

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» мая 2024 г. № 1189

Регистрационный № 64118-16

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала АО «Корпорация ГРИНН» «ТМК «ГРИНН», 302042, г. Орёл, Кромское шоссе д. 4

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала АО «Корпорация ГРИНН» «ТМК «ГРИНН», 302042, г. Орёл, Кромское шоссе д. 4 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного 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. Количество измерительных каналов 4.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ с программным обеспечением (ПО) «Пирамида 2000», устройство синхронизации времени УСВ-3, автоматизированное рабочее место (АРМ).

Первичные токи трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по вторичным цепям 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 вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по GSM-каналу поступает на второй уровень системы (ИВК), где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Сервер БД ежедневно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet с использованием электронной подписи по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в виде xml-файлов формата 80020, в соответствии с действующими требованиями к предоставлению информации, 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, которое синхронизировано с национальной шкалой времени UTC (SU) по сигналам ГЛОНАСС.

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 341 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 программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000». 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. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1. ПО «Пирамида 2000» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
1	2	3	4
CalcClients.dll	не ниже 1.0.0.0	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	MD5
CalcLeakage.dll	не ниже 1.0.0.0	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	MD5

Продолжение таблицы 1

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
1	2	3	4
CalcLosses.dll	не ниже 1.0.0.0	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	MD5
Metrology.dll	не ниже 1.0.0.0	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	MD5
ParseBin.dll	не ниже 1.0.0.0	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	MD5
ParseIEC.dll	не ниже 1.0.0.0	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	MD5
ParseModbus.dll	не ниже 1.0.0.0	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	MD5
ParsePiramida.dll	не ниже 1.0.0.0	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	MD5
SynchroNSI.dll	не ниже 1.0.0.0	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	MD5
VerifyTime.dll	не ниже 1.0.0.0	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ

Номер и наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ
1		2	3	4	5
1	302042, г. Орёл, Кромское шоссе, д. 4, ТМК «ГРИНН», РП 6 кВ № 2, 1 с.ш., ввод ф. № 339	ТПЛ-СЭЩ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 54717-13	ЗНОЛ-СЭЩ-6 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 35956-07	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	УСВ-3 Рег. № 64242-16
2	302042, г. Орёл, Кромское шоссе, д. 4, ТМК «ГРИНН», РП 6 кВ № 2, 2 с.ш., ввод ф. № 300	ТПЛ-СЭЩ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 54717-13	ЗНОЛ-СЭЩ-6 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 35956-07	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	
3	302042, г. Орёл, Кромское шоссе, д. 4, ТМК «ГРИНН», РП 6 кВ № 3, 1 с.ш., ввод ф. № 300	ТЛК-СТ-10 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 58720-14	ЗНОЛ-НТЗ-6 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 51676-12	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	
4	302042, г. Орёл, Кромское шоссе, д. 4, ТМК «ГРИНН», РП 6 кВ № 3, 2 с.ш., ввод ф. № 339	ТЛК-СТ-10 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 58720-14	ЗНОЛ-НТЗ-6 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 51676-12	ПСЧ-4ТМ.05МК.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
Примечания: 1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. 2. Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденного типа. 3. Допускается замена сервера БД без изменения, используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 4. Допускается изменение наименований ИК без изменения объекта измерений. 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 метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1, 2	Активная	1,1	4,7
	Реактивная	2,7	7,3
Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC (SU) ± 5 с 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.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	4
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности температура окружающей среды, °C	от 98 до 102 от 1 до 120 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\phi$ температура окружающей среды для ТТ и ТН °C температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °C температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °C	от 90 до 110 от 1 до 120 0,5_{инд} до 0,8_{емк} от -45 до +40 от -40 до +60 от -25 до +60

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики ПСЧ-4ТМ.05МК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСВ-3: - 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	 165000 2 45000 2 70000 1
Глубина хранения информации: Электросчетчики ПСЧ-4ТМ.05МК: - тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 114 10 3,5

Надежность системных решений:

– резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчика;
 - испытательной коробки;
 - сервера БД.
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на сервер БД.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ печатным способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-СЭЩ-10	4
Трансформаторы тока	ТЛК-СТ-10	4
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-6	6
форматоры напряжения	ЗНОЛ-НТЗ-6	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	4
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2000»	1
Паспорт-формуляр	РЭСС.411711.АИИС.341ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ филиала АО «Корпорация ГРИНН» «ТМК «ГРИНН», 302042, г. Орёл, Кромское шоссе д. 4, аттестованном ФБУ «Воронежский ЦСМ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № МИ 01.00272-2014 от 25.03.2014.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ 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: (4922) 44-87-06, (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

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

Адрес: 394018, г. Воронеж, ул. Станкевича, д. 2

Телефон: (473) 202-02-11

E-mail: mail@csm.vrn.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311949.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» мая 2024 г. № 1189

Регистрационный № 67437-17

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» Л-85, г. Бийск, ул. Митрофанова, д. 1/1

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» Л-85, г. Бийск, ул. Митрофанова, д. 1/1 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН) и 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 сервер баз данных (СБД) с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированное рабочее место (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ), а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, её обработку и хранение.

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 мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, 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. Также на сервере имеется возможность расчета потерь электроэнергии от точки измерений до точки поставки в случае использования данных от АИИС КУЭ в качестве замещающей информации либо для расчета величины сальдо перетоков электроэнергии по внутреннему сечению коммерческого учета. От сервера информация передается на АРМ энергосбытовой организации по выделенному каналу связи по протоколу ТСР/IP.

Передача информации от сервера ИВК или АРМ энергосбытовой организации коммерческому оператору (КО) и другим субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) производится в виде файлов в xml-формате по электронной почте с использованием электронной подписи согласно требованиям «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» (Приложение 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УССВ. УССВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU). Сравнение показаний часов сервера с УССВ осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера производится при расхождении показаний часов сервера с УССВ более ± 1 с. Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера более ± 1 с.

Журналы событий счетчиков и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ ООО «Лента» Л-85, г. Бийск, ул. Митрофанова, д. 1/1 наносится на этикетку, расположенную на внешней поверхности серверного шкафа, типографским способом. Дополнительно заводской номер 027 указывается в паспорте-формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР». Метрологически значимая часть ПО «АльфаЦЕНТР» указана в таблице 1. Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора 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 ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

[illegible]

Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.

3 Погрешность в рабочих условиях указана для силы тока $0,2 \cdot I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8_{инд}$.

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. Допускается замена УССВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО), а также замена ПО на аналогичное, с версией не ниже, указанной

в таблице 1. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	3
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 100 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1, 2 для ИК № 3 коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от +5 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УССВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 74500 2 70000 1

Продолжение таблицы 3

1	2
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 45 30 3,5

Надежность системных решений:
защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:
счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).

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

Цикличность:
измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации 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 тока	ТОЛ-СЭЩ-10	6
Трансформаторы напряжения трехфазной антирезонансной группы	НАЛИ-СЭЩ-10	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер	—	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-Формуляр	АСВЭ 146.00.000.027 ФО с Изменением № 1	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ООО «Лента» Л-85, г. Бийск, ул. Митрофанова, д. 1/1 для оптового рынка электроэнергии», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312078.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизация Комплект Учёт Проект»
(ООО «АКУП»)

ИНН 7725743133

Адрес: 115114, г. Москва, Даниловская наб., д. 8, стр. 29А

Телефон: (985) 343-55-07

E-mail: projekt-akup@yandex.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 153000, г. Иваново, ул. Почтовая, д. 31/42

Телефон: (4932) 32-84-85

Факс: (4932) 41-60-79

E-mail: post@csm.ivanovo.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311781.

в части вносимых изменений

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

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская,
д. 57, оф. 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312047.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» мая 2024 г. № 1189

Регистрационный № 68970-17

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Весы вагонные РУБИН

Назначение средства измерений

Весы вагонные РУБИН (далее - весы) предназначены для:

- повагонного статического измерения массы порожних и груженных вагонов с сухими сыпучими, твердыми, а также жидкими грузами любой вязкости;
- повагонного или потележного измерения в движении массы порожних и груженных вагонов и/или поездов в целом с сухими сыпучими, твердыми, а также жидкими грузами;
- измерения массы тележки вагона при статическом взвешивании и взвешивании в движении.

Описание средства измерений

Принцип действия весов основан на преобразовании нагрузки в электрический аналоговый сигнал с последующим его преобразованием в цифровой и выводом результатов измерений на устройства для их отображения и/или регистрации.

Весы состоят из грузоприемного устройства (далее – ГПУ), которое включает в себя от 1 до 4 весовых платформ, установленных на цифровые или аналоговые датчики (далее – датчик), подключаемые посредством устройства обработки аналоговых данных (далее – УОАД) – прибора весоизмерительного ПВ-15 или терминала (ов) со встроенным УОАД к программно-техническому комплексу (далее – ПТК), выполненному на базе персонального компьютера или контроллера.

В весах предусмотрены следующие основные устройства:

а) при статическом взвешивании:

- полуавтоматическое устройство установки на нуль (ГОСТ OIML R 76-1-2011, п. Т.2.7.2.2);
- устройство первоначальной установки нуля (ГОСТ OIML R 76-1-2011, п. Т.2.7.2.4);
- устройство слежения за нулем (ГОСТ OIML R 76-1-2011, п. Т.2.7.3);
- устройство выборки массы тары (ГОСТ OIML R 76-1-2011, п. Т.2.7.4);

б) при взвешивании в движении:

- устройство первоначальной установки нуля;
- устройство автоматической установки нуля;
- устройство распознавания вагонов;
- устройство отображения результатов взвешивания (массы вагона, состава) и печати;
- устройство автоматического определения положения локомотива и исключения его массы из результатов взвешивания при взвешивании вагонов без расцепки;
- устройство автоматического определения направления движения;

- устройство сигнализации о превышении предела допускаемой скорости движения.

Маркировочная табличка изготавливается из пластины или наклейки и устанавливается на ГПУ весов и/или УОАД. Знак утверждения типа и заводской номер в цифровом формате наносится типографическим способом или лазерной гравировкой на маркировочную табличку. От снятия маркировочной таблички предусмотрена защита несъемным контрольным знаком.

На табличке нанесена следующая маркировка:

- торговая марка изготовителя и его полное наименование;
- обозначение типа весов;
- серийный номер;
- направление движения (если взвешивание возможно только в одном направлении);
- напряжение питания, В;
- частота, Гц;
- диапазон температур, °С;
- идентификационный номер программного обеспечения;
- знак утверждения типа;
- класс точности по ГОСТ OIML R 76-1-2011;
- класс точности при взвешивании вагонов по ГОСТ 8.647-2015;
- класс точности при взвешивании состава из вагонов в целом по ГОСТ 8.647-2015;
- максимальная нагрузка в виде: $M_{\max} = \dots \text{ т}$;
- максимальная нагрузка на платформу в виде: $M_{\max \text{ п}} = \dots \text{ т}$;
- минимальная нагрузка в виде: $M_{\min} = \dots \text{ т}$;
- минимальная нагрузка на платформу в виде $M_{\min \text{ п}} = \dots \text{ т}$;
- действительная цена деления при взвешивании в движении в виде: $d = \dots \text{ кг}$;
- поверочный интервал весов при статическом взвешивании в виде: $e = \dots \text{ кг}$;
- максимальная рабочая скорость в виде: $v_{\max} = \dots \text{ км/ч}$;
- минимальная рабочая скорость в виде: $v_{\min} = \dots \text{ км/ч}$

Пример маркировочной таблички представлен на рисунке 4.

