратегий доступа и имеющихся у оператора прав; настройкой доступа для фиксации в журналах работы фактов (не)успешного доступа пользователей к хранимой информации.

Уровень защиты ПО ИС «высокий» в соответствии с Р 50.2.077–2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО системы измерительно-управляющей ExperionPKS

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ExperionPKS
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже R510

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Температура окружающей среды, °С: – в местах установки вторичной части ИК – в местах установки первичных ИП, кроме ИП давления и перепада давления – в местах установки первичных ИП давления и перепада давления	от +15 до +25 от -39 до +40 от 2 до 38
Атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7 кПа
Относительная влажность (без конденсации влаги), %	от 5 до 95
Напряжение питания, В	(220±10) % (50±1) Гц
Потребляемая мощность, кВт·А, не более	20
Габаритные размеры системных шкафов, мм, не более: – высота – ширина – глубина	2150 850 850
Габаритные размеры серверных шкафов, мм, не более: – высота – ширина – глубина	2150 850 1050
Габаритные размеры кроссовых шкафов, мм, не более: – высота – ширина – глубина	2150 850 650
Масса шкафов, кг, не более	350
Примечание – ИП, эксплуатация которых в указанных диапазонах температуры окружающей среды и относительной влажности не допускается, эксплуатируются при температуре окружающей среды и относительной влажности, указанных в описании типа на данные ИП.	

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК на базе системы измерительно-управляющей ExperionPKS

Метрологические и технические характеристики ИК ИС			Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов ИК ИС				
			Первичный ИП		Вторичная часть		
Наименование	Диапазоны измерений	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип барьера искрозащиты	Тип модуля ввода/вывода	Пределы допускаемой основной погрешности
1	2	3	4	5	6	7	8
ИК температуры	от -50 до +50 °С	Δ: ±0,66 °С	65 (Pt 100) 3144Р (от 4 до 20 мА)	65: Δ: ±(0,3+0,005 t) °С; 3144Р: Δ: ±0,1 °С и γ: ±0,02 %	KFD2-STC4-Ex2	МС-РАИH03	γ: ±0,18 %
	от -50 до +100 °С	Δ: ±0,94 °С					
	от -50 до +200 °С	Δ: ±1,62 °С					
	от -50 до +250 °С	Δ: ±1,91 °С	ТСП 9418 (100П)	Δ: ±(0,3+0,005 t) °С	KFD2-UT2-Ex1	МС-РАИH03	γ: ±0,27 %
	от 0 до +100 °С	Δ: ±0,96 °С					γ: ±0,26 %
	от 0 до +200 °С	Δ: ±1,57 °С					γ: ±0,34 %
	от 0 до +300 °С	Δ: ±2,18 °С					γ: ±0,29 %
	от 0 до +100 °С	Δ: ±0,92 °С					γ: ±0,27 %
	от 0 до +100 °С	Δ: ±0,96 °С	ТСП9201 (100П)	Δ: ±(0,3+0,005 t) °С	KFD2-UT2-Ex1	МС-РАИH03	γ: ±0,24 %
	от 0 до +200 °С	Δ: ±1,57 °С					γ: ±0,34 %
	от 0 до +300 °С	Δ: ±2,18 °С					γ: ±0,29 %
	от -50 до +100 °С	Δ: ±1,01 °С	ТСП9204 (100П)	Δ: ±(0,3+0,005 t) °С	KFD2-UT2-Ex1	МС-РАИH03	γ: ±0,27 %
	от -50 до +100 °С	Δ: ±0,94 °С			KFD2-UT-Ex1	МС-РАИH03	γ: ±0,29 %
	от -50 до +50 °С	Δ: ±0,7 °С			CC-РАИH02	γ: ±0,2 %	
	от -50 до +100 °С	Δ: ±1,01 °С	ТСП ТСПТ (100П)	Δ: ±(0,3+0,005 t) °С	KFD2-UT2-Ex1	МС-РАИH03/ CC-РАИH02	γ: ±0,31 %
	от 0 до +400 °С	Δ: ±2,78 °С					γ: ±0,29 %
	от -50 до +100 °С	Δ: ±0,94 °С					γ: ±0,26 %
	от 0 до +200 °С	Δ: ±1,49 °С					γ: ±0,2 %
		γ: ±0,19 %					

1	2	3	4	5	6	7	8
ИК температуры	от -50 до +100 °C	$\Delta: \pm 1,01 \text{ }^{\circ}\text{C}$	ТСП ТСПТ (Pt 100)	$\Delta: \pm(0,3+0,005 t) \text{ }^{\circ}\text{C}$	KFD2-UT2- Ex1	MC-РАИH03/ CC-РАИH02	$\gamma: \pm 0,29 \text{ } \%$
	от -50 до +250 °C	$\Delta: \pm 1,91 \text{ }^{\circ}\text{C}$					$\gamma: \pm 0,26 \text{ } \%$
	от 0 до +50 °C	$\Delta: \pm 0,66 \text{ }^{\circ}\text{C}$					$\gamma: \pm 0,44 \text{ } \%$
	от 0 до +100 °C	$\Delta: \pm 0,96 \text{ }^{\circ}\text{C}$					$\gamma: \pm 0,34 \text{ } \%$
	от 0 до +200 °C	$\Delta: \pm 1,57 \text{ }^{\circ}\text{C}$					$\gamma: \pm 0,29 \text{ } \%$
	от 0 до +300 °C	$\Delta: \pm 2,18 \text{ }^{\circ}\text{C}$					$\gamma: \pm 0,27 \text{ } \%$
	от 0 до +400 °C	$\Delta: \pm 2,78 \text{ }^{\circ}\text{C}$					$\gamma: \pm 0,26 \text{ } \%$
	от -50 до +100 °C	$\Delta: \pm 0,94 \text{ }^{\circ}\text{C}$			KFD2-UT- Ex1		$\gamma: \pm 0,2 \text{ } \%$
	от 0 до +100 °C	$\Delta: \pm 0,92 \text{ }^{\circ}\text{C}$					$\gamma: \pm 0,24 \text{ } \%$
	от 0 до +200 °C	$\Delta: \pm 1,49 \text{ }^{\circ}\text{C}$					$\gamma: \pm 0,19 \text{ } \%$
	от -50 до +100 °C	$\Delta: \pm 1,01 \text{ }^{\circ}\text{C}$	ТСП 012 (от 4 до 20 мА)	$\Delta: \pm(0,3+0,005 t) \text{ }^{\circ}\text{C}$	KFD2-UT2- Ex1	MC-РАИH03	$\gamma: \pm 0,29 \text{ } \%$
	от -50 до +100 °C	$\Delta: \pm 0,94 \text{ }^{\circ}\text{C}$			KFD2-UT- Ex1	CC-РАИH02	$\gamma: \pm 0,2 \text{ } \%$
	от 0 до +400 °C	$\Delta: \pm 3,81 \text{ }^{\circ}\text{C}$	КТХА (тип К)	КД 1: $\Delta: \pm 1,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (от -40 до +375 °C); $\Delta: \pm(0,004 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C}$ (свыше +375 до +1100 °C); КД 2: $\Delta: \pm 2,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (от -40 до +333 °C); $\Delta: \pm(0,0075 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C}$ (свыше +333 до +1100 °C)	KFD2-UT- Ex1	MC-РАИH03/ CC-РАИH02	$\gamma: \pm 0,43 \text{ } \%$
	от 0 до +900 °C	$\Delta: \pm 7,97 \text{ }^{\circ}\text{C}$			$\gamma: \pm 0,29 \text{ } \%$		
	от 0 до +1000 °C	$\Delta: \pm 8,81 \text{ }^{\circ}\text{C}$			$\gamma: \pm 0,28 \text{ } \%$		
	от 0 до +400 °C	$\Delta: \pm 3,92 \text{ }^{\circ}\text{C}$			KFD2-UT2- Ex1	MC-РАИH03	$\gamma: \pm 0,48 \text{ } \%$
	от 0 до +400 °C	$\Delta: \pm 2,75 \text{ }^{\circ}\text{C}$					$\gamma: \pm 0,4 \text{ } \%$
	от 0 до +600 °C	$\Delta: \pm 5,61 \text{ }^{\circ}\text{C}$					$\gamma: \pm 0,34 \text{ } \%$
	от 0 до +600 °C	$\Delta: \pm 3,74 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от 0 до +900 °C	$\Delta: \pm 8,16 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от 0 до +900 °C	$\Delta: \pm 5,2 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от -50 до +155 °C	$\Delta: \pm 1,34 \text{ }^{\circ}\text{C}$	ТП-9201 (Pt 100)	$\Delta: \pm(0,3+0,005 t) \text{ }^{\circ}\text{C}$	MTL4576	CC-РАИH02	$\gamma: \pm 0,27 \text{ } \%$
	от -50 до +100 °C	$\Delta: \pm 1,01 \text{ }^{\circ}\text{C}$	датчик ТСПТ (Pt 100)	$\Delta: \pm(0,3+0,005 t) \text{ }^{\circ}\text{C}$	KFD2-UT2- Ex1	MC-РАИH03	$\gamma: \pm 0,29 \text{ } \%$
	от -50 до +100 °C	$\Delta: \pm 0,94 \text{ }^{\circ}\text{C}$			KFD2-UT- Ex1	CC-РАИH02	$\gamma: \pm 0,2 \text{ } \%$

1	2	3	4	5	6	7	8
ИК температуры	от 0 до +400 °С	$\Delta: \pm 2,75 \text{ }^{\circ}\text{C}$	ДТ КТХА Ех (тип К)	$\Delta: \pm 1,1 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (от -40 до +275 °С); $\Delta: \pm (0,004 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C}$ (свыше +275 до +1100 °С)	KFD2-UT2-Ex1	МС-РАИИ03	$\gamma: \pm 0,48 \%$
	от 0 до +600 °С	$\Delta: \pm 3,74 \text{ }^{\circ}\text{C}$					$\gamma: \pm 0,4 \%$
	от 0 до +600 °С	$\Delta: \pm 3,55 \text{ }^{\circ}\text{C}$	ДТ КТХА Ех (тип К) РТТ20 (от 4 до 20 мА)	ДТ КТХА Ех: $\Delta: \pm 1,1 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (от -40 до +275 °С); $\Delta: \pm (0,004 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C}$ (свыше +275 до +1100 °С); РТТ20: $\Delta: \pm (0,14 + 0,05 \%$ от ДИ) °С; $\Delta: \pm 0,2 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (компенсация ТХС термопар)	KFD2-STC4-Ex2	МС-РНАИ01	$\gamma: \pm 0,18 \%$
	от 0 до +760 °С	$\Delta: \pm 6,96 \text{ }^{\circ}\text{C}$	ДТ КТЖК Ех (тип J)	$\Delta: \pm 1,1 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (от -40 до +275 °С); $\Delta: \pm (0,004 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C}$ (свыше +275 до +760 °С)	KFD2-UT2-Ex1	МС-РАИИ03	$\gamma: \pm 0,36 \%$
	от +1 до +1370 °С	$\Delta: \pm 4,82 \text{ }^{\circ}\text{C}$	ТППТ (тип S) УТА110 (от 4 до 20 мА)	ТППТ: $\Delta: \pm 1,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (от 0 до +600 °С); $\Delta: \pm (0,0025 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C}$ (св. +600 °С); УТА110 АЦП: $\Delta: \pm 0,8 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (0<t<+100 °С); $\Delta: \pm 0,6 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (+100<t<+600 °С); $\Delta: \pm 0,4 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (+600<t<+1768 °С); УТА110 ЦАП: $\gamma: \pm 0,02 \%$; $\Delta: \pm 0,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (компенсация ТХС термопар)	KFD2-STC4-Ex2	МС-РНАИ01	$\gamma: \pm 0,18 \%$