Весы выпускаются в следующих исполнениях РУБИН-[1] ([2/3]-[4]-[5]/[6])-(7)[8]/[9][10][11], которые отличаются режимом взвешивания, значением максимальных нагрузок при разных режимах взвешивания, действительной ценой деления, классами точности, числом поверочных интервалов, количеством интервалов взвешивания, количеством весовых платформ в ГПУ, типом используемых терминалов или устройств обработки аналоговых данных и типом датчиков. Расшифровка обозначений исполнений весов приведена в таблице 1.

Таблица 1 - Обозначение исполнений весов

Позиция	Обозначение	Расшифровка
1	2	3
[1]	С; Д; СД; Ст; СДт	Режим взвешивания: С – только статическое взвешивание; Д – только взвешивание в движении; СД – статическое взвешивание и взвешивание в движении; Ст – только статическое взвешивание с возможностью определения массы каждой тележки вагона; СДт – статическое взвешивание и взвешивание в движении с возможностью определения массы каждой тележки вагона

Продолжение таблицы 1

1	2	3
[2]	100; 120; 150; 200; X – применяется к весам для взвешивания в движении	Максимальная нагрузка (Max) в режиме статического взвешивания, т
[3]	100; 120; 150; 200; X – применяется к весам для статического взвешивания	Максимальная нагрузка (Max) при взвешивании в движении, т
[4]	20; 50; 100; X – применяется к весам для статического взвешивания	Цена деления (d) при взвешивании в движении, (кг)
[5]	0,2; 0,5; X – применяется к весам для статического взвешивания	Классы точности при взвешивании в движении вагона
[6]	0,2; 0,5; X – применяется к весам для статического взвешивания	Классы точности при взвешивании в движении состава
[7]	3; 5; X – применяется к весам для взвешивания в движении	Число поверочных интервалов (n) в режиме статического взвешивания: 3 – 2000, 2400 или 3000; 5 – 4000, 5000 или 6000
[8]	1; 2; X – применяется к весам для взвешивания в движении	В режиме статического взвешивания 1 - однодиапазонные; 2 - двухинтервальные
[9]	1; 2; 3; 4	Количество весовых платформ в ГПУ, шт.
[10]	1; 2; 3; 0	Тип терминала: 1 – ПВ, модификация ПВ-22, ПВ-24 (ООО «ИЦ «АСИ», Россия); 2 – WE, модификация WE2110, WE2111 («Hottinger Baldwin Messtechnik GmbH», Германия, регистрационный номер 61808-15); Тип УОАД: 3 – ПВ-15 (ООО «ИЦ «АСИ», Россия); 0 – отсутствует (при использовании цифровых датчиков)

Продолжение таблицы 1

1	2	3
[11]	1; 2; 3; 4; 5	Тип используемых датчиков: 1 – C16A («Hottinger Baldwin Messtechnik GmbH», Германия, регистрационный номер 60480 - 15); 2 – C16i («Hottinger Baldwin Messtechnik GmbH», Германия, регистрационный номер 60480 - 15); 3 – ТЕМ-251 (ООО «ИЦ «АСИ», Россия, регистрационный номер 66556-17); 4 – RTN («Hottinger Baldwin Messtechnik GmbH», Германия, регистрационный номер 21175-13) 5 – ТЕМ-253 (ООО «ИЦ «АСИ», Россия, регистрационный номер 91208-24)

Пример записи при заказе весов:

РУБИН-СД(100/100-20-0,2/0,2)-(51)/2 3 1

Весы для статического взвешивания и взвешивания в движении, максимальная нагрузка 100 т при статическом взвешивании и 100 т при взвешивании в движении, цена деления при взвешивании в движении 20 кг; класс точности при взвешивании в движении вагона 0,2, состава 0,2; весы однодиапазонные с числом поверочных интервалов в режиме статического взвешивания 5000, с двумя весовыми платформами, тип используемого УОАД ПВ-15, тип используемых датчиков C16A.

Общий вид весов представлен на рисунке 1.

Схемы пломбировки УОАД и терминалов от несанкционированного доступа представлены на рисунках 2 и 3.

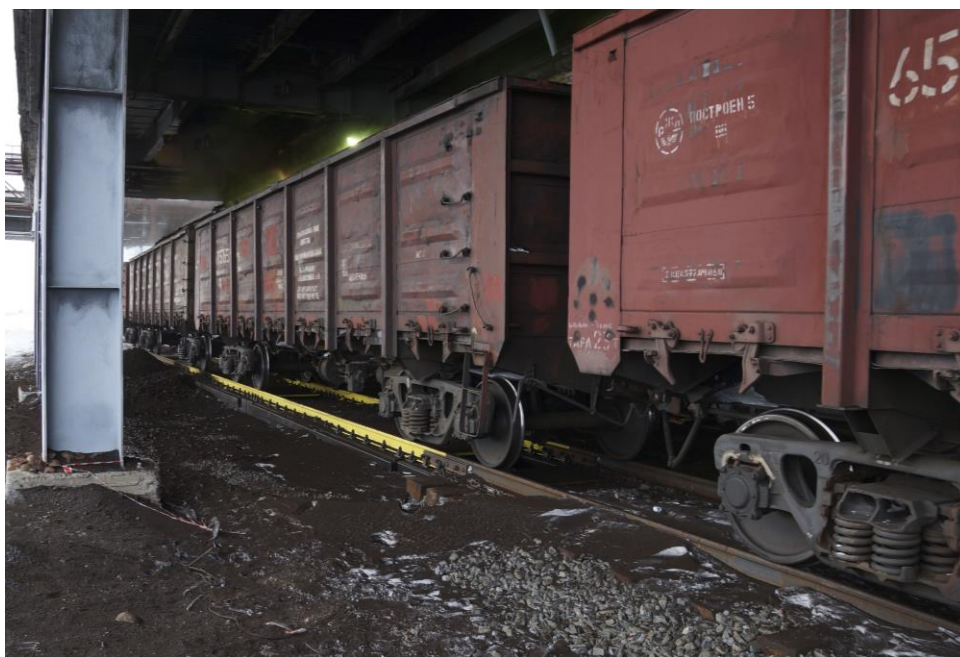


Рисунок 1 – Общий вид весов



Место пломбировки
для нанесения знака
поверки или знака
поверки в виде
разрушаемой наклейки

Рисунок 2 – Схема пломбировки УОАД ПВ-15 от несанкционированного доступа



Терминал ПВ-22

Место пломбировки для нанесения знака поверки или знака поверки в виде разрушаемой наклейки



Терминал ПВ-24

Место пломбировки для нанесения знака поверки или знака поверки в виде разрушаемой наклейки



Терминал WE2111

Место пломбировки для нанесения знака поверки в виде разрушаемой наклейки



Терминал WE2110

Место пломбировки для нанесения знака поверки или знака поверки в виде разрушаемой наклейки

Рисунок 3 – Схемы пломбировки терминалов ПВ-22, ПВ-24, WE2110, WE2111 от несанкционированного доступа

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «АСИ»	
ВЕСЫ ВАГОННЫЕ РУБИН	
Заводской №	Год выпуска
Статическое взвешивание (модификации РУБИН-С, РУБИН-СД, РУБИН-Ст, РУБИН-СДт)	
Класс точности по ГОСТ OIML R 76-1 Средний (III)	
Max, т	Min, т d=e
Взвешивание в движении (модификации РУБИН-Д; РУБИН-СД; РУБИН-СДт)	
Класс точности по ГОСТ 8.647	
(взвешивание в движении вагон / состав)	
Max, т	Maxп, т
Min, т	Minп, т
Vmax, км/ч	Vmin, км/ч
Действительная цена деления (d), кг	
Максимальная масса вагона, т	
Минимальная масса вагона, т	
Идентификационный номер ПО 1.0.0.1	
Напряжение, В 220 ^{±3}	Диапазон температур, С°
Частота, Гц 50 ^{±1}	от минус до плюс
650000, Россия, г. Кемерово, ул. Кузбасская, 31 тел./факс: (384-2) 36-61-49	

Рисунок 4 – Пример маркировочной таблички

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и на пломбы, как показано на рисунках 2 и 3.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) весов представлено встроенным ПО терминалов и ПТК, используемым в стационарной (закрепленной) аппаратной части с определенными программными средствами и автономным ПО АРМ «Весы вагонные» или ПО АРМ «Весы статические».

В терминалах ПВ-22, ПВ-24, WE2110, WE2111 защита от несанкционированного доступа к настройкам и данным измерений обеспечивается невозможностью изменения ПО без

применения специализированного оборудования производителя. Идентификационные данные ПО терминалов отображаются на их дисплеях при включении и представлены в таблице 2.

Автономное ПО АРМ «Весы статические» и ПО АРМ «Весы вагонные» состоит из метрологически значимой и метрологически незначимой частей. Метрологически значимая часть в ПО АРМ «Весы статические» и ПО АРМ «Весы вагонные» защищена от преднамеренных и непреднамеренных изменений путём автоматического контроля идентификационных признаков при запуске программы, в том числе с использованием электронного ключа, путём использования системы разграничения прав доступа, использования для информационного обмена защищённого интерфейса, шифрования сохраняемых на диске данных и ведения журнала событий. Идентификационные данные АРМ «Весы статические» и АРМ «Весы вагонные» доступны для просмотра в меню «Справка – О программе».

Изменение ПО весов через интерфейс пользователя невозможно. Кроме того, доступ к параметрам юстировки и настройки возможен только при нарушении пломбы.

Автономное ПО позволяет реализовывать следующие функции:

- отображения результатов взвешивания (массы тележек, вагона и поезда);
- исключения возможности корректировки результатов взвешивания;
- вычисления значения перегруза или недогруза вагона относительно массы, указанной в перевозочных документах или трафаретного значения его грузоподъемности, вводимого оператором;
- привязки результатов взвешивания к дате и времени, а также их хранения в защищённой локальной базе данных;
- расчета массы взвешиваемого груза с поправкой на выталкивающую силу воздуха;
- автоматического определения положения локомотива и исключения его массы из результатов взвешивания при взвешивании в движении вагонов без расцепки;
- простановки отметок о несоблюдении скоростного режима;
- идентификации типа вагонов по количеству осей при взвешивании в движении;
- автоматического определения направления движения и скорости каждого вагона при взвешивании в движении;
- определения разности нагрузок по бортам и по тележкам вагона;
- определения нагрузки от оси вагона;
- расчета и отображения проекции центра масс взвешиваемого вагона;
- формирования и печати стандартных протоколов с результатами взвешивания по различным параметрам запроса;
- диагностики оборудования весов с оперативным информированием о неисправностях.

Нормирование метрологических характеристик проведено с учетом применения ПО.

Конструкция весов исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию.

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

Идентификационные данные ПО приведены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО терминалов весов

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
	ПВ-22	ПВ-24	WE2110	WE2111
Идентификационное наименование ПО	—	—	—	—
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Vt 220X ¹⁾	Vt 400X ¹⁾	P5X ¹⁾	V 1.0X ¹⁾ P60Y ¹⁾
где X принимает значения от 0 до 9, Y принимает значения от A до Z ¹⁾ - обозначение номера версии метрологически незначимой части ПО				

Таблица 3 - Идентификационные данные ПО ПТК весов

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	АРМ «Весы статические» (StaAll32.exe) Метрологически значимая часть StaticWeight Library.dll	АРМ «Весы вагонные» (WinVesy.exe). Метрологически значимая часть DynamicWeight Library.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.1 ¹⁾	1.0.0.1 ¹⁾
Цифровой идентификатор ПО	C4BF89F0	A28C19E4
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC32	CRC32
¹⁾ - обозначение номера версии метрологически значимой части ПО		

Метрологические и технические характеристики

1 Статическое взвешивание

Класс точности по ГОСТ OIML R 76-1-2011III (средний)

Примечание – Весы со значением n более 3000 делений устанавливаются в защищенных от атмосферных воздействий сооружениях.