1	2	3	4	5	6	7	8
ИК температуры	от 0 до +400 °С	Δ: ±2,49 °С	КТХА Ex (тип К) РТТ20 (от 4 до 20 мА)	КТХА Ex: Δ: ±1,1 °С (от -40 до +275 °С); Δ: ±(0,004· t) °С (свы- ше +275 до +1100 °С); РТТ20: Δ: ±(0,14 + + 0,05 % от ДИ) °С; Δ: ±0,2 °С (компенсация ТХС термопар)	KFD2-STC4- Ex2	МС-РАИ01	γ: ±0,18 %
	от 0 до +1100 °С	Δ: ±6,22 °С					
	от 0 до +600 °С	Δ: ±3,74 °С	КТХА Ex (тип К)	Δ: ±1,1 °С (от -40 до +275 °С);	KFD2-UT2- Ex1	МС-РАИ03	γ: ±0,4 %
	от 0 до +600 °С	Δ: ±3,51 °С		Δ: ±(0,004· t) °С (свы- ше +275 до +1100 °С)	KFD2-UT- Ex1	СС-РАИ02	γ: ±0,35 %
	от 0 до +900 °С	Δ: ±4,9 °С					γ: ±0,29 %
	от -50 до +100 °С	Δ: ±1 °С	ТСПТ Ex (Pt 100)	Δ: ±(0,3+0,005 t) °С	MTL4575	СС-РАИ02	γ: ±0,28 %
	от -50 до +100 °С	Δ: ±1,02 °С			MTL4576	СС-РАИ02	γ: ±0,31 %
	от -50 до +150 °С	Δ: ±1,31 °С					γ: ±0,28 %
	от -50 до +100 °С	Δ: ±0,94 °С			KFD2-UT- Ex1	МС-РАИ03/ СС-РАИ02	γ: ±0,2 %
	от 0 до +100 °С	Δ: ±0,92 °С					γ: ±0,24 %
	от 0 до +150 °С	Δ: ±1,21 °С					γ: ±0,21 %
	от 0 до +200 °С	Δ: ±1,49 °С					γ: ±0,19 %
	от -196 до +600 °С	Δ: ±4,2 °С					KFD2-UT2- Ex1
	от -50 до +100 °С	Δ: ±1,01 °С			γ: ±0,29 %		
	от -50 до +150 °С	Δ: ±1,3 °С			γ: ±0,27 %		
	от -50 до +250 °С	Δ: ±1,91 °С			γ: ±0,26 %		
	от 0 до +100 °С	Δ: ±0,96 °С			γ: ±0,34 %		
	от 0 до +400 °С	Δ: ±2,78 °С			γ: ±0,26 %		
	от 0 до +600 °С	Δ: ±4,02 °С			γ: ±0,26 %		

1	2	3	4	5	6	7	8
ИК температуры	от -50 до +100 °С	$\Delta: \pm 1,02 \text{ }^{\circ}\text{C}$	ТСПТ (Pt 100)	$\Delta: \pm(0,3+0,005 t) \text{ }^{\circ}\text{C}$	MTL4576	CC-PAIH02	$\gamma: \pm 0,31 \text{ } \%$
ИК давления	от 0 до 100 кПа; от 0 до 160 кПа; от 0 до 200 кПа; от 0 до 250 кПа; от 0 до 400 кПа; от 0 до 600 кПа; от 0 до 630 кПа; от 0 до 1 МПа; от 0 до 1,6 МПа; от 0 до 2 МПа; от 0 до 2,5 МПа; от 0 до 3 МПа; от 0 до 4 МПа; от 0 до 6 МПа; от 0 до 6,3 МПа; от 0 до 8 МПа; от 0 до 10 МПа; от 0 до 16 МПа	$\gamma: \pm 0,3 \text{ } \%$	EJA 530 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,2 \text{ } \%$	KFD2-STC4- Ex2	МС- PHAI01/CC- PAIH02	$\gamma: \pm 0,18 \text{ } \%$
	от 0 до 63 кПа; от 0 до 210 кПа; от 0 до 600 кПа; от 0 до 700 кПа; от 0 до 1 МПа; от 0 до 2,1 МПа	$\gamma: \pm 0,24 \text{ } \%$			—	МС-PHAI01	$\gamma: \pm 0,075 \text{ } \%$
	от 0 до 100 кПа	$\gamma: \pm 1,48 \text{ } \%$			KFD0-CS- Ex2.51P	МС-PHAI01	$\gamma: \pm 1,33 \text{ } \%$

1	2	3	4	5	6	7	8
ИК давления	от -100 до 300 кПа от 0 до 210 кПа; от 0 до 400 кПа; от 0 до 600 кПа; от 0 до 1 МПа; от 0 до 1,6 МПа; от 0 до 6 МПа; от 0 до 10 МПа	$\gamma: \pm 0,22 \%$	EJX 530 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,1 \%$	MTL4541	CC-PAIH01	$\gamma: \pm 0,17 \%$
					MTL4544	MC-PHAI01	$\gamma: \pm 0,17 \%$
	от 0 до 2,5 МПа	$\gamma: \pm 0,26 \%$	PMP51 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,15 \%$	KFD2-STC4- Ex2	MC-PHAI01	$\gamma: \pm 0,18 \%$
	от 0 до 250 кПа	$\gamma: \pm 0,21 \%$	3051S (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,035 \%$	KFD2-STC4- Ex2	MC-PHAI01	$\gamma: \pm 0,18 \%$
	от 0 до 20 МПа	$\gamma: \pm 0,59 \%$	Метран-43 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,5 \%$	KFD2-STC4- Ex2	CC-PAIH02	$\gamma: \pm 0,18 \%$
	от -10 до 160 кПа	$\gamma: \pm 0,25 \%$	Rosemount 3051TG (код диапазона 1) (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,15 \%$	MTL4544	CC-PAIH02	$\gamma: \pm 0,17 \%$
	от 0 до 250 кПа; от 0 до 400 кПа; от 0 до 1000 кПа	$\gamma: \pm 0,25 \%$	Rosemount 3051TG (код диапазона 2) (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,15 \%$	MTL4544	CC- PAIH02	$\gamma: \pm 0,17 \%$
	от 0 до 10 МПа	$\gamma: \pm 0,25 \%$	Rosemount 3051TG (код диапазона 4) (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,15 \%$	MTL4544	CC-PAIH02	$\gamma: \pm 0,17 \%$
	от 0 до 1,5 МПа; от 0 до 2,5 МПа; от 0 до 7 МПа; от 0 до 10 МПа	$\gamma: \pm 0,26 \%$	3051TG (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,15 \%$	KFD2-STC4- Ex2	MC-PHAI01	$\gamma: \pm 0,18 \%$

1	2	3	4	5	6	7	8
ИК перепада давле- ния	от 0 до 100 кПа; от 0 до 200 кПа; от 0 до 500 кПа	$\gamma: \pm 0,21 \%$	EJA110 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,065 \%$	KFD2-STC4- Ex2	MC-PHAI01	$\gamma: \pm 0,18 \%$
	от 0 до 100 кПа	$\gamma: \pm 0,11 \%$			—	MC-PHAI01	$\gamma: \pm 0,075 \%$
	от -0,2 до 0,2 кПа	$\gamma: \pm 0,3 \%$	EJA120 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,2 \%$	KFD2-STC4- Ex2	MC-PHAI01/ CC-PAIH02	$\gamma: \pm 0,18 \%$
	от 0 до 100 кПа; от 0 до 250 кПа; от 0 до 500 кПа	$\gamma: \pm 0,26 \%$	3051CD (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,15 \%$	KFD2-STC4- Ex2	MC-PHAI01/ CC-PAIH02	$\gamma: \pm 0,18 \%$
	от 0 до 63 кПа	$\gamma: \pm 0,18 \%$			—	MC-PHAI01	$\gamma: \pm 0,075 \%$
	от 0 до 4 кПа; от 0 до 40 кПа	$\gamma: \pm 0,25 \%$	Rosemount 3051CD (код диапазона 2) (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,15 \%$	MTL4544	CC-PAIH02	$\gamma: \pm 0,17 \%$
	от 0 до 160 кПа	$\gamma: \pm 0,25 \%$	Rosemount 3051CD (код диапазона 3) (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,15 \%$	MTL4544	CC-PAIH02	$\gamma: \pm 0,17 \%$
	От 0 до 150 Па	$\gamma: \pm 0,59 \%$	PMD75 (от 4 до 20 мА)	При TD=1 $\gamma: \pm 0,075 \%$. При TD>1 $\gamma: \pm (0,075 \cdot TD) \%$	MTL4544	CC-PAIH02	$\gamma: \pm 0,17 \%$
	От 0 до 200 Па	$\gamma: \pm 0,46 \%$					
	от 0 до 100 кПа; от 0 до 250 кПа	$\gamma: \pm 0,21 \%$	3051S (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,05 \%$ (для исполнения ERS)	KFD2-STC4- Ex2	MC-PHAI01	$\gamma: \pm 0,18 \%$
ИК уровня	от 1000 до 12000мм	$\Delta: \pm 14,3 \text{ мм при}$ $h < 3300 \text{ мм}$ $\delta: \pm 0,43 \%$ $\text{при } h > 3300 \text{ мм}$	BM 70 A (от 4 до 20 мА)	$\Delta: \pm 10 \text{ мм при}$ $h < 3300 \text{ мм}$ $\delta: \pm 0,3 \%$ $\text{при } h > 3300 \text{ мм}$	—	MC-PHAI01	$\gamma: \pm 0,075 \%$
	от 0 до 700 мм	$\gamma: \pm 0,59 \%$	ЦДУ 01 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,5 \%$	KFD2-STC4- Ex2	MC-PHAI01/ CC-PAIH02	$\gamma: \pm 0,18 \%$

1	2	3	4	5	6	7	8
ИК уровня	от 200 до 950 мм	$\Delta: \pm 2,61$ мм	FMP 51 (от 4 до 20 мА)	$\Delta: \pm 2$ мм	MTL4544	CC-PAIH02	$\gamma: \pm 0,17$ %
	от 200 до 1350 мм	$\Delta: \pm 3,08$ мм			MTL4541	CC-PAIH02	$\gamma: \pm 0,17$ %
	от 200 до 2800 мм	$\Delta: \pm 5,34$ мм			KFD2-STC4- Ex2	MC-PHAI01/ CC-PAIH02	$\gamma: \pm 0,18$ %
	от 200 до 3100 мм	$\Delta: \pm 5,86$ мм					
	от 200 до 1330 мм	$\Delta: \pm 3,14$ мм					
	от 200 до 1400 мм	$\Delta: \pm 3,24$ мм					
	от 200 до 1530 мм	$\Delta: \pm 3,44$ мм					
	от 200 до 1580 мм	$\Delta: \pm 3,51$ мм					
	от 200 до 1700 мм	$\Delta: \pm 3,7$ мм					
	от 200 до 1730 мм	$\Delta: \pm 3,75$ мм					
	от 200 до 1750 мм	$\Delta: \pm 3,78$ мм					
	от 200 до 2660 мм	$\Delta: \pm 5,35$ мм					
	от 200 до 2730 мм	$\Delta: \pm 5,48$ мм					
	от 200 до 3130 мм	$\Delta: \pm 6,21$ мм					
	от 200 до 3400 мм	$\Delta: \pm 6,71$ мм					
	от 200 до 3450 мм	$\Delta: \pm 6,81$ мм					