Значения максимальной нагрузки (Max), минимальной нагрузки (Min), действительной цены деления (d), поверочного интервала (e), интервалов нагрузки (m), пределов допускаемой погрешности (mpe) и числа поверочных интервалов (n) приведены в таблице 4.

Таблица 4 - Метрологические характеристики

Исполнение	Max, т	Min, т	d = e, кг	m, т	mре, кг	n
1	2	3	4	5	6	7
РУБИН-[1] (100/3)-[4]- [5]/[6])-(31)/[9][10][11]	100	1	50	От 1 до 25 включ.	± 25	2000
				Св. 25 до 100 включ.	± 50	
РУБИН-[1] (100/3)-[4]- [5]/[6])-(32)/[9][10][11]	60	0,4	20	От 0,4 до 10 включ.	± 10	3000
				Св. 10 до 40 включ.	± 20	
				Св. 40 до 60 включ.	± 30	
	100		50	Св. 60 до 100 включ.	± 50	2000
РУБИН-[1] (100/3)-[4]- [5]/[6])-(51)/[9][10][11]	100	0,4	20	От 0,4 до 10 включ.	± 10	5000
				Св. 10 до 40 включ.	± 20	
				Св. 40 до 100 включ.	± 30	
РУБИН-[1] (100/3)-[4]- [5]/[6])-(52)/[9][10][11]	50	0,2	10	От 0.2 до 5 включ.	± 5	5000
				Св. 5 до 20 включ.	± 10	
				Св. 20 до 50 включ.	± 15	
	100		20	Св. 50 до 100 включ.	± 30	5000
РУБИН-[1] (120/3)-[4]- [5]/[6])-(31)/[9][10][11]	120	1	50	От 1 до 25 включ.	± 25	2400
				Св. 25 до 100 включ.	± 50	
				Св. 100 до 120 включ.	± 75	
РУБИН-[1] (120/3)-[4]- [5]/[6])-(32)/[9][10][11]	60	0,4	20	От 0,4 до 10 включ.	± 10	3000
				Св. 10 до 40 включ.	± 20	
				Св. 40 до 60 включ.	± 30	
	120		50	Св. 60 до 100 включ.	± 50	2400
				Св. 100 до 120 включ.	± 75	
РУБИН-[1] (120/3)-[4]- [5]/[6])-(51)/[9][10][11])	120	0,4	20	От 0,4 до 10 включ.	± 10	6000
				Св. 10 до 40 включ.	± 20	
				Св. 40 до 120 включ.	± 30	
РУБИН-[1] (150/3)-[4]- [5]/[6])-(31)/[9][10][11]	150	1	50	От 1 до 25 включ.	± 25	3000
				Св. 25 до 100 включ.	± 50	
				Св. 100 до 150 включ.	± 75	
РУБИН-[1] (150/3)-[4]- [5]/[6])-(32)/[9][10][11]	60	0,4	20	От 0,4 до 10 включ.	± 10	3000
				Св. 10 до 40 включ.	± 20	
				Св. 40 до 60 включ.	± 30	
	150		50	Св. 60 до 100 включ.	± 50	3000
				Св. 100 до 150 включ.	± 75	

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7
РУБИН-[1] (150/3)-[4]-[5]/[6])-(52)/[9][10][11]	100	0,4	20	От 0,4 до 10 включ.	± 10	5000
				Св. 10 до 40 включ.	± 20	
				Св. 40 до 100 включ.	± 30	
	150		50	Св. 100 до 150 включ.	± 75	3000
РУБИН-[1] (200/3)-[4]-[5]/[6])-(31)/[9][10][11]	200	2	100	От 2 до 50 включ.	± 50	2000
				Св. 50 до 200 включ.	± 100	
РУБИН-[1] (200/3)-[4]-[5]/[6])-(32)/[9][10][11]	150	1	50	От 1 до 25 включ.	± 25	3000
				Св. 25 до 100 включ.	± 50	
				Св. 100 до 150 включ.	± 75	
	200		100	Св. 150 до 200 включ.	± 100	2000
РУБИН-[1] (200/3)-[4]-[5]/[6])-(51)/[9][10][11]	200	1	50	От 1 до 25 включ.	± 25	4000
				Св. 25 до 100 включ.	± 50	
				Св. 100 до 200 включ.	± 75	
РУБИН-[1] (200/3)-[4]-[5]/[6])-(52)/[9][10][11]	100	0,4	20	От 0,4 до 10 включ.	± 10	5000
				Св. 10 до 40 включ.	± 20	
				Св. 40 до 100 включ.	± 30	
	200		50	Св. 100 до 200 включ.	± 75	4000

Пределы допускаемой погрешности весов в эксплуатации равны удвоенному значению пределов допускаемой погрешности при первичной поверке (mpe), указанных в таблице 4.

Пределы допускаемой погрешности после выборки массы тары соответствуют пределам допускаемой погрешности для массы нетто при любом значении массы тары.

Таблица 5 - Метрологические характеристики весов

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой погрешности устройства установки на нуль	$\pm 0,25e$
Диапазон уравнивания тары	100 % Max
Диапазон выборки массы тары (T^-): - для однодиапазонных, % от $Max-e$ - для двухинтервальных весов, % от Max_1-e_1	от 0 до 100 от 0 до 100
Показания индикации массы, не более: - для однодиапазонных, кг - для двухинтервальных весов, кг	$Max+9e$ $Max+9e_1$
Диапазон установки на нуль и слежения за нулём (суммарный), % от Max , не более	4
Диапазон первоначальной установки нуля, % от Max , не более	20
Пределы допускаемой погрешности определения массы тележки вагона при поверке в диапазоне от Min до Max включ., кг	± 200

2 Взвешивание в движении

Значения максимальной массы вагона, максимальной нагрузки (Max), максимальной нагрузки на платформу (Max_n), минимальной массы вагона, минимальной нагрузки (Min), минимальной нагрузки на платформу (Min_n) по ГОСТ 8.647-2015 представлены в таблицах 6 и 7.

Таблица 6 – Нагрузки весов с одной весовой платформой

Исполнение	Максимальная масса вагона, Мах, Мах _п , т	Минимальная масса вагона, Min, Min _п , т
РУБИН-[1] [2]/[100]-[4]-[5]/[6])-[8]/[1][10][11]	100	16
РУБИН-[1] [2]/[120]-[4]-[5]/[6])-[8]/[1][10][11]	120	16
РУБИН-[1] [2]/[150]-[4]-[5]/[6])-[8]/[1][10][11]	150	16
РУБИН-[1] [2]/[200]-[4]-[5]/[6])-[8]/[1][10][11]	200	16

Таблица 7 – Нагрузки весов с несколькими весовыми платформами и нагрузки на весовую платформу

Модификация	Максимальная масса вагона, Мах, т	Мах _п , т	Минимальная масса вагона, т	Min, т	Min _п , т
РУБИН-[1] [2]/[100]-[4]-[5]/[6])- [8]/[9][10][11]	100	50	16	8	4
РУБИН-[1] [2]/[120]-[4]-[5]/[6])- [8]/[9][10][11]	120	60	16	8	4
РУБИН-[1] [2]/[150]-[4]-[5]/[6])- [8]/[9][10][11]	150	75	16	8	4
РУБИН-[1] [2]/[200]-[4]-[5]/[6])- [8]/[9][10][11]	200	100	16	8	4

Пределы допускаемой погрешности весов при взвешивании в движении вагона при первичной поверке, в зависимости от класса точности по ГОСТ 8.647-2015 и диапазона взвешивания приведены в таблице 8.

Таблица 8 - Пределы допускаемой погрешности весов при взвешивании в движении вагона

Класс точности	Пределы допускаемой погрешности в диапазоне	
	от Min до 35 % Мах включ., % от 35 % Мах	св. 35 % Мах, % от измеряемой массы
0,2	± 0,10	± 0,10
0,5	± 0,25	± 0,25

Пределы допускаемой погрешности в эксплуатации соответствуют удвоенным значениям, приведенным в таблице 8.

При взвешивании вагона в составе без расцепки при первичной поверке не более чем 10 % полученных значений погрешности весов могут превышать пределы, приведенные в таблице 8, но не должны превышать пределы допускаемой погрешности в эксплуатации.

Пределы допускаемой погрешности весов при взвешивании в движении состава из вагонов в целом при первичной поверке или калибровке, в зависимости от класса точности по ГОСТ 8.647-2015 и диапазона взвешивания приведены в таблице 9.

Таблица 9 - Пределы допускаемой погрешности весов при взвешивании в движении состава

Класс точности	Пределы допускаемой погрешности в диапазоне	
	от $\text{Min} \cdot n$ до 35 % $\text{Max} \cdot n$ включ., % от 35 % $\text{Max} \cdot n$	св. 35 % $\text{Max} \cdot n$, % от измеряемой массы
0,2	$\pm 0,10$	$\pm 0,10$
0,5	$\pm 0,25$	$\pm 0,25$
где n – количество контрольных вагонов в составе в соответствии с ГОСТ 8. 647-2015		

Пределы допускаемой погрешности определения массы тележки вагона при поверке приведены в таблице 10.

Таблица 10

Пределы допускаемой погрешности в диапазоне	
от Min до 20% Max включ., кг	св. 20% Max , % от измеряемой массы тележки
± 300	$\pm 1,5$
Примечание – Значения пределов допускаемой погрешности весов для конкретного значения массы округляют до ближайшего большего значения, кратного цене деления	

Цена деления (d), кг, весов с одной или более весовыми платформами приведена в таблицах 11 и 12.

Таблица 11 - Цена деления для классов точности весов с одной весовой платформой

Максимальная масса вагона, Max , Max_n , т	Класс точности	
	0,2	0,5
	Цена деления (d), кг	
100	20; 50	50
120	50	50
150	50	100
200	50	100

Таблица 12 - Цена деления для классов точности весов с несколькими весовыми платформами

Max_n , т	Класс точности	
	0,2	0,5
	Цена деления (d), кг	
50	20; 50	50
60	20; 50	50
75	50	50
100	50	50

Таблица 13 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Особый диапазон рабочих температур ГПУ, °С, с датчиками: - С16А, С16i, ТЕМ-253 - ТЕМ-251 - RTN	от -50 до +50 от -40 до +50 от -30 до +50
Особый диапазон рабочих температур УОАД, °С	от -50 до +50
Диапазон рабочих температур терминалов, °С	от -10 до +40
Особый диапазон рабочих температур ПТК (по заказу), °С	от 10 до 40 (от -50 до +50)
Максимальная рабочая скорость ($V_{\max}$), км/ч	12
Минимальная рабочая скорость ($V_{\min}$), км/ч	1
Максимальная скорость проезда, км/ч, не более	15
Направление движения при взвешивании	одностороннее/двухстороннее
Максимальное количество вагонов в составе $nW_{\max}$, ед	не ограничено
Минимальное количество вагонов в составе $nW_{\min}$, ед	1
Потребляемая мощность, В·А, не более	1000
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	от 187 до 242 50 ± 1
Габаритные размеры ГПУ, мм, не более: - высота - ширина - длина	2000 5000 32000
Масса ГПУ, т, не более	40
Средний срок службы, лет, не менее	15
Средняя наработка на отказ, ч	20000

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку, расположенную на ГПУ весов и/или УОАД, и типографским способом на титульные листы эксплуатационной документации.