1	2	3	4	5	6	7	8
	от 200 до 3500 мм	$\Delta: \pm 6,9$ мм					
	от 200 до 3730 мм	$\Delta: \pm 7,33$ мм					
	от 200 до 1770 мм	$\Delta: \pm 3,81$ мм	FMP 54 (от 4 до 20 мА)	$\Delta: \pm 2$ мм	KFD2-STC4- Ex2	MC-PHAI01/ CC-PAIH02	$\gamma: \pm 0,18$ %
	от 200 до 2330 мм	$\Delta: \pm 4,76$ мм					
	от 200 до 3730 мм	$\Delta: \pm 7,33$ мм					
	от 200 до 3740 мм	$\Delta: \pm 7,35$ мм					
	от 200 до 4240 мм	$\Delta: \pm 8,3$ мм					
	от 200 до 3200 мм	$\Delta: \pm 6,34$ мм	Levelflex FMP51 (от 4 до 20 мА)	$\Delta: \pm 2$ мм	KFD2-STC4- Ex2	MC-PHAI01	$\gamma: \pm 0,18$ %
	от 200 до 1900 мм	$\Delta: \pm 4,03$ мм					
ИК объемного рас- хода	от 0 до 200 м ³ /ч	См. примечание 2	Promass 83F (от 4 до 20 мА)	$\delta: \pm 0,1$ %; токовый выход $\Delta: \pm 5$ мкА	KFD2-STC4- Ex2	MC-PHAI01	$\gamma: \pm 0,18$ %
	от 0 до 25 м ³ /ч; от 0 до 160 м ³ /ч	См. примечание 2			KFD0-CS- EX2.51P		$\gamma: \pm 1,33$ %

1	2	3	4	5	6	7	8
ИК объемного рас- хода	от 0 до 23,2 м³/ч; от 0 до 14600 м³/ч	См. примечание 2	8800 (от 4 до 20 мА)	Для жидкости: при $Re \geq 20000$ $\delta: \pm 0,65 \%$; при $20000 > Re \geq 10000$ $\delta: \pm 2 \%$; при $10000 > Re \geq 5000$ $\delta: \pm 6 \%$. Для газа: при $Re \geq 15000$ $\delta: \pm 1 \%$; при $15000 > Re \geq 10000$ $\delta: \pm 2 \%$; при $10000 > Re \geq 5000$ $\delta: \pm 6 \%$. Токовый выход $\gamma: \pm 0,025 \%$	KFD2-STC4- Ex2	MC-PHAI01	$\gamma: \pm 0,18 \%$
	от 0 до 16000 м³/ч	См. примечание 2	YEWFO DY (от 4 до 20 мА)	$\delta: \pm 1,5 \%$	KFD2-STC4- Ex2	MC-PHAI01	$\gamma: \pm 0,18 \%$
	от 0 до 25 м³/ч	См. примечание 2	92F (от 4 до 20 мА)	$\delta: \pm 0,5 \%$	MTL4544	CC-PAIH02	$\gamma: \pm 0,17 \%$
	от 0 до 320 м³/ч	См. примечание 2	Promag P 200 (от 4 до 20 мА)	$\delta: \pm (0,5 + 0,2/\sqrt{v}) \%$	MTL4544	CC-PAIH02	$\gamma: \pm 0,17 \%$
	от 0 до 160 м³/ч; от 0 до 1600 м³/ч; от 0 до 2500 м³/ч	См. примечание 2	Prowirl (от 4 до 20 мА)	При $Re \geq 10000$: – для жидкости: $\delta: \pm 0,65 \%/ \pm 0,75 \%$; – для газа и пара: $\delta: \pm 0,9 \%/ \pm 1,0 \%$; при имитационной поверке: $\delta: \pm 1,0 \%$.	MTL4544	CC-PAIH02	$\gamma: \pm 0,17 \%$
	от 0 до 50 м³/ч; от 0 до 300 м³/ч	См. примечание 2			KFD2-STC4- Ex2	MC-PHAI01	$\gamma: \pm 0,18 \%$

1	2	3	4	5	6	7	8
ИК массового рас- хода	от 0 до 3227 кг/ч (шкала от 0 до 827,52 м³/ч)	См. примечание 2	Promass F 200 (от 4 до 20 мА)	$\delta: \pm 0,35 \%$	KFD2-STC4- Ex2	МС-PHAI01	$\gamma: \pm 0,18 \%$
	от 0 до 6,3 т/ч	См. примечание 2	Prowirl (от 4 до 20 мА)	При $Re \geq 10000$: – для газа и пара: $\delta: \text{от } \pm 1,4 \text{ до } \pm 2,6 \%$; – при имитационной поверке: $\delta: \pm 3,0 \%$.	KFD2-STC4- Ex2	МС-PHAI01	$\gamma: \pm 0,18 \%$
ИК concentra- ции	от 0 до 10 % (объемная доля O ₂)	$\gamma: \pm 2,21 \%$ (в диапа- зоне от 0 до 5 %); $\delta: \pm 2,24 \%$ (в диапа- зоне свыше 5 %)	THERMOX WDG-IV (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 2 \%$ (в диапазоне от 0 до 5 %); $\delta: \pm 2 \%$ (в диапазоне свыше 5 %)	РИФ-П	СС-PAIH02	$\gamma: \pm 0,18 \%$
	от 50 до 100 % (объемная доля H ₂)	$\delta: \pm 5,51 \%$	X-STREAM X2FD (от 4 до 20 мА)	$\delta: \pm 5 \%$	–	МС-PHAI01	$\gamma: \pm 0,075 \%$
	от 50 до 100 % (объемная доля H ₂)	$\delta: \pm 5,51 \%$	X2FD (от 4 до 20 мА)	$\delta: \pm 5 \%$	–	МС-PHAI01	$\gamma: \pm 0,075 \%$
ИК дозрывных концентраций горючих газов и паров	от 0 до 50 % НКПР; от 0 до 100 % НКПР (горючие газы)	$\Delta: \pm 5,51 \%$ НКПР (от 0 до 50 % НКПР); $\delta: \pm 11,01 \%$ (свыше 50 до 100 % НКПР)	ЭРИС- ОПТИМА ПЛЮС (от 4 до 20 мА)	$\Delta: \pm 5 \%$ НКПР (от 0 до 50 % НКПР); $\delta: \pm 10 \%$ (свыше 50 до 100 % НКПР)	–	МС-PHAI01	$\gamma: \pm 0,075 \%$
ИК concentra- ции	от 5 до 50 млн ⁻¹ (шкала от 0 до 50 млн ⁻¹)	См. примечание	C6200S (от 4 до 20 мА)	$\delta: \pm 30 \%$ (от 5 до 25 млн ⁻¹) $\delta: \pm 15 \%$ (от 25 до 50 млн ⁻¹)	–	МС-PHAI01	$\gamma: \pm 0,075 \%$
ИК concentra- ции	от 0 до 10 млн ⁻¹ (объемная доля H ₂ S)	$\gamma: \pm 22,01 \%$	Sensepoint XCD (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 20 \%$	–	МС-PHAI01	$\gamma: \pm 0,075 \%$

1	2	3	4	5	6	7	8
ИК дозрывных концентраций горючих газов и паров	от 0 до 50 % НКПР (C ₃ H ₈)	Δ: ±5,51 % НКПР	АТОМ (от 4 до 20 мА)	Δ: ±5 % НКПР	—	МС-РНАІ01	γ: ±0,075 %
ИК дозрывных концентраций горючих газов и паров	от 0 до 50 % НКПР (CH ₄)	Δ: ±5,51 % НКПР	РЕХ 3000 (от 4 до 20 мА)	Δ: ±5 % НКПР	KFD2-STC4-Ex2	МС-РАІН03	γ: ±0,18 %
ИК концентрации	от 0 до 1 % (объемная доля O ₂)	γ: ±1,12 %	ГА WDG-IV (от 4 до 20 мА)	γ: ±1 %	РИФ-П	СС-РАІН02	γ: ±0,18 %
ИК дозрывных концентраций горючих газов и паров	от 0 до 50 % НКПР (CH ₄)	Δ: ±3,31 % НКПР Δ: ±5,51 % НКПР	ДГС ЭРИС-210 (от 4 до 20 мА)	От 0 до 50 % НКПР Δ: ±3 % НКПР или Δ: ±5 % НКПР. Св. 50 до 100 % НКПР Δ: ±(0,062·X-0,1) % НКПР или Δ: ±(0,02·X+4) % НКПР. δ: ±10 %.	—	МС-РНАІ01/ СС-РАІН02	γ: ±0,075 %
	от 0 до 100 % НКПР (CH ₄)	Δ: ±3,31 % НКПР (от 0 до 50 % НКПР); Δ: ±6,72 % НКПР (св. 50 до 100 % НКПР) Δ: ±5,51 % НКПР (от 0 до 50 % НКПР); Δ: ±6,61 % НКПР (св. 50 до 100 % НКПР)					
	от 0 до 100 % НКПР (CH ₄)	См. примечание 2					
	от 0 до 50 % НКПР (H ₂)	Δ: ±3,31 % НКПР или Δ: ±5,51 % НКПР					
	от 0 до 50 % НКПР (C ₄ H ₁₀)	Δ: ±5,51 % НКПР					
ИК дозрывных концентраций горючих газов и паров	от 0 до 50 % НКПР (C ₄ H ₁₀)	Δ: ±5,51 % НКПР	ДГС ЭРИС-230 (от 4 до 20 мА)	Δ: ±5 % НКПР	MTL4541	СС-РАІН02	γ: ±0,17 %

1	2	3	4	5	6	7	8
ИК концентрации	от 0 до 2 % (объемная доля O ₂)	$\gamma: \pm 2,21 \%$	WDG-IV (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 2 \%$	—	МС-PHAI01	$\gamma: \pm 0,075 \%$
ИК силы постоянного тока	от 4 до 20 мА	$\gamma: \pm 0,17 \%$	—	—	MTL4541	СС-РАИH01/ СС-РАИH02/ МС-РАИH03/ МС-PHAI01	$\gamma: \pm 0,17 \%$
		$\gamma: \pm 0,17 \%$			MTL4544		$\gamma: \pm 0,17 \%$
		$\gamma: \pm 0,18 \%$			KFD2-STC4-Ex2		$\gamma: \pm 0,18 \%$
		$\gamma: \pm 0,18 \%$			РИФ-П		$\gamma: \pm 0,18 \%$
		$\gamma: \pm 0,075 \%$			—		$\gamma: \pm 0,075 \%$
ИК воспроизведения силы постоянного тока	от 4 до 20 мА	$\gamma: \pm 0,42 \%$	—	—	KFD2 SCD2-Ex2.LK	МС- PHAO01	$\gamma: \pm 0,42 \%$
		$\gamma: \pm 0,51 \%$			MTL4549Y		$\gamma: \pm 0,51 \%$
		$\gamma: \pm 0,35 \%$			—		$\gamma: \pm 0,35 \%$
ИК электрического сопротивления (температуры)	НСХ: Pt 100, 100П	См. примечание 3	—	—	MTL4575	СС-РАИH01/ СС-РАИH02/ МС-РАИH03/ МС-PHAI01	См. примечание 3
					MTL4576		
					KFD2-UT2-Ex1		
					KFD2-UT-Ex1		

1	2	3	4	5	6	7	8
ИК напряжения (температуры)	НСХ: К, S, J	См. примечание 3	—	—	KFD2-UT2- Ex1	CC-PAIH01/ CC-PAIH02/	См. примечание 3
					KFD2-UT- Ex1	MC-PAIH03/ MC-PAIH01	

Примечания

1 Приняты следующие обозначения и сокращения: Δ – абсолютная погрешность, в единицах измеряемой величины; t – измеряемое значение температуры, °C; γ – приведенная погрешность, % от диапазона измерений; КД – класс допуска; ДИ – настроенный диапазон измерений; ТХС – температура холодного спая; АЦП – аналого-цифровое преобразование; ЦАП – цифро-аналоговое преобразование; TD – коэффициент перенастройки диапазона; h – диапазон измерений уровня, мм; δ – относительная погрешность, % от измеряемой величины; Re – число Рейнольдса; v – скорость среды, м/с; НКПР – нижний концентрационный предел распространения пламени; НСХ – номинальная статическая характеристика.

2 Пределы допускаемой основной относительной погрешности ИК $\delta_{ИК}$, %, рассчитывают по формулам:

$$\delta_{ИК} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{ПП}^2 + \left(\gamma_{ВП} \cdot \frac{X_{max} - X_{min}}{X_{изм}} \right)^2},$$

где $\delta_{ПП}$ – пределы допускаемой основной относительной погрешности первичного ИП ИК, %;
 X_{max} – значение измеряемой величины, соответствующее выходному сигналу первичного ИП ИК 20 мА, в единицах измеряемой величины;
 X_{min} – значение измеряемой величины, соответствующее выходному сигналу первичного ИП ИК 4 мА, в единицах измеряемой величины;
 $X_{изм}$ – значение измеряемой величины, измеренное первичным ИП ИК, в единицах измеряемой величины.

3 Пределы допускаемой основной приведенной к диапазону измерений погрешности рассчитывают по формулам:

– для ИК с MTL4575 при преобразовании сигналов термопреобразователей сопротивления:

$$\gamma = \frac{0,08}{R_{max} - R_{min}} \cdot 100 + \frac{0,011}{16} \cdot 100 + 0,075,$$

где $\delta_{ПП}$ – пределы допускаемой основной относительной погрешности первичного ИП ИК, %;
 R_{max} – значение сопротивления термопреобразователей сопротивления, соответствующее верхнему пределу измерений температуры ИК, Ом;
 R_{min} – значение сопротивления термопреобразователей сопротивления, соответствующее нижнему пределу измерений температуры ИК, Ом;

– для ИК с MTL4576 при преобразовании сигналов термопреобразователей сопротивления:

$$\gamma = \frac{0,08}{R_{max} - R_{min}} \cdot 100 + \frac{0,016}{16} \cdot 100 + 0,075;$$

– для ИК с KFD2-UT2-Ex1 при преобразовании сигналов термопреобразователей сопротивления:

$$\gamma = \frac{0,0006 \cdot t + 0,1}{t_{max} - t_{min}} \cdot 100 + 0,1 + 0,075;$$

где t_{max} – верхний предел диапазона измерений, °C;
 t_{min} – нижний предел диапазона измерений, °C;

1	2	3	4	5	6	7	8
		- для ИК с KFD2-UT2-Ex1 при преобразовании сигналов термопар:	$\gamma = \frac{0,0005 \cdot t + 1}{t_{max} - t_{min}} \cdot 100 + 0,1 + 0,075;$				
		- для ИК с KFD2-UT-Ex1 при преобразовании сигналов термопреобразователей сопротивления:	$\gamma = \frac{0,0001 \cdot t + 0,1}{t_{max} - t_{min}} \cdot 100 + 0,05 + 0,075;$				
		- для ИК с KFD2-UT-Ex1 при преобразовании сигналов термопар:	$\gamma = \frac{0,0005 \cdot t + 1}{t_{max} - t_{min}} \cdot 100 + 0,05 + 0,075.$				
		4 Шкала ИК уровня указана в процентах.					
		5 Значения относительной погрешности ИК массового и объемного расходов не должны превышать δ: ±3 % для пара, δ: ±4 % для газа, δ: ±5 % для жидкости.					
		6 Для расчета погрешности ИК в условиях эксплуатации: - приводят форму представления основных и дополнительных погрешностей измерительных компонентов ИК к единому виду (приведенная, относительная, абсолютная); - для каждого измерительного компонента ИК рассчитывают пределы допускаемых значений погрешности в условиях эксплуатации путем учета основной и дополнительных погрешностей от влияющих факторов. Пределы допускаемых значений погрешности Δ _{СИ} измерительного компонента ИК в условиях эксплуатации рассчитывают по формуле	$\Delta_{\text{СИ}}=\pm\sqrt{\Delta_0^2+\sum_{i=1}^n\Delta_i^2},$				
где	Δ ₀	- пределы допускаемой основной погрешности измерительного компонента; Δ _i	- погрешности измерительного компонента от i-го влияющего фактора в условиях эксплуатации при общем числе n учитываемых влияющих факторов.				
		Для каждого ИК рассчитывают границы, в которых с вероятностью, равной 0,95, должна находиться его погрешность Δ _{ИК} в условиях эксплуатации, по формуле	$\Delta_{\text{ИК}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\sum_{j=1}^k (\Delta_{\text{СИ} j})^2},$				
где	Δ _{СИj}	- пределы допускаемых значений погрешности Δ _{СИ} j-го измерительного компонента ИК в условиях эксплуатации.					

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК на базе системы измерительно-управляющей ExregionPKS

Метрологические и технические характеристики ИК ИС			Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов ИК ИС				
			Первичный ИП		Вторичная часть		
Наименование	Диапазоны измерений	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип барьера искрозащиты	Тип модуля ввода/вывода	Пределы допускаемой основной погрешности
ИК перепада давления	от 0 до 500 Па	$\gamma: \pm 0,22 \%$	Rosemount 3051CD (код диапазона 1) (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,15 \%$	IM(X)12-AI	СС-РАИH02	$\gamma: \pm 0,125$
	от 0 до 1000 Па						
	от 0 до 6,2 кПа						
ИК давления	от -650 до 650 Па	$\gamma: \pm 0,22 \%$	Rosemount 3051CG (код диапазона 1) (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,15 \%$	IM(X)12-AI	СС-РАИH02	$\gamma: \pm 0,125 \%$
	от -250 до 250 Па						
ИК давления	от 0 до 16 кПа	$\gamma: \pm 0,22 \%$	Rosemount 3051TG (код диапазона 1) (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,15 \%$	IM(X)12-AI	СС-РАИH02	$\gamma: \pm 0,125 \%$
	от 0 до 0,16 МПа						
	от 0 до 60 кПа						
	от -50 до 50 кПа						
	от 0 до 100 кПа						
ИК давления	от 0 до 160 кПа	$\gamma: \pm 0,22 \%$	Rosemount 3051TG (код диапазона 2) (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,15 \%$	IM(X)12-AI	СС-РАИH02	$\gamma: \pm 0,125 \%$
	от 0 до 0,25 МПа						
	от 0 до 0,4 МПа						
	от 0 до 0,6 МПа						
	от 0 до 1 МПа						
ИК давления	от 0 до 1,6 МПа	$\gamma: \pm 0,22 \%$	Rosemount 3051TG (код диапазона 3) (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,15 \%$	IM(X)12-AI	СС-РАИH02	$\gamma: \pm 0,125 \%$
	от 0 до 2,5 МПа						
ИК давления	от 0 до 600 кПа	$\gamma: \pm 0,15 \%$	2088G (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,075 \%$	IM(X)12-AI	СС-РАИH02	$\gamma: \pm 0,125 \%$
	от 0 до 0,05 МПа						

Метрологические и технические характеристики ИК ИС			Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов ИК ИС				
			Первичный ИП		Вторичная часть		
Наименование	Диапазоны измерений	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип барьера искрозащиты	Тип модуля ввода/вывода	Пределы допускаемой основной погрешности
ИК давления	от 0 до 4 МПа	$\gamma: \pm 0,15 \%$	PMP71 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,05 \%$	IM(X)12-AI	СС-RAIN02	$\gamma: \pm 0,125 \%$
ИК температуры	от -50 до +150 °С	$\Delta: \pm 1,25 \text{ } ^\circ\text{C}$	WTH 160-250 (Pt 100)	$\Delta: \pm (0,3 + 0,005 \cdot t) \text{ } ^\circ\text{C}$	IM(X)12-TI	СС-RAIN01	$\gamma: \pm 0,21 \%$
ИК температуры	от -50 до +250 °С	$\Delta: \pm 1,82 \text{ } ^\circ\text{C}$	Rosemount 0065 (Pt 100)	$\Delta: \pm (0,3 + 0,005 \cdot t) \text{ } ^\circ\text{C}$	IM(X)12-TI	СС-RAIN01	$\gamma: \pm 0,19 \%$
ИК температуры	от -50 до +100 °С	$\Delta: \pm 0,55 \text{ } ^\circ\text{C}$	TR12 (Pt 100)	$\Delta: \pm (0,15 + 0,002 \cdot t) \text{ } ^\circ\text{C}$	IM(X)12-TI	СС-RAIN01	$\gamma: \pm 0,23 \%$
ИК температуры	от -50 до +100 °С	$\Delta: \pm 0,55 \text{ } ^\circ\text{C}$	TR24 (Pt 100)	$\Delta: \pm (0,15 + 0,002 \cdot t) \text{ } ^\circ\text{C}$	IM(X)12-TI	СС-RAIN01	$\gamma: \pm 0,23 \%$
	от -50 до +150 °С	$\Delta: \pm 0,68 \text{ } ^\circ\text{C}$					$\gamma: \pm 0,21 \%$
ИК температуры	от -50 до +50 °С	$\Delta: \pm 0,68 \text{ } ^\circ\text{C}$	ТСПТ Ex (Pt 100)	$\Delta: \pm (0,3 + 0,005 \cdot t) \text{ } ^\circ\text{C}$	IM(X)12-TI	СС-RAIN01	$\gamma: \pm 0,27 \%$
	от -50 до +100 °С	$\Delta: \pm 0,96 \text{ } ^\circ\text{C}$					$\gamma: \pm 0,23 \%$
	от -50 до +150 °С	$\Delta: \pm 1,25 \text{ } ^\circ\text{C}$					$\gamma: \pm 0,21 \%$
	от -50 до +200 °С	$\Delta: \pm 1,53 \text{ } ^\circ\text{C}$					$\gamma: \pm 0,19 \%$
	от -50 до +250 °С	$\Delta: \pm 1,82 \text{ } ^\circ\text{C}$					$\gamma: \pm 0,19 \%$
	от -50 до +300 °С	$\Delta: \pm 2,1 \text{ } ^\circ\text{C}$					$\gamma: \pm 0,18 \%$
	от -50 до +400 °С	$\Delta: \pm 2,1 \text{ } ^\circ\text{C}$					$\gamma: \pm 0,18 \%$
ИК температуры	от 0 до +1450 °С	$\Delta: \pm 7,26 \text{ } ^\circ\text{C}$	ТППТ Ex (тип S)	$\Delta: \pm 1,5 \text{ } ^\circ\text{C}$ (при t от 0 до +600 °С); $\Delta: \pm (0,0075 \cdot t) \text{ } ^\circ\text{C}$ (при t свыше +600 до +1600 °С)	IM(X)12-TI	СС-RAIN01	$\gamma: \pm 0,38 \%$
	от 0 до +1600 °С	$\Delta: \pm 7,72 \text{ } ^\circ\text{C}$					$\gamma: \pm 0,36 \%$