Комплектность средства измерений

Таблица 14 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Весы вагонные РУБИН	По заказу	1 шт.
Руководство по эксплуатации	УФГИ.404522.062 РЭ	1 экз.
Паспорт	УФГИ.404522.062 ПС	1 экз.
Методика поверки	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 «Порядок работы и методы измерений» документа УФГИ.404522.062 РЭ «Весы вагонные РУБИН. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ OIML R 76-1-2011 Весы неавтоматического действия. Часть 1. Метрологические и технические требования. Испытания;

ГОСТ 8.647-2015 Весы вагонные автоматические. Часть 1. Метрологические и технические требования. Методы испытаний;

Приказ Росстандарта от 4 июля 2022 г. № 1622 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы»;

ТУ 4274-030-10897043-2016 Весы вагонные РУБИН. Технические условия.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «АСИ»
(ООО «ИЦ «АСИ»)

ИНН 4207011969

Адрес: 650000, Россия, г. Кемерово, ул. Кузбасская, д. 31

Телефон (факс): (384-2) 36-61-49

Web-сайт: www.icasi.ru

E-mail: office@icasi.ru

Испытательный центр

Закрытое акционерное общество Консалтинго-инжиниринговое предприятие
«Метрологический центр энергоресурсов» (ЗАО КИП «МЦЭ»)

Адрес: 125424, г. Москва, Волоколамское ш., д. 88, стр. 8

Телефон / факс: +7 (495) 491-78-12 / +7 (495) 491-86-55

E-mail: sittek@mail.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311313.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» мая 2024 г. № 1189

Регистрационный № 70335-18

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО "Волгоградэнергообит"

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО "Волгоградэнергообит" (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД) АИИС КУЭ ПАО «Волгоградэнергообит», устройство синхронизации времени УСВ-3, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), каналообразующую аппаратуру и программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР».

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии. 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.

Данные со счетчиков поступают на уровень ИВК, где выполняется обработка измерительной информации, в частности, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации-участники оптового и розничного рынков электрической энергии и мощности (ОРЭМ) через каналы связи интернет-провайдеров. Данные по группам точек поставки в организации-участники ОРЭМ, в том числе АО "АТС", АО "СО ЕЭС" и смежным субъектам, передаются с ИВК с учетом полученных данных по точкам измерений,

входящим в настоящую систему в виде xml-файлов. Передача информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии, осуществляется в соответствии с согласованными сторонами регламентами.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с допускаемой погрешностью не более, указанной в таблице 3. СОЕВ включает в себя устройство синхронизации времени УСВ-3, часы СБД АИИС КУЭ ПАО «Волгоградэнергообит» и часы счётчиков. Устройство синхронизации времени УСВ-3 осуществляют прием и обработку сигналов времени глобальной навигационной спутниковой системой ГЛОНАСС/GPS, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

Синхронизация времени АИИС КУЭ с единым координированным временем обеспечивается функционально законченным устройством синхронизации времени УСВ-3 и осуществляется программным способом при помощи специально разработанного алгоритма. Программная реализация этого алгоритма функционирует в СБД. Алгоритм включает периодическую (не реже 1 раза в час) отправку запросов на получение значения точного времени от устройства УСВ-3. Коррекция шкалы времени СБД осуществляется при расхождении часов СБД и УСВ-3 на величину ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков и СБД АИИС КУЭ ПАО "Волгоградэнергообит" происходит при каждом обращении к счетчикам, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний на величину более чем ± 2 с.

Журналы событий счетчиков и сервера ИВК отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке. Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 17/030. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре АИИС КУЭ типографским способом. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав ИК АИИС КУЭ, приведены в паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «АльфаЦЕНТР» 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 «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 15.1.0.0
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ac_metrology2.dll)	39989384cc397c1b48d401302c722b02

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, метрологические и технические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УССВ
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110/10 кВ Колобовка, ОРУ- 110 кВ, 2 СШ, ВЛ 110 кВ № 297	ТФНД-110М кл. т 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 2793-71	НКФ-110-57 У1 кл. т 0,5 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16
2	ПС 110/10/6 кВ Райгород-2, ОРУ- 110 кВ, 1 СШ, ВЛ 110 кВ № 320	ТФНД-110М кл. т 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 2793-71	НКФ-110-57 У1 кл. т 0,5 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 35837, 35190, 35743 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
3	ПС 110/35/10 кВ Пимено-Черни, ОРУ- 35 кВ, ВЛ 35 кВ Выпасная	ТФН-35М кл. т 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 3690-73 ТФЗМ-35А-У1 кл. т 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 3690-73	ЗНОМ-35-65 кл. т 0,5 $K_{тн} = (35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
4	ПС 35 кВ Борьба, СШ-35 кВ, ВЛ 35 кВ Кап. Яр	ТФНД-35М кл. т 0,5 К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 3689-73	НОМ-35 кл. т 0,5 К _{ТН} = 35000/100 Рег. № 187-49	CE308 S31.503.OAG.SYUVJLFZ GS01 кл. т 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14	УСВ-3 Рег.№ 64242-16
5	ПС 110 кВ Ушаковка, РУ-6 кВ, 1 СШ-6 кВ, яч. 3, ВЛ 6 кВ ф. 3	ТВЛМ-10 кл. т 0,5 К _{ТТ} = 75/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6 кл. т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 380-49	A1805RALXQ-P4GB-DW-3 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	

Примечания:

1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов.

3 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 неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4
1 – 3	Активная	1,2	5,8
	Реактивная	2,5	4,4
4	Активная	1,2	5,8
	Реактивная	2,3	2,9
5	Активная	1,2	5,8
	Реактивная	2,5	3,6
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		± 5	

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие $P = 0,95$.

3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $5\% I_{ном} \cos\varphi = 0,5_{инд}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 до $+35^{\circ}\text{C}$.

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды $^{\circ}\text{C}$: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ 31819.23-2012, ГОСТ Р 52425-2005 - ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 100 до 120 0,8 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности диапазон рабочих температур окружающего воздуха, $^{\circ}\text{C}$: - для ТТ, ТН - для счетчиков - для УСВ-3	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5_{инд} до 0,8_{емк} от -40 до +40 от -40 до +60 от -25 до +60

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электрической энергии СЕ308: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электрической энергии Альфа А1800: - 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	165000 72 220000 72 120000 72 0,99 1
Глубина хранения информации счетчики электрической энергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

- защита результатов измерений при передаче.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:

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

- журнал сервера ИВК:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и сервере ИВК;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера ИВК;

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

- электросчетчика;
- сервера ИВК.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- сервере ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерений приращений электроэнергии на интервалах 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора результатов измерений - не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТФНД-110М	6 шт.
Трансформатор тока	ТФН-35М	1 шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ-35А-У1	1 шт.
Трансформатор тока	ТФНД-35М	2 шт.
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	2 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	6 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	3 шт.
Трансформатор напряжения	НОМ-35	2 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	1 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	3 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	1 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	СЕ308	1 шт.
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Паспорт-формуляр	ФО 4222-02-3443124794-2024	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО "Волгоградэнергообл", аттестованном ООО «Энергокомплекс», г. Москва, 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

Общество с ограниченной ответственностью «Центр энерготехнологий ТЭС»
(ООО "Центр энерготехнологий ТЭС»)

ИНН 3443124794

Адрес: 400117, г. Волгоград, ул. Шекснинская, д. 42, оф. 108

Телефон: (8442) 26-42-38

Факс: (8442) 50-58-95

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Самарский центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области» (ФБУ «Самарский ЦСМ»)

Адрес: 443013, г. Самара, пр-кт Карла Маркса, д. 134

Телефон: +7 (846) 336-08-27

Факс: +7 (846) 336-15-54

E-mail: referent@samaragost.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU 311281.

в части вносимых изменений

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

ИНН 7444052356

Адрес места осуществления деятельности: 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.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» мая 2024 г. № 1189

Регистрационный № 71684-18

Лист № 1
Всего листов 27

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Приборы цифровые переносные измерительные показателей качества электроэнергии МПК

Назначение средства измерений

Приборы цифровые переносные измерительные показателей качества электроэнергии МПК (далее – приборы) предназначены для:

- измерений напряжения;
- измерений напряжения и силы переменного тока;
- измерений, контроля и регистрации основных параметров электрической энергии в однофазных двухпроводных и трехфазных трехпроводных и четырехпроводных электрических сетях и системах электроснабжения переменного тока с номинальной частотой 50 Гц с отображением результатов измерений на экране прибора (при наличии данного исполнения) и предоставления их в цифровой форме;
- сохранения результатов измерений по заданным алгоритмам в интервалах времени, отсчитываемых внутренними часами реального времени;
- измерений и контроля показателей качества электроэнергии (ПКЭ) и их статистической обработки с отображением результатов измерений на экране прибора (при наличии данного исполнения) и предоставления их в цифровой форме.

Описание средства измерений

Приборы предназначены для непрерывной работы в составе автоматизированных информационно-измерительных систем, включая системы контроля и анализа качества электроэнергии, системы телемеханики, системы диспетчерского контроля и управления, системы учета электроэнергии и т.д.

Приборы относятся к классу микропроцессорных программируемых измерительно-вычислительных приборов, состоящих из электронного блока и встроенного в него программного обеспечения.

Принцип действия приборов состоит в аналого-цифровом преобразовании входных аналоговых сигналов с последующей математической и алгоритмической обработкой измеренных величин. Полученные результаты, включая результаты измерений, отображаются на экране прибора (при его наличии), сохраняются в памяти приборов и передаются через коммуникационные интерфейсы прибора (Ethernet LAN, EIA/RS-422/485).

Открытые международные протоколы связи ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006, ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004, ГОСТ Р МЭК 61850-5-2011 используются прибором для передачи текущих результатов измерений, включая параметры электросети, показатели качества электроэнергии (ПКЭ), данные самодиагностики приборов. Профили протоколов приведены в эксплуатационной документации на приборы.

Протокол HTTP используется прибором для реализации встроенного в прибор WEB сервера, обеспечивающего удобный доступ к данным измерений, средствам конфигурирования и прочим данным о приборе.

Доступ к WEB серверу обеспечивается через коммуникационные интерфейсы типа Ethernet при использовании стандартных средств просмотра HTTP ресурсов (браузеры). Описание WEB интерфейса приведено в эксплуатационной документации на приборы.

Результаты измерений и служебная информация доступна через коммуникационные интерфейсы по следующим протоколам:

- ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006;
- ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004;
- ГОСТ Р МЭК 61850-5-2011;
- HTTP;
- Modbus TCP;
- Modbus RTU;
- Modbus RM (интеграция в системы АСКУЭ);
- Специализированный протокол передачи данных.

Специализированный протокол передачи данных предназначен для:

- передачи текущих результатов измерений;
- передачи накопленных данных измерений, включая данные счетчика электроэнергии;
- передачи журналов событий;
- передачи статистической информации;
- передачи данных о приборе;
- обеспечение средств конфигурирования и настройки, включая средства обеспечения сетевой безопасности.

Доступ к приборам через специализированный протокол передачи данных осуществляется с использованием дополнительного программного обеспечения поставляемого изготовителем прибора. Описание специализированного протокола передачи данных приведено в эксплуатационной документации на прибор.

Приборы осуществляют измерение текущего времени в рамках национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU). Средства конфигурирования позволяют установить локальный часовой пояс, соответствующий географическому месту установки прибора. Внутренние часы прибора обеспечивают отсчет текущего времени (до тысячных долей секунд включительно) и даты (день, месяц, год). При наличии внешней синхронизации осуществляется корректировка внутренних часов приборов.

Настройки прибора, архивы измерений показателей качества электроэнергии, архивы функции учета электроэнергии, журналы событий хранятся в энергонезависимой памяти прибора, защищенной от несанкционированного изменения и обеспечивающей длительное хранение данных при отсутствии электропитания.

Прибор обеспечивает ведение журнала значимых событий, включая:

- пропадание/восстановление электропитания;
- коррекцию времени;
- изменение конфигурации прибора;
- доступ к прибору через коммуникационные интерфейсы;
- события, касающиеся информационной безопасности прибора.

Записи в журнале маркируются метками времени с дискретностью 1 мс.

Приборы (по заказу) могут изготавливаться с лицевой панелью с цифровыми семисегментными индикаторами.

На передней/задней панели приборов (в зависимости от исполнения) располагаются интерфейсы прибора, включающие интерфейсы для подключения аналоговых источников сигнала, коммуникационные интерфейсы и интерфейс электропитания.

Приборы обеспечивают непрерывный режим работы без ограничения длительности.

Конструкция интерфейса электропитания обеспечивает надежное механическое крепление и электрический контакт подключаемых проводов.

Интерфейс электропитания гальванически изолирован от других интерфейсов прибора и частей прибора, доступных для пользователя.

Приборы имеют различные исполнения в зависимости от габаритных размеров, диапазона измерений входного сигнала, наличия и/или вида интерфейсов, цвета индикаторов, вариантов зажимов. При необходимости возможен заказ специального исполнения прибора.

Информация об исполнении прибора содержится в коде полного условного обозначения:

МПКa – b – c – d – e – f – g, где

a – исполнение прибора в зависимости от габаритных размеров;

1 – прибор в габаритном размере, не более 175×86×280 мм;

2 – прибор в габаритном размере, не более 95×53×175 мм;

b – номинальные значения входных измеряемых параметров (в зависимости от исполнения прибора);

c – условное обозначение основного интерфейса Ethernet;

d – условное обозначение наличия дополнительного интерфейса RS485;

e – наличие и цвет индикаторов;

f – условное обозначение вариантов зажимов;

g – специальное исполнение.

Приборы имеют единый конструктив: переносной, ударопрочный, пылезащищенный, пластмассовый корпус. Приборы не имеют подвижных частей и являются виброустойчивыми и вибростойкими.

Возможна комплектация приборов токоизмерительными клещами (или катушками Роговского), тип и количество которых определяется при заказе.

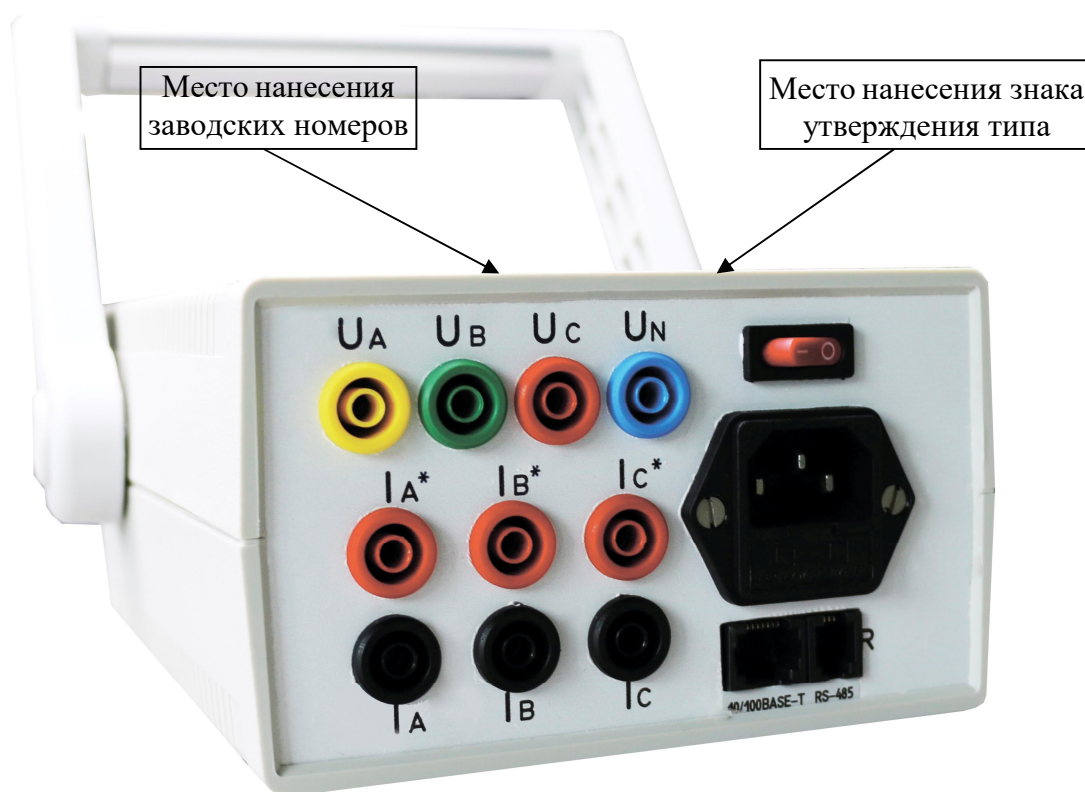
Приборы соответствуют требованиям к рабочим условиям (механические воздействия) по группе М7 (включая соответствие требованиям группы М40) по ГОСТ 30631-99 и группе 4 по ГОСТ 22261-94.

Корпус прибора пломбируется изготовителем с целью предотвращения вскрытия и фиксации несанкционированного доступа к внутренним элементам прибора. Прибор предусматривает возможность пломбирования корпуса прибора метрологической службой (поверителем) после выполнения поверки (в дополнение к пломбе изготовителя). Пломбирование корпуса исключает возможность несанкционированного изменения программного обеспечения, либо оказания иного влияния на результат измерений без нарушения пломб.

Общий вид приборов, габаритные размеры представлены на рисунках 1 – 4.

Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки представлены на рисунке 5. Доступ к внутренним частям прибора возможен только с нарушением пломб/этикеток.

Место нанесения заводских (серийных) номеров – корпус (для МПК2) и лицевая панель корпуса (для МПК1); способ нанесения – накатка (на лицевой панели), УФ-печать на этикетке; формат – цифровой код, состоящий из арабских цифр.



а)

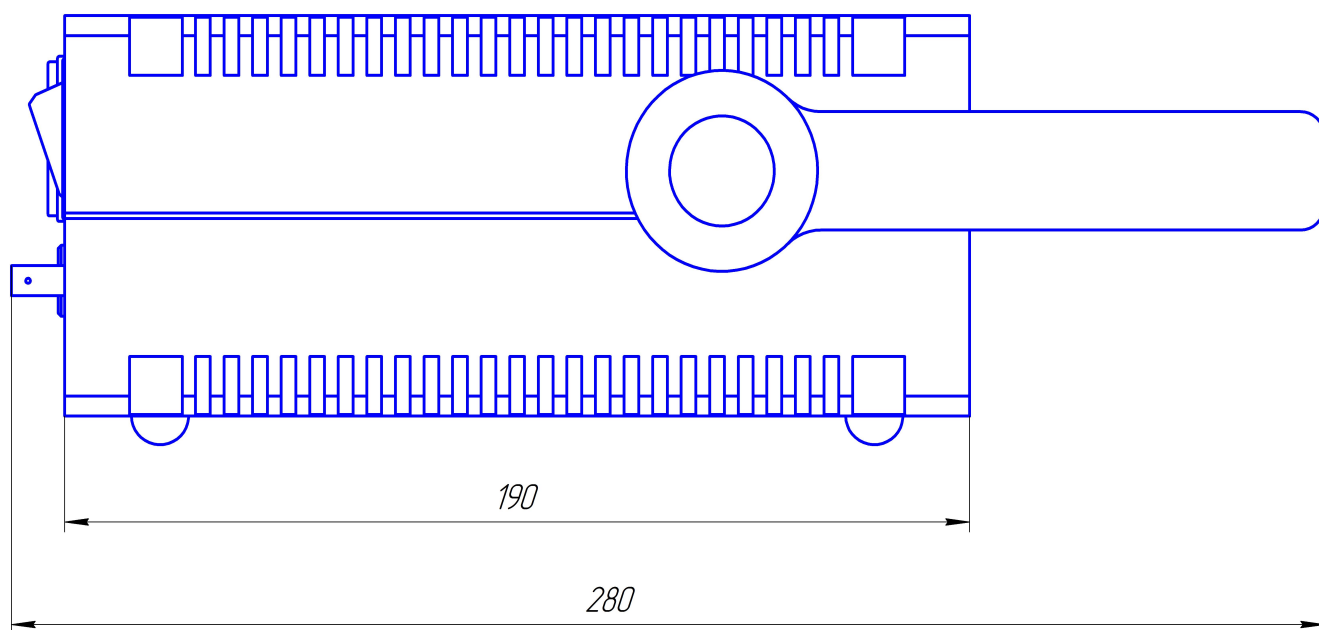
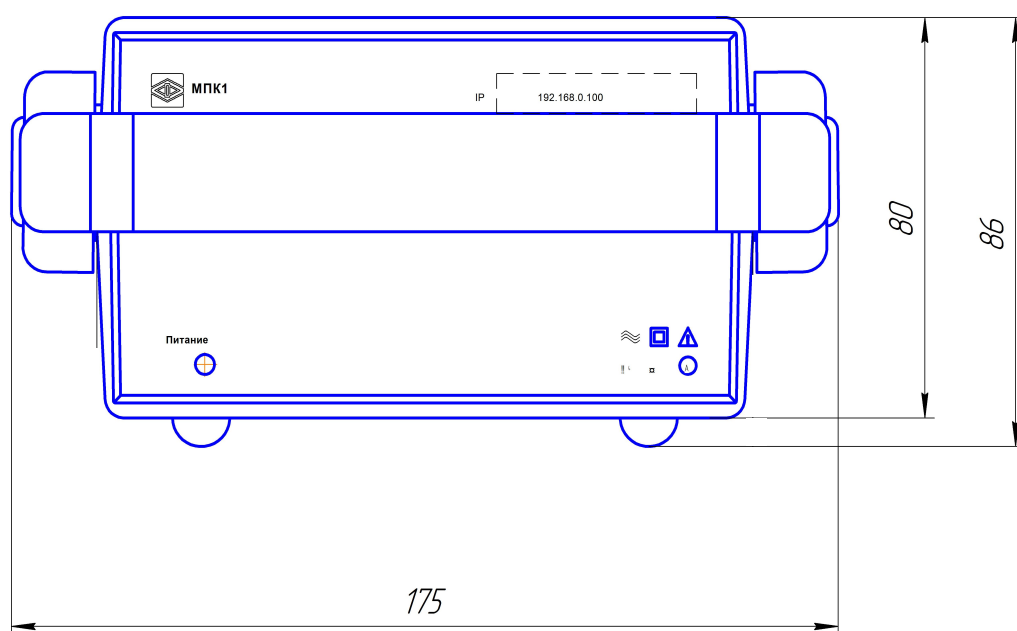