Метрологические и технические характеристики ИК ИС			Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов ИК ИС				
			Первичный ИП		Вторичная часть		
Наименование	Диапазоны измерений	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип барьера искрозащиты	Тип модуля ввода/вывода	Пределы допускаемой основной погрешности
ИК температуры	от -40 до +250 °С	Δ : $\pm 4,19$ °С	КТХА Ех (тип К)	Δ : $\pm 2,2$ °С (при t от -110 до +293 °С); Δ : $\pm (0,0075 \cdot t)$ °С (при t свыше +293 до +1300 °С)	IM(X)12-TI	СС-RAIN01	γ : $\pm 1,07$ %
	от -40 до +300 °С	Δ : $\pm 4,24$ °С					γ : $\pm 0,92$ %
	от -40 до +400 °С	Δ : $\pm 4,84$ °С					γ : $\pm 0,73$ %
	от -40 до +500 °С	Δ : $\pm 5,5$ °С					γ : $\pm 0,61$ %
	от -40 до +600 °С	Δ : $\pm 6,2$ °С					γ : $\pm 0,53$ %
	от -40 до +1100 °С ¹⁾	Δ : $\pm 10,2$ °С					γ : $\pm 0,36$ %
ИК температуры	от 0 до +500 °С	Δ : $\pm 4,1$ °С	ТС10-К (тип К)	Δ : $\pm 1,1$ °С или $\pm 0,004 \cdot t$ (используют большее значение)	IM(X)12-TI	СС-RAIN01	γ : $\pm 0,62$ %
ИК температуры	от +700 до +1500 °С	Δ : $\pm 7,24$ °С	EF1RMТK (от 4 до 20 мА)	Δ : $\pm (0,003 \cdot t + 2)$ °С	IM(X)12-AI	СС-RAIN02	γ : $\pm 0,125$ %
ИК концентрации (объемной доли) кислорода	от 0 до 10 %	Δ : $\pm 0,12$ % в диапазоне измерений от 0 до 3 %; δ : $\pm 3,35$ % в диапазоне измерений свыше 3 до 10 %	Thermox WDG-V (от 4 до 20 мА)	Δ : $\pm 0,1$ % в диапазоне измерений от 0 до 3 %; δ : ± 3 % в диапазоне измерений свыше 3 до 10 %	IM(X)12-AI	СС-RAIN02	γ : $\pm 0,125$ %
ИК концентрации (объемной доли) сероводорода	от 0 до 4 %	γ : $\pm 4,41$ %	АМЕТЕК 888 (от 4 до 20 мА)	γ : ± 4 %	IM(X)12-AI	СС-RAIN02	γ : $\pm 0,125$ %
ИК концентрации (объемной доли) диоксида серы	от 0 до 2 % ³⁾	γ : $\pm 4,41$ %		γ : ± 4 %	IM(X)12-AI	СС-RAIN02	γ : $\pm 0,125$ %

Метрологические и технические характеристики ИК ИС			Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов ИК ИС				
			Первичный ИП		Вторичная часть		
Наименование	Диапазоны измерений	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип барьера искрозащиты	Тип модуля ввода/вывода	Пределы допускаемой основной погрешности
ИК концентрации (объемной доли) диоксида серы	от 0 до 1 %	$\gamma: \pm 5,51 \%$	СТ5100 (от 4 до 20 мА)	$\Delta: \pm 0,05 \%$	IM(X)12-AI	СС-РАИH02	$\gamma: \pm 0,125 \%$
ИК концентрации (объемной доли) оксида азота	от 0 до 400 млн ⁻¹	$\Delta: \pm 132 \text{ млн}^{-1}$		$\Delta: \pm 120 \text{ млн}^{-1}$			
ИК концентрации (объемной доли) диоксида азота	от 0 до 400 млн ⁻¹	$\Delta: \pm 70,4 \text{ млн}^{-1}$		$\Delta: \pm 64 \text{ млн}^{-1}$			
ИК концентрации (объемной доли) сероводорода	от 0 до 50 млн ⁻¹	$\Delta: \pm 26,4 \text{ млн}^{-1}$		$\Delta: \pm 24 \text{ млн}^{-1}$			
ИК объемной доли оксида углерода	от 0 до 500 млн ⁻¹	$\Delta: \pm 44 \text{ млн}^{-1}$		$\Delta: \pm 40 \text{ млн}^{-1}$			

Метрологические и технические характеристики ИК ИС			Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов ИК ИС				
			Первичный ИП		Вторичная часть		
Наименование	Диапазоны измерений	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип барьера искрозащиты	Тип модуля ввода/вывода	Пределы допускаемой основной погрешности
ИК концентрации сероводорода	от 0 до 20 млн ⁻¹	γ: ±11,1 % в диапазоне измерений от 0 до 10 млн ⁻¹ ; δ: ±11,1 % в диапазоне измерений свыше 10 до 20 млн ⁻¹	ДГС ЭРИС-230 (от 4 до 20 мА)	γ: ±10 % в диапазоне измерений от 0 до 10 млн ⁻¹ ; δ: ±10 % в диапазоне измерений свыше 10 до 20 млн ⁻¹	IM(X)12-AI	СС-РАИH02	γ: ±0,125 %
ИК концентрации хлора	от 0 до 3 млн ⁻¹	γ: ±22,1 % в диапазоне измерений от 0 до 0,3 млн ⁻¹ ; δ: ±22,1 % в диапазоне измерений свыше 0,3 до 5 млн ⁻¹		γ: ±20 % в диапазоне измерений от 0 до 0,3 млн ⁻¹ ; δ: ±20 % в диапазоне измерений свыше 0,3 до 5 млн ⁻¹			
ИК концентрации бутана	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР) ⁴⁾	Δ: ±0,08 % (5,51 % НКПР)		Δ: ±0,07 % (5 % НКПР)			
ИК расхода ²⁾	от 0 до 2 м ³ /ч	δ: ±1,18 % (20000≤Re<1500·DN); δ: ±0,93 % (1500·DN≤Re)	YEWFO DY (от 4 до 20 мА)	δ: ±1 % (20000≤Re<1500·DN); δ: ±0,75 % (1500·DN≤Re)	IM(X)12-AI	СС-РАИH02	γ: ±0,125 %
ИК расхода ²⁾	от 0 до 800 кг/ч	см. примечание 2	Promass F 200 (от 4 до 20 мА)	δ: ±0,1 % (Q≥(Zs/0,1)·100); δ: ±(Zs/Q)·100 % (Q<(Zs/0,1)·100)	IM(X)12-AI	СС-РАИH02	γ: ±0,125 %
	от 0 до 1600 кг/ч						
	от 0 до 2000 кг/ч						
ИК расхода ²⁾	от 0 до 15 кг/ч	см. примечание 2		δ: ±0,35 % (Q≥(Zs/0,35)·100); δ: ±(Zs/Q)·100 % (Q<(Zs/0,35)·100)			
	от 0 до 50 кг/ч						
	от 0 до 125 кг/ч						
	от 0 до 1600 кг/ч						

Метрологические и технические характеристики ИК ИС			Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов ИК ИС				
			Первичный ИП		Вторичная часть		
Наименование	Диапазоны измерений	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип барьера искрозащиты	Тип модуля ввода/вывода	Пределы допускаемой основной погрешности
ИК расхода ²⁾	от 0 до 40 кг/ч	см. примечание 2	Prowirl (от 4 до 20 мА)	$\delta: \pm 1,7 \%$	IM(X)12-AI	СС-РАИH02	$\gamma: \pm 0,125 \%$
	от 0 до 100 кг/ч						
	от 0 до 500 кг/ч						
	от 0 до 1250 кг/ч						
	от 0 до 1600 кг/ч						
ИК расхода ²⁾	от 0 до 32 кг/ч			$\delta: \pm 1,6 \%$	IM(X)12-AI	СС-РАИH02	$\gamma: \pm 0,125 \%$
	от 0 до 40 кг/ч						
	от 0 до 320 кг/ч						
	от 0 до 350 кг/ч						
	от 0 до 500 кг/ч						
	от 0 до 630 кг/ч						
	от 0 до 800 кг/ч						
ИК расхода ²⁾	от 0 до 1600 кг/ч			см. примечание 2	AXR (от 4 до 20 мА)	IM(X)12-AI	СС-РАИH02
	от 0 до 7 м³/ч						
	от 0 до 7 м³/ч						
	от 0 до 2,5 м³/ч						
ИК расхода ²⁾	от 0 до 4 м³/ч	см. примечание 2	AXR (от 4 до 20 мА)	$\Delta: \pm 0,0112 \text{ м}^3/\text{ч}$ $(Q < 2,1 \text{ м}^3/\text{ч});$ $\delta: \pm 0,5 \%$ ($Q \geq 2,1 \text{ м}^3/\text{ч}$)	IM(X)12-AI	СС-РАИH02	$\gamma: \pm 0,125 \%$
	от 0 до 7 м³/ч						
	от 0 до 2,5 м³/ч						
	от 0 до 4 м³/ч						

Метрологические и технические характеристики ИК ИС			Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов ИК ИС				
			Первичный ИП		Вторичная часть		
Наименование	Диапазоны измерений	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип барьера искрозащиты	Тип модуля ввода/вывода	Пределы допускаемой основной погрешности
	от 0 до 6,3 м ³ /ч			Δ : $\pm 0,021$ м ³ /ч (Q < 3,15 м ³ /ч); δ : $\pm 0,524$ % (Q $\geq$ 3,15 м ³ /ч)			

Метрологические и технические характеристики ИК ИС			Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов ИК ИС				
			Первичный ИП		Вторичная часть		
Наименование	Диапазоны измерений	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип барьера искрозащиты	Тип модуля ввода/вывода	Пределы допускаемой основной погрешности
ИК расхода ²⁾	от 0 до 10000 м ³ /ч ⁵⁾	см. примечание 2	Optic-W (от 4 до 20 мА)	$\delta: \pm 2,5 \%$	IM(X)12-AI	СС-РАИH02	$\gamma: \pm 0,125 \%$
ИК уровня	от 100 до 1600 мм	$\Delta: \pm 4 \text{ мм}^{6)}$	5301 (от 4 до 20 мА)	$\delta: \pm 0,03 \%^{6)}$	IM(X)12-AI	СС-РАИH02	$\gamma: \pm 0,125 \%$
	от 100 до 2350 мм	$\Delta: \pm 4,65 \text{ мм}^{6)}$					
	от 100 до 3100 мм	$\Delta: \pm 5,4 \text{ мм}^{6)}$					
ИК уровня	от 0 до 275 мм	$\Delta: \pm 3,4 \text{ мм}$	Метран 5301 (от 4 до 20 мА)	$\Delta: \pm 3 \text{ мм}$	IM(X)12-AI	СС-РАИH02	$\gamma: \pm 0,125 \%$
	от 0 до 300 мм						
	от 0 до 440 мм						
	от 0 до 1000 мм	$\Delta: \pm 3,6 \text{ мм}$					
	от 180 до 1150 мм	$\Delta: \pm 3,7 \text{ мм}$					
	от 180 до 1240 мм	$\Delta: \pm 3,75 \text{ мм}$					
ИК виброскорости	от 180 до 1600 мм	$\Delta: \pm 4 \text{ мм}$					
	от 0,1 до 25,4 мм/с	см. примечание 2	КД6407 (от 4 до 20 мА)	см. примечание 3	IM(X)12-AI	СС-РАИH02	$\gamma: \pm 0,125 \%$
ИК силы постоянного тока	от 4 до 20 мА	$\gamma: \pm 0,125 \%$	—	—	IM(X)12-AI	СС-РАИH02	$\gamma: \pm 0,125 \%$
						СС-TAIX01	