б)



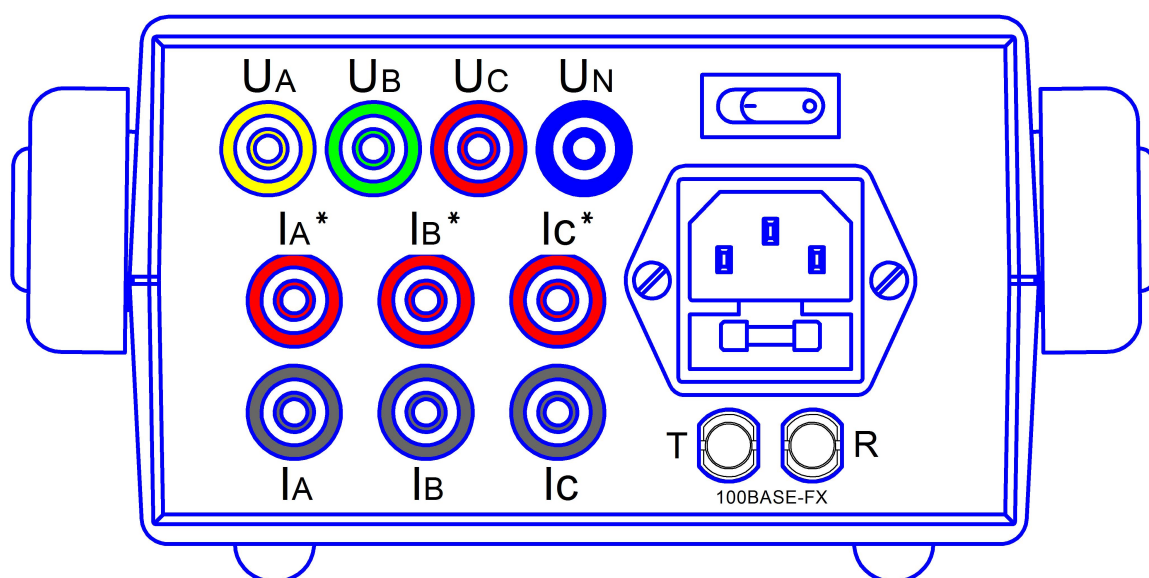
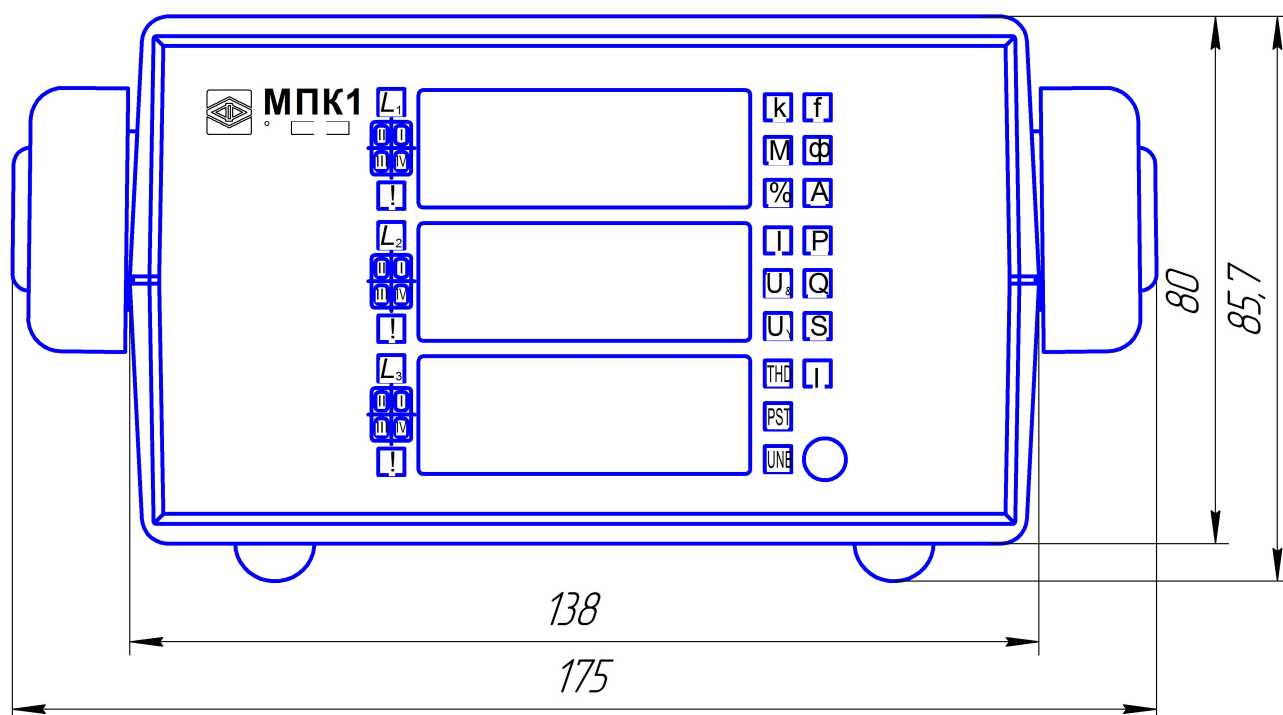
в)

Рисунок 1 – Общий вид приборов МПК1 (а),
МПК2 (б, в)



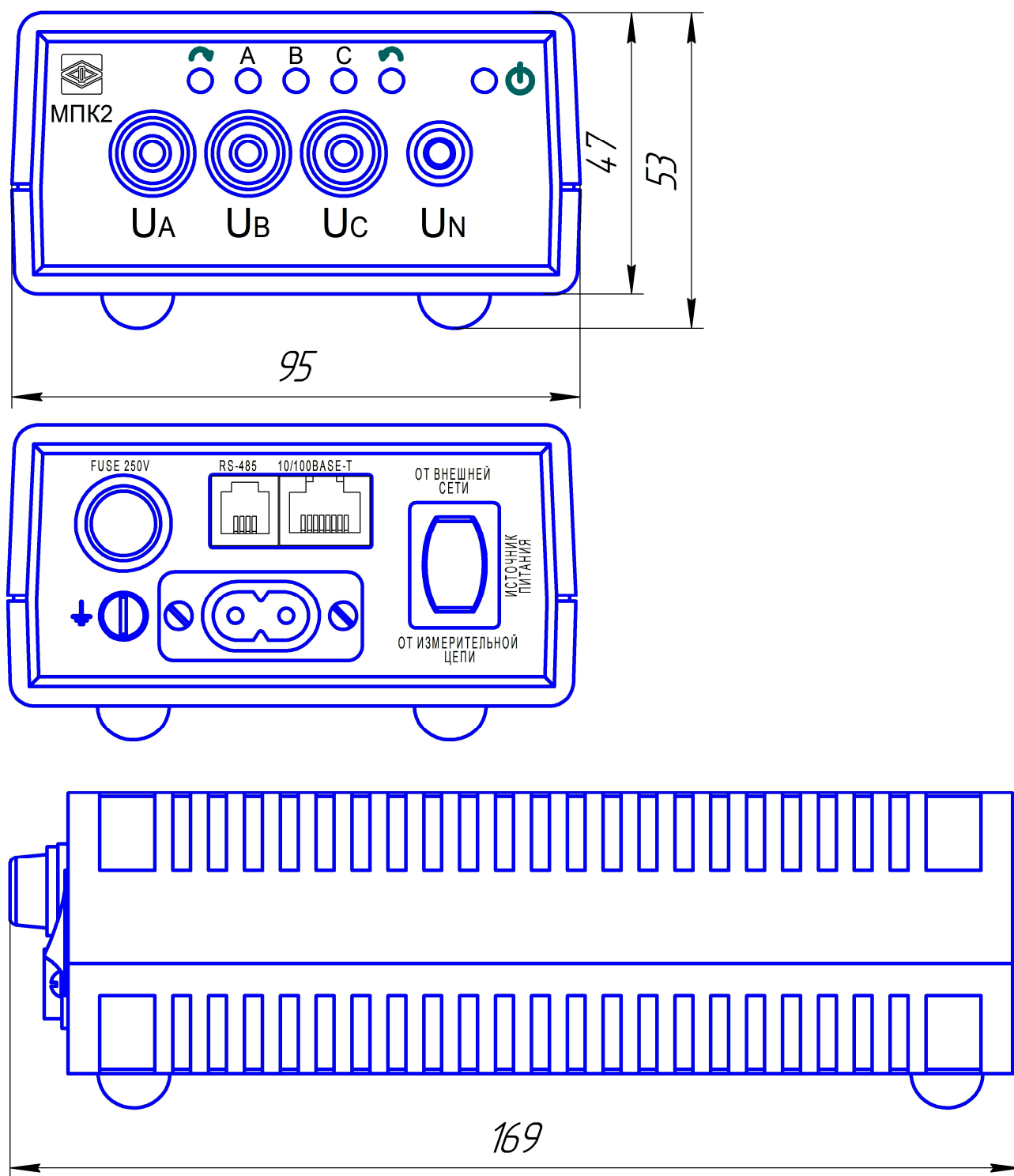
Примечание – размеры указаны в миллиметрах

Рисунок 2 – Габаритные и установочные размеры прибора МПК1 без индикаторов



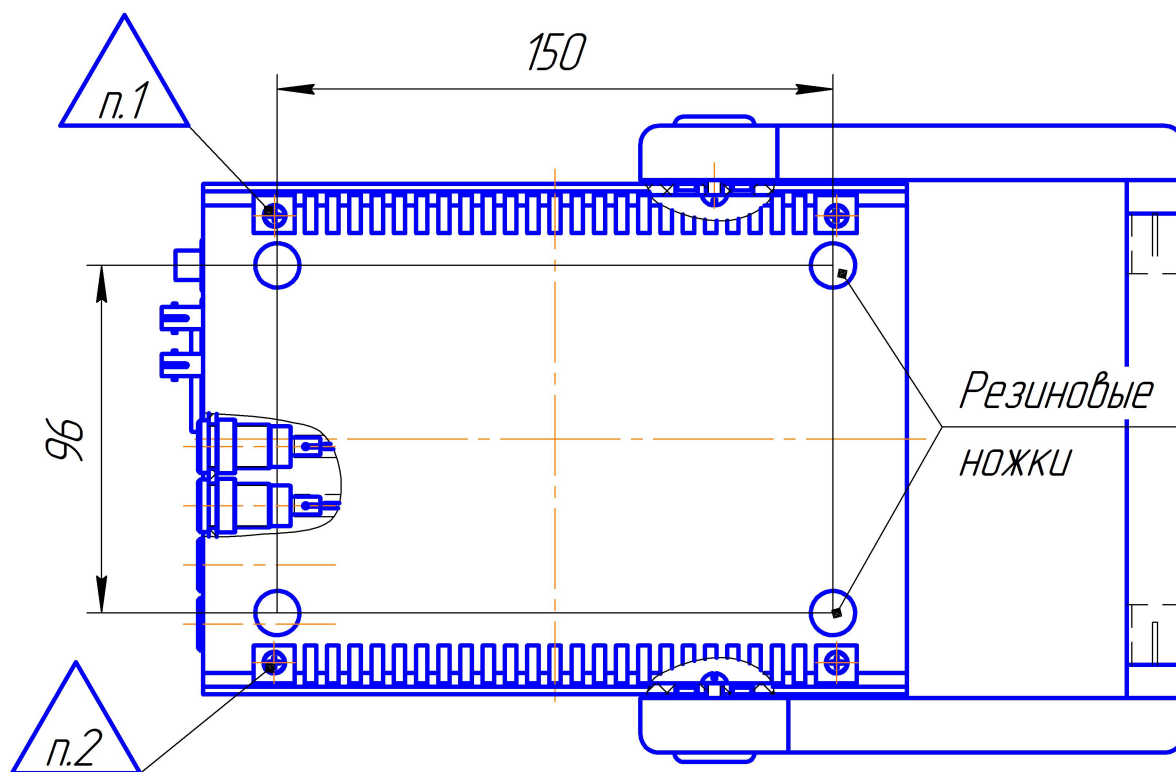
Примечание – размеры указаны в миллиметрах

Рисунок 3 – Габаритные и установочные размеры прибора МПК1 с индикаторами

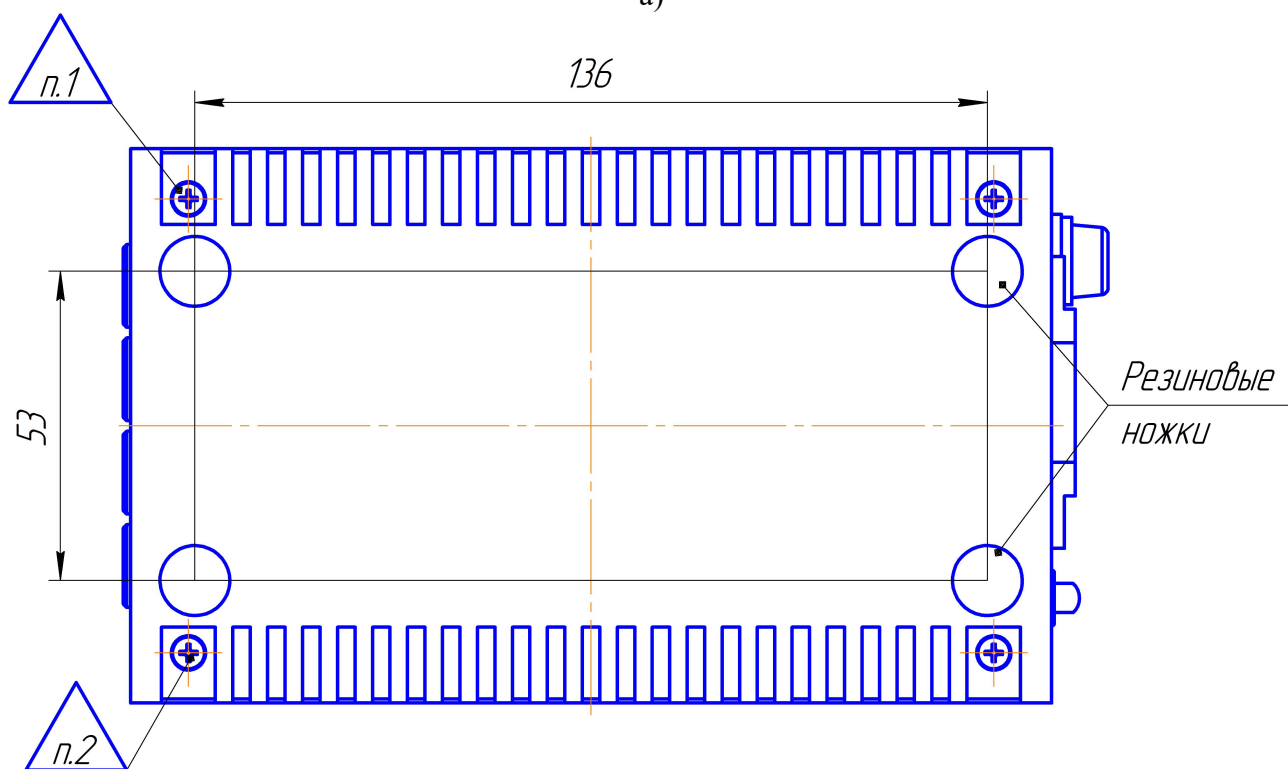


Примечание – размеры указаны в миллиметрах

Рисунок 4 – Общий вид и габаритные размеры прибора МПК2



а)



б)

Примечание – размеры указаны в миллиметрах

Рисунок 5 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки на приборы МПК1 (а), МПК2 (б).
п. 1 – место клейма ОТК; п. 2 – место нанесения знака поверки

Программное обеспечение

Программное обеспечение приборов является встроенным и обеспечивает функционирование прибора, включая измерение и вычисление метрологических величин, прием и передачу данных, отображение данных на локальном человеко-машинном интерфейсе.

Встраиваемое программное обеспечение приборов защищено от изменения. Программное обеспечение приборов предусматривает наличие различных уровней доступа, различающихся набором разрешенных операций и объемом предоставляемых данных, включая разделение доступа к данным и операций по конфигурированию приборов, коррекции времени, настройки интерфейсов передачи данных, изменения параметров контролируемых сигналов, настройки параметров безопасности.

Встраиваемое программное обеспечение состоит из двух частей:

- метрологически значимая часть встраиваемого программного обеспечения;
- сервисная часть встраиваемого программного обеспечения.

При проведении санкционированных регламентных работ, программируется диапазон показаний и, при необходимости, проводится калибровка (формируются калибровочные коэффициенты). При изменении диапазона показаний производится отметка в паспорте, которая содержит установленный диапазон показаний, дату и подпись ответственного исполнителя. Изменение диапазона показаний или проведение калибровочных работ не ведет к изменению контрольной суммы ВПО.

Сведения об идентификационных данных встраиваемого ПО представлены в таблице 1.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Pqi_dspimage
Номер версии (идентификационный номер ПО)	Не ниже 1.5
Цифровой идентификатор ПО (алгоритм md5)	–

Помимо встраиваемого программного обеспечения совместно с прибором может предоставляться дополнительное программное обеспечение служебного назначения, обеспечивающее удобную форму предоставления результатов измерений, хранения результатов измерений, конфигурирование приборов и т.д. Программное обеспечение служебного назначения не выполняет метрологически значимых операций.

Программное обеспечение приборов обеспечивает формирование статистических отчетов по результатам измерений, включая отчетные формы по ГОСТ 33073-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Номинальные значения и диапазоны измеряемых входных сигналов

Наименование характеристики	Значение	
Номинальное напряжение (действующее значение): – фазное ($U_{ф.ном}$), В – линейное (межфазное) ($U_{л.ном}$), В	100	400
	$U_{ф.ном} = 57,73$ $U_{л.ном} = 100$	$U_{ф.ном} = 230$ $U_{л.ном} = 400$
Номинальный фазный ток (действующее значение) ($I_{ном}$), А	1 или 5	
Диапазон измерений действующего значения напряжения (фазное/линейное), В	от 0 до $2,0 \cdot U_{ф/л.ном}$	
Диапазон измерений фазного тока (действующее значение), А	от 0 до $1,5 \cdot I_{ном}$	
Частота напряжения и тока, Гц	от 42,5 до 57,5	

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности измерений ¹⁾
СКЗ напряжения (U), В	от 0 до $2 \cdot U_{\text{ном}}$	$\gamma = \pm 0,1 \%$
Положительное отклонение напряжения ($\delta U_{(+)}$), % ²⁾	от 0 до 100	$\Delta = \pm 0,1$
Отрицательное отклонение напряжения ($\delta U_{(-)}$), % ²⁾	от 0 до 90	$\Delta = \pm 0,1$
Частота (f), Гц	от 42,5 до 57,5	$\Delta = \pm 0,01$
Отклонение частоты (Δf), Гц	от -7,5 до +7,5	$\Delta = \pm 0,01$
Кратковременная доза фликера (P_{st}), отн.ед.	от 0,2 до 10	$\delta = \pm 5 \%$
Длительная доза фликера (P_{lt}), отн.ед.	от 0,2 до 10	$\delta = \pm 5 \%$
Коэффициент n-ой гармонической составляющей напряжения до 50 порядка ($K_{U(n)}$), % ³⁾	от 0,05 до 30	$\Delta = \pm 0,05$ ($K_{U(n)} < 1\%$)
		$\delta = \pm 5,0 \%$ ($1\% \leq K_{U(n)} < 30\%$)
Суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения (коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения) (K_U), %	от 0,1 до 30	$\Delta = \pm 0,05$ ($0,1\% \leq K_U < 1\%$)
		$\delta = \pm 5,0 \%$ ($1\% \leq K_U < 30\%$)
Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности (K_{2U}), %	от 0 до 20	$\Delta = \pm 0,15$
Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности (K_{0U}), %	от 0 до 20	$\Delta = \pm 0,15$
Длительность провала напряжения ($\Delta t_{пв}$), с	от 0,02 до 60	$\Delta = \pm 0,02$
Глубина провала напряжения ($\delta U_{пв}$), %	от 10 до 99	$\Delta = \pm 0,2$
Длительность прерывания напряжения ($\Delta t_{пер}$), с	от 0,02 до 60	$\Delta = \pm 0,02$
Длительность временного перенапряжения ($\Delta t_{пер.}$), с	от 0,02 до 60	$\Delta = \pm 0,02$
Коэффициент временного перенапряжения ($K_{пер}$), отн.ед.	от 1,1 до 2,0	$\Delta = \pm 0,002$
Нормирующее значение при установлении приведенной погрешности принимается равным номинальному значению входного сигнала		
Примечания		
СКЗ – среднеквадратичное значение;		
¹⁾ Обозначение погрешностей: Δ – абсолютная; δ , % – относительная; γ , % – приведенная;		
²⁾ Относительно U_n , равного номинальному U_n или согласованному $U_{согл}$ значению напряжения по ГОСТ 32144-2013;		
³⁾ Номер гармонической подгруппы n от 2 до 50 порядка в соответствии с ГОСТ 30804.4.7-2013		