Метрологические и технические характеристики ИК ИС			Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов ИК ИС				
			Первичный ИП		Вторичная часть		
Наименование	Диапазоны измерений	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип барьера искрозащиты	Тип модуля ввода/вывода	Пределы допускаемой основной погрешности
ИК воспроизведения силы постоянного тока	от 4 до 20 мА	$\gamma: \pm 0,4 \%$	—	—	IM(X)12-AO	СС-РАОН01	$\gamma: \pm 0,4 \%$

¹⁾ Диапазон показаний от минус 50 до 1100 °С.
²⁾ Значения относительной погрешности ИК не должны превышать $\delta: \pm 3 \%$ для пара, $\delta: \pm 4 \%$ для газа, $\delta: \pm 5 \%$ для жидкости.
³⁾ Диапазон показаний от 0 до 3 %.
⁴⁾ Диапазон показаний от 0 до 1,4 % (от 0 до 100 % НКПР).
⁵⁾ Скорость потока газа не менее 0,5 м/с.
⁶⁾ Пределы погрешности измерений нормированы при расстоянии до поверхности измеряемой среды от 0,04 до 10,00 м включительно.

Метрологические и технические характеристики ИК ИС			Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов ИК ИС				
			Первичный ИП		Вторичная часть		
Наименование	Диапазоны измерений	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип барьера искрозащиты	Тип модуля ввода/вывода	Пределы допускаемой основной погрешности
Примечания: 1 Приняты следующие обозначения: γ – приведенная погрешность, % от диапазона измерений; Δ – абсолютная погрешность, в единицах измеряемой величины; δ – относительная погрешность, % от измеряемой величины; t – измеряемое значение температуры, °C; Re – число Рейнольдса; DN – условный диаметр, мм; Zs – стабильность нулевой точки, кг/ч; Q – измеряемое значение расхода, кг/ч; НКПР – нижний концентрационный предел распространения пламени. 2 Пределы допускаемой основной относительной погрешности ИК $\delta_{ИК}$, % рассчитывают по формулам: $\delta_{ИК} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{ПП}^2 + \left(\gamma_{ВП} \cdot \frac{X_{max} - X_{min}}{X_{изм}} \right)^2},$ где $\delta_{ПП}$ – пределы допускаемой основной относительной погрешности первичного ИП ИК, %; X_{max} – значение измеряемой величины, соответствующее выходному сигналу первичного ИП ИК 20 мА, в единицах измеряемой величины; X_{min} – значение измеряемой величины, соответствующее выходному сигналу первичного ИП ИК 4 мА, в единицах измеряемой величины; $X_{изм}$ – значение измеряемой величины, измеренное первичным ИП ИК, в единицах измеряемой величины. 3 Границы основной относительной погрешности вибропреобразователя $\delta_{ВП}$, %, при доверительной вероятности 0,95 рассчитывают по формуле $\delta_{ВП} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_0^2 + \delta K_D^2 + \Delta_{П}^2 + (\delta_a^{ВП})^2 + \gamma^2 + \Delta_{КТ}^2 + \Delta_B^2},$ где δ_0 – относительная погрешность эталонного средства измерений параметров вибрации, входящего в состав поверочной виброустановки, %; δK_D – относительная разность между действительным значением коэффициента преобразования и номинальным значением, указанным в паспорте вибропреобразователя, %; $\Delta_{П}$ – погрешность, вызванная наличием поперечного движения вибростола поверочной виброустановки, %; $\delta_a^{ВП}$ – нелинейность амплитудной характеристики вибропреобразователя, %; γ – неравномерность амплитудно-частотной характеристики вибропреобразователя, %; $\Delta_{КТ}$ – погрешность, вызванная наличием высших гармонических составляющих в законе движения вибростола поверочной виброустановки, %; Δ_B – погрешность средства измерений электрического сигнала с выхода поверяемого вибропреобразователя (или согласующего усилителя), %. Относительную разность между действительным значением коэффициента преобразования и номинальным значением, указанным в паспорте вибропреобразователя, δK_D, %, рассчитывают по формуле $\delta K_D = \frac{ K_D - K_H }{K_H} \cdot 100,$ где K_D – действительное значение коэффициента преобразования вибропреобразователя, мА/мм·с⁻¹; K_H – номинальное значение коэффициента преобразования вибропреобразователя, мА/мм·с⁻¹.							

Метрологические и технические характеристики ИК ИС			Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов ИК ИС				
			Первичный ИП		Вторичная часть		
Наименование	Диапазоны измерений	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип барьера искрозащиты	Тип модуля ввода/вывода	Пределы допускаемой основной погрешности
Погрешность, вызванную наличием поперечного движения вибростола поверочной виброустановки, Δ_{Π}, %, рассчитывают по формуле $\Delta_{\Pi} = \frac{K_{ПВС} \cdot K_{ОП}}{100},$ где $K_{ПВС}$ – коэффициент, характеризующий поперечное движение вибростола поверочной виброустановки, %; $K_{ОП}$ – относительный коэффициент поперечного преобразования вибропреобразователя, %. Погрешность, вызванную наличием высших гармонических составляющих в законе движения вибростола поверочной виброустановки, $\Delta_{КТ}$, %, рассчитывают по формуле $\Delta_{КТ} = \left(\sqrt{1 + \left(\frac{K_{\Gamma}}{100} \right)^2} - 1 \right) \cdot 100,$ где K_{Γ} – коэффициент гармоник в задаваемом режиме движения вибростола поверочной виброустановки, %. 4 Для расчета погрешности ИК в условиях эксплуатации: – приводят форму представления основных и дополнительных погрешностей измерительных компонентов ИК к единому виду (приведенная, относительная, абсолютная); – для каждого измерительного компонента ИК рассчитывают пределы допускаемых значений погрешности в условиях эксплуатации путем учета основной и дополнительных погрешностей от влияющих факторов. Пределы допускаемых значений погрешности $\Delta_{СИ}$ измерительного компонента ИК в условиях эксплуатации рассчитывают по формуле $\Delta_{СИ} = \pm \sqrt{\Delta_0^2 + \sum_{i=1}^n \Delta_i^2},$ где Δ_0 – пределы допускаемой основной погрешности измерительного компонента; Δ_i – погрешности измерительного компонента от i-го влияющего фактора в условиях эксплуатации при общем числе n учитываемых влияющих факторов. Для каждого ИК рассчитывают границы, в которых с вероятностью, равной 0,95, должна находиться его погрешность $\Delta_{ИК}$ в условиях эксплуатации, по формуле $\Delta_{ИК} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\sum_{j=1}^k (\Delta_{СИj})^2},$ где $\Delta_{СИj}$ – пределы допускаемых значений погрешности $\Delta_{СИ}$ j-го измерительного компонента ИК в условиях эксплуатации.							

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерительная РСУ установки ГДС-850 ООО «ЛУКОЙЛ-УНП»	—	1 шт.
Паспорт	—	1 экз.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 1 октября 2018 г. № 2091 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А»;

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 г. № 3456 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 28 июля 2023 г. № 1520 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы».

Изготовитель:

Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ»
(ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ»)

Юридический адрес: 115093, г. Москва, ул. Люсиновская, д. 36, стр. 1

Почтовый адрес: 101000, г. Москва, Сретенский б-р, д. 11, а/я 295

Почтовый адрес Филиала: 169710, г. Усинск, ул. Комсомольская, д. 22А

Телефон/Факс: (82144) 5-62-62

Испытательный центр:

Государственный центр испытаний средств измерений Общество с ограниченной ответственностью «Метрологический центр СТП» (ГЦИ СИ ООО «Метрологический центр СТП»)

Адрес: 420107, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, к. 5

Телефон: (843)214-20-98

Факс: (843)227-40-10

e-mail: office@ooostp.ru

http://www.ooostp.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц №30151-11.

в части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП»
(ООО ЦМ «СТП»)

Адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, к. 5, оф. 7

Телефон: (843) 214-20-98, факс: (843) 227-40-10

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

E-mail: office@ooostp.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311229.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» января 2024 г. № 219

Регистрационный № 36897-12

Лист № 1
Всего листов 20

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ «Иристон-1»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ «Иристон-1» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

Измерительные каналы (ИК) №№ 1-23 Дзауджикауской ГЭС и Гизельдонской ГЭС включают в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), а также аппаратуру для передачи/приема данных по линиям связи; источники бесперебойного питания для каналообразующей аппаратуры;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), в который входят устройства сбора и передачи данных СИКОН С70 (УСПД), обеспечивающие интерфейс доступа к ИИК, технические средства приема-передачи данных (каналообразующей аппаратуры);

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя сервер сбора и передачи данных, программное обеспечение (ПО), каналообразующую аппаратуру, рабочие станции (АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации. ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, диагностики состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в АО «АТС».

ИК №№ 24-35 Эзминской ГЭС включают в себя следующие уровни:

1-й уровень – ИИК, включающие в себя измерительные ТТ, измерительные ТН, счетчики, а также аппаратуру для передачи/приема данных по линиям связи; источники бесперебойного питания для каналообразующей аппаратуры;

2-й уровень - ИВК, включает в себя сервер сбора и передачи данных, ПО, каналообразующую аппаратуру, рабочие станции (АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации. ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, диагностики состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в АО «АТС».

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. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с.

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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Передача данных с ИВКЭ на уровень ИВК (Дзауджикауская ГЭС) для ИК №№ 1-23 осуществляется следующим образом:

- с уровня ИВКЭ (Дзауджикауская ГЭС) на уровень ИВК (Дзауджикауская ГЭС) по каналу Ethernet;
- с уровня ИВКЭ (Гизельдонская ГЭС) на уровень ИВК (Дзауджикауская ГЭС) по основному или резервному каналам, где:
 - основной канал - с уровня ИВКЭ через аппаратуру сопряжения в ТСПД станции, затем по ВОЛС на уровень ИВК (Дзауджикауская ГЭС);
 - резервный канал - с уровня ИВКЭ через аппаратуру сопряжения в ТСПД станции, затем по спутниковой связи на уровень ИВК (Дзауджикауская ГЭС).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по линиям связи поступает в УСПД. В УСПД происходят косвенные измерения электрической энергии при помощи программного обеспечения, установленного на контроллере, далее информация поступает на сервер, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных при помощи АРМ.

Передача данных с ИИК (Эзминская ГЭС) на уровень ИВК (Дзауджикауская ГЭС) для ИК №№ 24-35 осуществляется по основному или резервному каналам, где:

- основной канал - с уровня ИИК через аппаратуру сопряжения в ТСПД станции, затем по ВОЛС на уровень ИВК (Дзауджикауская ГЭС);
- резервный канал - с уровня ИИК через аппаратуру сопряжения в ТСПД станции, затем по спутниковой связи на уровень ИВК (Дзауджикауская ГЭС).

Цифровой сигнал с выходов счётчиков ИК №№ 24-35 при помощи технических средств приёма - передачи данных поступает на сервер, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных при помощи АРМ.

На верхнем уровне системы выполняется дальнейшая обработка, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН) происходит автоматически в счетчике, либо в УСПД, либо в ИВК.

Передача информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии осуществляется отправкой сформированных XML-файлов по сети Internet через интернет-провайдера или провайдера сотовой связи.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. Для синхронизации шкалы времени СОЕВ в состав ИВК входят устройства синхронизации времени ИСС-2.7 (основное и резервное), расположенные на Дзауджикауской ГЭС, и устройства синхронизации времени ИСС-2.7 (основное и резервное), расположенные на Эзминской ГЭС.

Сравнение шкалы времени сервера с ИСС-2.7 Дзауджикауской ГЭС происходит не реже, чем 1 раз в сутки посредством встроенного ПО сервера ИВК. Коррекция шкалы времени сервера выполняется при расхождении шкал времени сервера ИВК и ИСС-2.7 Дзауджикауской ГЭС более, чем на ± 1 с.

Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени сервера не реже одного раза в сутки, коррекция времени УСПД проводится при расхождении времени УСПД и сервера более, чем на ± 1 с.

Сравнение шкалы времени счетчиков ИК №№ 1-23 со шкалой времени УСПД не реже одного раза в сутки, коррекция времени счетчиков проводится при расхождении времени счетчика и УСПД более, чем на ± 1 с.

Сравнение шкалы времени счетчиков ИК №№ 24-35 со шкалой времени устройств синхронизации времени ИСС-2.7 Эзминской ГЭС осуществляется периодически (не реже, чем 1 раз в 1 сутки). При наличии любого расхождения производится синхронизация шкалы времени счетчика со шкалой времени ИСС-2.7.

Факт коррекции времени отражается в журналах событий счетчиков, УСПД и сервера с указанием времени (включая секунды) корректируемого и корректирующего компонентов в момент, предшествующий коррекции, и(или) величины коррекции, на которую были скорректированы указанные устройства.

Нанесение знака поверки и заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 001. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ типографским способом. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав ИК АИИС КУЭ, приведены в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2.0», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. Защита измерительной информации в ПО «Пирамида 2.0» обеспечивается паролями в соответствии с правами доступа, а также кодированием данных.

Таблица 1 – Метрологически значимые модули ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Пирамида 2.0
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 10.8
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, BinaryPackControls.dll)	EB19 84E0 072A CFE1 C797 269B 9DB1 5476
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, CheckDataIntegrity.dll)	E021 CF9C 974D D7EA 9121 9B4D 4754 D5C7
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ComIECFunctions.dll)	BE77 C565 5C4F 19F8 9A1B 4126 3A16 CE27
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ComModbusFunctions.dll)	AB65 EF4B 617E 4F78 6CD8 7B4A 560F C917
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ComStdFunctions.dll)	EC9A 8647 1F37 13E6 0C1D AD05 6CD6 E373
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, DateTimeProcessing.dll)	D1C2 6A2F 55C7 FECF F5CA F8B1 C056 FA4D
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, SafeValuesDataUpdate.dll)	B674 0D34 19A3 BC1A 4276 3860 BB6F C8AB
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, SimpleVerifyDataStatuses.dll)	61C1 445B B04C 7F9B B424 4D4A 085C 6A39
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, SummaryCheckCRC.dll)	EFCC 55E9 1291 DA6F 8059 7932 3644 30D5
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ValuesDataProcessing.dll)	013E 6FE1 081A 4CF0 C2DE 95F1 BB6E E645

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Конструкция средства измерений исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 - 4.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ, основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Канал измерений		Состав измерительного канала				
№№ ИК	Диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)		Обозначение, тип		УСПД/ УСВ/ Сервер
1	2	3		4		5
Дзауджикауская ГЭС						
1	Г-1 6 кВ Дзауджикауская ГЭС	ТТ	Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1276-59	A	ТПЛ-10	УСПД Сикон С70 Рег. № 28822-05 / ИСС-2.7 Рег. № 71235-18 (основное и резервное) / Сервер Аквариус Т50
				B	ТПЛ-10	
				C	ТПЛ-10	
		ТН	Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 71706-18	A	НОЛ-СЭЩ	
				B	-	
				C	НОЛ-СЭЩ	
		Счетчик	Кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		
2	Г-2 6 кВ Дзауджикауская ГЭС	ТТ	Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1276-59	A	ТПЛ-10	
				B	ТПЛ-10	
				C	ТПЛ-10	
		ТН	Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 71706-18	A	НОЛ-СЭЩ	
				B	-	
				C	НОЛ-СЭЩ	
		Счетчик	Кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5
3	Г-3 6 кВ Дзауджикауская ГЭС	ТТ	Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1276-59	А	ТПЛ-10	УСПД Сикон С70 Рег. № 28822-05 / ИСС-2.7 Рег. № 71235-18 (основное и резервное) / Сервер Аквариус Т50
				В	ТПЛ-10	
				С	ТПЛ-10	
		ТН	Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 71706-18	А	НОЛ-СЭЩ	
				В	-	
				С	НОЛ-СЭЩ	
Счетчик	Кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01				
4	ВЛ 110 кВ Юго - Западная – Восточная с отпайкой на Дзауджикаускую ГЭС (Л-32)	ТТ	Кл.т. 0,5S 200/1 Рег. № 32123-06	А	ТВ	
				В	ТВ	
				С	ТВ	
		ТН	Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84	А	НКФ110-83У1	
				В	НКФ110-83У1	
				С	НКФ110-83У1	
Счетчик	Кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01				
5	ВЛ 110 кВ Эзминская ГЭС – РП-110 с отпайками (Л-8)	ТТ	Кл.т. 0,5S 200/1 Рег. № 32123-06	А	ТВ	
				В	ТВ	
				С	ТВ	
		ТН	Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84	А	НКФ110-83У1	
				В	НКФ110-83У1	
				С	НКФ110-83У1	
Счетчик	Кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01				

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5
6	ВЛ 35 кВ Дзауджикауская ГЭС-ВЗАТЭ (Л-439)	ТТ	Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 17552-06	А	ТФМ-35-П	УСПД Сикон С70 Рег. № 28822-05 / ИСС-2.7 Рег. № 71235-18 (основное и резервное) / Сервер Аквариус Т50
				В	ТФМ-35-П	
				С	ТФМ-35-П	
		ТН	Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70	А	ЗНОМ-35-65	
				В	ЗНОМ-35-65	
				С	ЗНОМ-35-65	
Счетчик	Кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01				
7	ВЛ 35 кВ Дзауджикауская ГЭС-Электроконтактор (Л-461)	ТТ	Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 17552-06	А	ТФМ-35-П	
				В	ТФМ-35-П	
				С	ТФМ-35-П	
		ТН	Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70	А	ЗНОМ-35-65	
				В	ЗНОМ-35-65	
				С	ЗНОМ-35-65	
Счетчик	Кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01				
8	КВЛ 6 кВ Л-Б-1	ТТ	Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1276-59	А	ТПЛ-10	
				В	-	
				С	ТПЛ-10	
		ТН	Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87	А	НАМИ-10	
				В		
				С		
Счетчик	Кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01				
9	КЛ 6 кВ Л-30	ТТ	Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1276-59	А	ТПЛ-10	
				В	-	
				С	ТПЛ-10	
		ТН	Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87	А	НАМИ-10	
				В		
				С		
Счетчик	Кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01				

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5
10	КЛ 6 кВ Л-20	ТТ	Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1276-59	А	ТПЛ-10	УСПД Сикон С70 Рег. № 28822-05 / ИСС-2.7 Рег. № 71235-18 (основное и резервное) / Сервер Аквариус Т50
				В	-	
				С	ТПЛ-10	
		ТН	Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87	А	НАМИ-10	
				В		
				С		
		Счетчик	Кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		
11	КВЛ 6 кВ Л-ГУ	ТТ	Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 1276-59	А	ТПЛ-10	
				В	-	
				С	ТПЛ-10	
		ТН	Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87	А	НАМИ-10	
				В		
				С		
		Счетчик	Кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		
12	КЛ 6 кВ Л-38	ТТ	Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1276-59	А	ТПЛ-10	
				В	-	
				С	ТПЛ-10	
		ТН	Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87	А	НАМИ-10	
				В		
				С		
		Счетчик	Кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		
13	КЛ 6 кВ Л-40	ТТ	Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1276-59	А	ТПЛ-10	
				В	-	
				С	ТПЛ-10	
		ТН	Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87	А	НАМИ-10	
				В		
				С		
		Счетчик	Кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5
14	КЛ 6 кВ Л-Б-2	ТТ	Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1276-59	А	ТПЛ-10	УСПД Сикон С70 Рег. № 28822-05 / ИСС-2.7 Рег. № 71235-18 (основное и резервное) / Сервер Аквариус Т50
				В	-	
				С	ТПЛ-10	
		ТН	Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87	А	НАМИ-10	
				В		
				С		
Счетчик	Кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01				
15	ТП-200 0,4 кВ	ТТ	Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 22656-02	А	Т-0,66	Сервер Аквариус Т50
				В	Т-0,66	
				С	Т-0,66	
		ТН	-	-		
Счетчик	Кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.09				
АИИС КУЭ «Иристон-1» Гизельдонская ГЭС						
16	Г-1 6 кВ Гизельдонская ГЭС	ТТ	Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 1261-02	А	ТПОЛ 10	УСПД Сикон С70 Рег. № 28822-05 / ИСС-2.7 Рег. № 71235-18 (основное и резервное) / Сервер Аквариус Т50
				В	ТПОЛ 10	
				С	ТПОЛ 10	
		ТН	Кл.т. 0,5 6600/√3/100/√3 Рег. № 47583-11	А	ЗНОЛП-ЭК-10	
				В	ЗНОЛП-ЭК-10	
				С	ЗНОЛП-ЭК-10	
Счетчик	Кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01				

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5
17	Г-2 6 кВ Гизельдонская ГЭС	ТТ	Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 47958-16	А	ТПОЛ	УСПД Сикон С70 Рег. № 28822-05 / ИСС-2.7 Рег. № 71235-18 (основное и резервное) / Сервер Аквариус Т50
				В	ТПОЛ	
				С	ТПОЛ	
		ТН	Кл.т. 0,5 6600/√3/100/√3 Рег. № 47583-11	А	ЗНОЛП-ЭК-10	
				В	ЗНОЛП-ЭК-10	
				С	ЗНОЛП-ЭК-10	
Счетчик	Кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01				
18	Г-3 6 кВ Гизельдонская ГЭС	ТТ	Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 1261-02	А	ТПОЛ 10	
				В	ТПОЛ 10	
				С	ТПОЛ 10	
		ТН	Кл.т. 0,5 6600/√3/100/√3 Рег. № 47583-11	А	ЗНОЛП-ЭК-10	
				В	ЗНОЛП-ЭК-10	
				С	ЗНОЛП-ЭК-10	
Счетчик	Кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01				
19	Ф-№2 6 кВ Гизельдонская ГЭС	ТТ	Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 2473-69	А	ТЛМ-10	
				В	-	
				С	ТЛМ-10	
		ТН	Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87	А	НАМИ-10	
				В		
				С		
Счетчик	Кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01				
20	Ф-№3 6 кВ Гизельдонская ГЭС	ТТ	Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 2473-69	А	ТЛМ-10	
				В	-	
				С	ТЛМ-10	
		ТН	Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87	А	НАМИ-10	
				В		
				С		
Счетчик	Кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01				

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5
21	Ф-№4 6 кВ Гизельдонская ГЭС	ТТ	Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 2473-05	A	ТЛМ-10	УСПД Сикон С70 Рег. № 28822-05 / ИСС-2.7 Рег. № 71235-18 (основное и резервное) / Сервер Аквариус Т50
			-	B	-	
			Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 2473-69	C	ТЛМ-10	
		ТН	Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87	A	НАМИ-10	
				B		
C						
Счетчик	Кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01				
22	ВЛ 110 кВ Гизельдонская ГЭС - Кармадон (ВЛ-16)	ТТ	Кл.т. 0,5S 300/1 Рег. № 32123-06	A	ТВ	
				B	ТВ	
				C	ТВ	
		ТН	Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94	A	НКФ-110-57 У1	
				B	НКФ-110-57 У1	
				C	НКФ-110-57 У1	
		Счетчик	Кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		
23	ВЛ 110 кВ Гизельдонская ГЭС - Юго-Западная (ВЛ-1)	ТТ	Кл.т. 0,5S 200/1 Рег. № 32123-06	A	ТВ	
				B	ТВ	
				C	ТВ	
		ТН	Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94	A	НКФ-110-57 У1	
				B	НКФ-110-57 У1	
				C	НКФ-110-57 У1	
		Счетчик	Кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5
АИИС КУЭ «Иристон-1» Эзминская ГЭС						ИСС-2.7 Рег. № 71235-18 (основное и резервное) / Сервер Аквариус Т50
24	Г-1 10 кВ Эзминская ГЭС	ТТ	Кл.т. 0,2S 2000/5 Рег. № 25433-11	А	ТЛО-10	
				В	ТЛО-10	
				С	ТЛО-10	
		ТН	Кл.т. 0,2 10500/√3/100/√3 Рег. № 68841-17	А	ЗНОЛП-ЭК	
				В	ЗНОЛП-ЭК	
				С	ЗНОЛП-ЭК	
	Счетчик	Кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	ESM-HV100-220-A2E2-02A			
25	Г-2 10 кВ Эзминская ГЭС	ТТ	Кл.т. 0,2S 2000/5 Рег. № 25433-11	А	ТЛО-10	
				В	ТЛО-10	
				С	ТЛО-10	
		ТН	Кл.т. 0,2 10500/√3/100/√3 Рег. № 68841-17	А	ЗНОЛП-ЭК	
				В	ЗНОЛП-ЭК	
				С	ЗНОЛП-ЭК	
	Счетчик	Кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	ESM-HV100-220-A2E2-02A			
26	Г-3 10 кВ Эзминская ГЭС	ТТ	Кл.т. 0,2S 2000/5 Рег. № 25433-11	А	ТЛО-10	
				В	ТЛО-10	
				С	ТЛО-10	
		ТН	Кл.т. 0,2 10500/√3/100/√3 Рег. № 68841-17	А	ЗНОЛП-ЭК	
				В	ЗНОЛП-ЭК	
				С	ЗНОЛП-ЭК	
	Счетчик	Кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	ESM-HV100-220-A2E2-02A			

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5
27	ВЛ 110 кВ Эзминская ГЭС – Юго-Западная (Л-31)	ТТ	Кл.т. 0,2S 600/1 Пер. № 74600-19	A	ТВ-ЭК	ИСС-2.7 Пер. № 71235-18 (основное и резервное) / Сервер Аквариус Т50
				B	ТВ-ЭК	
				C	ТВ-ЭК	
		ТН	Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Пер. № 47844-11	A	СРВ 123	
				B	СРВ 123	
				C	СРВ 123	
Счетчик	Кл.т 0,2S/0,5 Пер. № 66884-17	ESM-HV100-24-A2E2-02A				
28	ВЛ 110 кВ Эзминская ГЭС РП-110 с отпайками (Л-8)	ТТ	Кл.т. 0,2S 600/1 Пер. № 74600-19	A	ТВ-ЭК	
				B	ТВ-ЭК	
				C	ТВ-ЭК	
		ТН	Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Пер. № 47844-11	A	СРВ 123	
				B	СРВ 123	
				C	СРВ 123	
Счетчик	Кл.т 0,2S/0,5 Пер. № 66884-17	ESM-HV100-24-A2E2-02A				
29	ВЛ 110 кВ Эзминская ГЭС-Кармадон (Л-25)	ТТ	Кл.т. 0,2S 600/1 Пер. № 74600-19	A	ТВ-ЭК	
				B	ТВ-ЭК	
				C	ТВ-ЭК	
		ТН	Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Пер. № 47844-11	A	СРВ 123	
				B	СРВ 123	
				C	СРВ 123	
Счетчик	Кл.т 0,2S/0,5 Пер. № 66884-17	ESM-HV100-24-A2E2-02A				

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5
30	ВЛ 110 кВ Эзминская ГЭС-Ларси ГЭС (ВЛ 110 кВ Дарьяли)	ТТ	Кл.т. 0,2S 600/1 Рег. № 74600-19	A	ТВ-ЭК	ИСС-2.7 Рег. № 71235-18 (основное и резервное) / Сервер Аквариус Т50
				B	ТВ-ЭК	
				C	ТВ-ЭК	
		ТН	Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 47844-11	A	СРВ 123	
				B	СРВ 123	
				C	СРВ 123	
		Счетчик	Кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	ESM-HV100-24-A2E2-02A		
31	ВЛ 35 кВ Эзминская ГЭС-Кавдоломит (Л-406)	ТТ	Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 36291-11	A	ТЛО-35	
				B	ТЛО-35	
				C	ТЛО-35	
		ТН	Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 70747-18	A	НАЛИ-НТЗ	
				B		
				C		
		Счетчик	Кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	ESM-HV100-220-A2E2-02A		
32	ВЛ 10 кВ, Головной узел	ТТ	Кл.т. 0,2S 100/5 Рег. № 25433-11	A	ТЛО-10	
				B	ТЛО-10	
				C	ТЛО-10	
		ТН	Кл.т. 0,2 10000/√3/100/√3 Рег. № 68841-17	A	ЗНОЛП-ЭК	
				B	ЗНОЛП-ЭК	
				C	ЗНОЛП-ЭК	
		Счетчик	Кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	ESM-HV100-220-A2E2-02A		

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5
33	Ввод №1 Таможня	ТТ	Кл.т. 0,2S 400/5 Рег. № 25433-11	A	ТЛО-10	ИСС-2.7 Рег. № 71235-18 (основное и резервное) / Сервер Аквариус Т50
				B	ТЛО-10	
				C	ТЛО-10	
		ТН	Кл.т. 0,2 10000/√3/100/√3 Рег. № 68841-17	A	ЗНОЛП-ЭК	
				B	ЗНОЛП-ЭК	
				C	ЗНОЛП-ЭК	
Счетчик	Кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	ESM-HV100-220-A2E2-02A				
34	Ввод №2 Таможня	ТТ	Кл.т. 0,2S 400/5 Рег. № 25433-11	A	ТЛО-10	
				B	ТЛО-10	
				C	ТЛО-10	
		ТН	Кл.т. 0,2 10000/√3/100/√3 Рег. № 68841-17	A	ЗНОЛП-ЭК	
				B	ЗНОЛП-ЭК	
				C	ЗНОЛП-ЭК	
Счетчик	Кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	ESM-HV100-220-A2E2-02A				
35	ВЛ 10 кВ, Напорный узел	ТТ	Кл.т. 0,2S 100/5 Рег. № 25433-11	A	ТЛО-10	
				B	ТЛО-10	
				C	ТЛО-10	
		ТН	Кл.т. 0,2 10000/√3/100/√3 Рег. № 68841-17	A	ЗНОЛП-ЭК	
				B	ЗНОЛП-ЭК	
				C	ЗНОЛП-ЭК	
Счетчик	Кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	ESM-HV100-220-A2E2-02A				

Примечания

1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.

2. 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 таблице 3 метрологических характеристик.

3 Допускается замена УСПД, УСВ на аналогичные утвержденных типов.

4 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 - Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %	Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), с
1-3	Активная	1,2	5,9	± 5
	Реактивная	2,5	4,0	
4-7, 16-18, 22, 23	Активная	1,2	5,3	
	Реактивная	2,5	5,4	
8-14, 19-21	Активная	1,0	5,8	
	Реактивная	2,2	4,0	
15	Активная	1,0	5,2	
	Реактивная	2,1	5,4	
24-35	Активная	0,5	2,1	
	Реактивная	1,1	3,4	

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.
3. Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от -10 до $+40^\circ\text{C}$.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды, $^\circ\text{C}$: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ 30206-94, ГОСТ 31819.22-2012 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ 26035-83 ГОСТ 31819.23-2012	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +18 до +22 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 инд до 0,8 емк

Продолжение таблицы 4

1	2
температура окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для ИСС-2.7	от -45 до +40 от -40 до +60 от -10 до +50 от -40 до +60
магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Электросчетчики ЕСМ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИСС-2.7: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД Сикон С70: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	90000 2 170000 72 125000 24 70000 24 0,99 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИВКЭ: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться по двум каналам связи;

Журналы событий счетчиков электроэнергии фиксируют время и даты наступления событий:

- факты связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;

- факты коррекции времени с фиксацией времени до и после коррекции, величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;

- формирование обобщенного события по результатам автоматической самодиагностики;

- отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;

- перерывы питания электросчетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления.

Журнал событий ИВК фиксирует:

- изменение значений результатов измерений;
- изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- факт и величину синхронизации (коррекции) времени;
- пропадание питания;
- замена счетчика.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных измерительных цепей;
 - испытательной коробки;
 - УСПД, УССВ;
 - ИВК.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчике;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей;
 - ИВК.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	23
Трансформаторы тока	ТВ	12
Трансформаторы тока	ТФМ-35-II	6
Трансформаторы тока	Т-0,66	3
Трансформаторы тока	ТПОЛ 10	6
Трансформаторы тока	ТПОЛ	3
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	6
Трансформаторы тока	ТЛО-10	21
Трансформаторы тока	ТВ-ЭК	12
Трансформаторы тока	ТЛО-35	3
Трансформаторы напряжения	НОЛ-СЭЩ	6
Трансформаторы напряжения	НКФ110-83У1	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-ЭК	15
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	9

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	3
Трансформаторы напряжения	СРВ 123	6
Трансформаторы напряжения	НАЛИ-НТЗ	1
Устройства измерительные многофункциональные	ESM	12
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	23
Контроллеры сетевые промышленные	Сикон С70	2
Устройства синхронизации времени	ИСС-2.7	4
Сервер	Аквариус Т50	1
Формуляр	ГЛЦИ.28.99.39.190.010 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ «Иристон-1», аттестованном ООО «Энергокомплекс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312235.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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;

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

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Инженерный центр» (ОАО «Инженерный центр»)

Адрес: 603157, г. Нижний Новгород, ул. Коминтерна, д. 39

Телефон/факс: +7 (831) 211-82-80

E-mail: info@ic-nn.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)

ИНН 9729315781

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.

в части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс»
(ООО «Энергокомплекс»)

ИНН 7444052356

Адрес: 455017, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, стр. 2

Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д. 9, оф. 23

Телефон: +7 (351) 951-02-67

E-mail: encomplex@yandex.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312235.