Таблица 4 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности измерений ¹⁾	Дополнительные условия
1	2	3	4
Установившееся отклонение напряжения, (δU_y), % ²⁾	от -90 до +100	$\Delta = \pm 0,1$	
Напряжение, меньшее номинала, $U_{m(-)}$, В ²⁾	от $0,1 \cdot U_{ном}$ до $U_{ном}$	$\gamma = \pm 0,1 \%$	
Напряжение, большее номинала, $U_{m(+)}$, В ²⁾	от $U_{ном}$ до $2 \cdot U_{ном}$	$\gamma = \pm 0,1 \%$	
СКЗ напряжения основной частоты ($U_{(1)}$), В	от $0,1 \cdot U_{ном}$ до $1,5 \cdot U_{ном}$	$\gamma = \pm 0,1 \%$	
СКЗ напряжения с учетом гармонических составляющих от 1 до n (до 50 порядка) ($U_{(1-50)}$), В ³⁾	от $0,1 \cdot U_{ном}$ до $2 \cdot U_{ном}$	$\gamma = \pm 0,1 \%$	
Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения с учетом влияния всех гармоник до 50 порядка ($K_{U(1-50)}$), %	от 0,1 до 30	$\Delta = \pm 0,05$	$0,1 \leq K_{U(1-50)} \leq 1$
		$\delta = \pm 5,0 \%$	$1 \leq K_{U(1-50)} \leq 30$
СКЗ n-ой гармонической подгруппы напряжения (до 50 порядка) ($U_{sg,n}$), В ^{3) 5)}	от 0 до $0,3 \cdot U_{ном}$	$\gamma = \pm 0,05 \%$	$U_{sg,n} < 0,01 U_{ном}$
		$\delta = \pm 5 \%$	$U_{sg,n} \geq 0,01 U_{ном}$
Суммарный коэффициент гармонических подгрупп напряжения (THDS _U), отн.ед.	от 0,001 до 0,3	$\Delta = \pm 0,0005$	$0,001 \leq THDS_U < 0,01$
		$\delta = \pm 5 \%$	$0,01 \leq THDS_U < 0,3$
СКЗ m-ой интергармонической центрированной подгруппы напряжения (до 50 порядка) ($U_{isg,m}$), В ^{4) 6)}	от 0 до $0,3 \cdot U_{ном}$	$\gamma = \pm 0,05 \%$	$U_{isg,m} < 0,01 U_{ном}$
		$\delta = \pm 5$	$U_{isg,m} \geq 0,01 U_{ном}$
Фазовый угол между 1-ой (составляющей основной частоты) и n-ой гармонической составляющей напряжения (до 50 порядка) ($\varphi_{Usg,n}$), ° ³⁾	от -180° до +180°	$\Delta = \pm 1$	$K_{U(n)} \geq 5$
		$\Delta = \pm 5$	$1 \leq K_{U(n)} < 5$
		$\Delta = \pm 10$	$0,2 \leq K_{U(n)} < 1$
Угол фазового сдвига между напряжениями (фазными/линейными) основной частоты (φ_U), °	от -180° до +180°	$\Delta = \pm 0,1$	$0,8 \cdot U_{ф/л.ном} \leq U_{ф/л} \leq 1,2 \cdot U_{ф/л.ном}$
Значение напряжения прямой последовательности (U_1), В	от $0,01 \cdot U_{ном}$ до $1,5 \cdot U_{ном}$	$\gamma = \pm 0,15 \%$	
Значение напряжения обратной последовательности (U_2), В	от $0,01 \cdot U_{ном}$ до $1,5 \cdot U_{ном}$	$\gamma = \pm 0,15 \%$	
Значение напряжения нулевой последовательности (U_0), В	от $0,01 \cdot U_{ном}$ до $1,5 \cdot U_{ном}$	$\gamma = \pm 0,15 \%$	
СКЗ силы тока, (I), А	от 0 до $1,5 \cdot I_{ном}$	$\gamma = \pm 0,1 \%$	
СКЗ силы тока с учетом гармонических составляющих от 1 до n (до 50 порядка), ($I_{(1-50)}$), А ³⁾	от 0 до $1,5 \cdot I_{ном}$	$\gamma = \pm 0,1 \%$	

Продолжение таблица 4

1	2	3	4
СКЗ силы тока основной частоты, (I_1), А	от 0 до $1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$	$\gamma = \pm 0,1 \%$	
Коэффициент несимметрии тока по обратной последовательности, (K_{2I}), %	от 0 до 20	$\Delta = \pm 0,15$	
Коэффициент несимметрии тока по нулевой последовательности, (K_{0I}), %	от 0 до 20	$\Delta = \pm 0,15$	
СКЗ n-ой гармонической подгруппы тока (до 50 порядка) ($I_{\text{sg},n}$), А ^{3) 8)}	от 0 до $0,3 \cdot I_{\text{НОМ}}$	$\gamma = \pm 0,15 \%$	$I_{\text{sg},n} < 0,03 \cdot I_{\text{НОМ}}$
		$\delta = \pm 5 \%$	$I_{\text{sg},n} \geq 0,03 \cdot I_{\text{НОМ}}$
СКЗ m-ой интергармонической подгруппы тока (до 50 порядка) ($I_{\text{isg},m}$), А ^{4) 9)}	от 0 до $0,3 \cdot I_{\text{НОМ}}$	$\gamma = \pm 0,15 \%$	$I_{\text{isg},m} < 0,03 \cdot I_{\text{НОМ}}$
		$\delta = \pm 5 \%$	$I_{\text{isg},m} \geq 0,03 \cdot I_{\text{НОМ}}$
Угол фазового сдвига между 1-ой (составляющей основной частоты) и n-ой гармонической составляющей фазного тока ($\varphi_{\text{Isg},n}$), ° ³⁾	от -180° до 180°	$\Delta = \pm 1$	$K_{I(n)} \geq 5$
		$\Delta = \pm 5$	$1 \leq K_{I(n)} < 5$
		$\Delta = \pm 10$	$0,2 \leq K_{I(n)} < 1$
Угол фазового сдвига между фазными токами основной частоты (φ_I), °	от -180° до 180°	$\Delta = \pm 0,5$	$0,01 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}$
Суммарный коэффициент гармонических подгрупп тока (THDS _I), отн.ед.	от 0,001 до 0,6		$0,001 \leq \text{THDS}_I < 0,03$
			$0,03 \leq \text{THDS}_I < 0,6$
Коэффициент искажения синусоидальности кривой тока, (K_I), %	от 0,1 до 60	$\Delta = \pm 0,15$	$0,1 \leq K_I < 3$
		$\delta = \pm 5 \%$	$3 \leq K_I < 60$
Коэффициент n-ой гармонической составляющей тока до 50 порядка ($K_{I(n)}$), % ³⁾	от 0,05 до 30 при $2 \leq n \leq 10$ от 0,05 до 20 при $10 < n \leq 20$ от 0,05 до 10 при $20 < n \leq 30$ от 0,05 до 5 при $30 < n \leq 50$	$\Delta = \pm 0,15 \%$	$K_{I(n)} < 3,0 \%$
		$\delta = \pm 5,0 \%$	$K_{I(n)} \geq 3,0 \%$
СКЗ силы тока прямой последовательности (I_1), А	от 0 до $1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$	$\gamma = \pm 0,15 \%$	
СКЗ силы тока обратной последовательности (I_2), А	от 0 до $1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$	$\gamma = \pm 0,15 \%$	
СКЗ силы тока нулевой последовательности (I_0), А	от 0 до $1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$	$\gamma = \pm 0,15 \%$	
Угол фазового сдвига между n-ми гармоническими составляющими напряжения и тока (до 50 порядка) ($\varphi_{UI(n)}$), ° ³⁾	от -180° до 180°	$\Delta = \pm 3$	$0,5 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $K_{I(n)} \geq 5$ $K_{U(n)} \geq 5$
		$\Delta = \pm 5$	$0,5 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $1 \leq K_{I(n)} < 5$ $1 \leq K_{U(n)} < 5$

Продолжение таблица 4

1	2	3	4
Угол фазового сдвига между n-ми гармоническими составляющими напряжения и тока (до 50 порядка) ($\varphi_{UI(n)}$), ° ³⁾	от -180° до 180°	$\Delta = \pm 5$	$0,1 \cdot I_{НОМ} \leq I < 0,5 \cdot I_{НОМ}$ $K_{I(n)} \geq 5$ $K_{U(n)} \geq 5$
Угол фазового сдвига между напряжением и током основной частоты (φ_{UI}), °	от -180° до 180°	$\Delta = \pm 0,5$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,1 \cdot I_{НОМ} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{НОМ}$
		$\Delta = \pm 5$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,01 \cdot I_{НОМ} \leq I < 0,1 \cdot I_{НОМ}$
Угол фазового сдвига между напряжением и током прямой последовательности (φ_{UIII}), °	от -180° до 180°	$\Delta = \pm 0,5$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,1 \cdot I_{НОМ} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{НОМ}$
		$\Delta = \pm 5$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,01 \cdot I_{НОМ} \leq I < 0,1 \cdot I_{НОМ}$
Угол фазового сдвига между напряжением и током обратной последовательности (φ_{UII2}), °	от -180° до 180°	$\Delta = \pm 0,5$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,1 \cdot I_{НОМ} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{НОМ}$
		$\Delta = \pm 5$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,01 \cdot I_{НОМ} \leq I < 0,1 \cdot I_{НОМ}$
Угол фазового сдвига между напряжением и током нулевой последовательности (φ_{UI0I0}), °	от -180° до 180°	$\Delta = \pm 0,5$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,1 \cdot I_{НОМ} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{НОМ}$
		$\Delta = \pm 5$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,01 \cdot I_{НОМ} \leq I < 0,1 \cdot I_{НОМ}$
Активная мощность (P), Вт	от $0,01 \cdot U_{НОМ} \cdot I_{НОМ}$ до $1,5 \cdot U_{НОМ} \cdot I_{НОМ}$	$\delta = \pm 0,4 \%$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,01 \cdot I_{НОМ} \leq I < 0,05 \cdot I_{НОМ}$ $K_P = 1$, где $K_P = P/S$
		$\delta = \pm 0,2 \%$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,05 \cdot I_{НОМ} \leq I < 1,5 \cdot I_{НОМ}$ $K_P = 1$
		$\delta = \pm 0,5 \%$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,02 \cdot I_{НОМ} \leq I < 0,1 \cdot I_{НОМ}$ $K_P = 0,5$ (инд.) $K_P = 0,8$ (емк.)
		$\delta = \pm 0,3 \%$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,1 \cdot I_{НОМ} \leq I < 1,5 \cdot I_{НОМ}$ $K_P = 0,5$ (инд.) $K_P = 0,8$ (емк.)
		$\delta = \pm 0,5 \%$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,1 \cdot I_{НОМ} \leq I < 1,5 \cdot I_{НОМ}$ $K_P = 0,25$ (инд.) $K_P = 0,5$ (емк.)

Продолжение таблица 4

1	2	3	4
Активная мощность с учетом гармонических составляющих от 1 до n (до 50 порядка), $(P_{(1-50)})$, Вт ³⁾	от $0,01 \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}}$ до $1,5 \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}}$	$\delta = \pm 0,4 \%$	$0,8 \cdot U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$ $0,01 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,05 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $K_P=1$, где $K_P=P/S$
		$\delta = \pm 0,2 \%$	$0,8 \cdot U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$ $0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $K_P=1$
		$\delta = \pm 0,5 \%$	$0,8 \cdot U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$ $0,02 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,1 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $K_P=0,5$ (инд.) $K_P=0,8$ (емк.)
		$\delta = \pm 0,3 \%$	$0,8 \cdot U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$ $0,1 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $K_P=0,5$ (инд.) $K_P=0,8$ (емк.)
Активная мощность с учетом гармонических составляющих от 1 до n (до 50 порядка), $(P_{(1-50)})$, Вт ³⁾	от $0,01 \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}}$ до $1,5 \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}}$	$\delta = \pm 0,5 \%$	$0,8 \cdot U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$ $0,1 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $K_P=0,25$ (инд.) $K_P=0,5$ (емк.)
Активная мощность основной частоты, (P_1) , Вт	от $0,01 \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}}$ до $1,5 \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}}$	$\delta = \pm 0,4 \%$	$0,8 \cdot U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$ $0,01 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,05 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $K_P=1$, где $K_P=P/S$
		$\delta = \pm 0,2 \%$	$0,8 \cdot U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$ $0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $K_P=1$
		$\delta = \pm 0,5 \%$	$0,8 \cdot U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$ $0,02 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,1 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $K_P=0,5$ (инд.) $K_P=0,8$ (емк.)
		$\delta = \pm 0,3 \%$	$0,8 \cdot U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$ $0,1 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $K_P=0,5$ (инд.) $K_P=0,8$ (емк.)
		$\delta = \pm 0,5 \%$	$0,8 \cdot U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$ $0,1 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $K_P=0,25$ (инд.) $K_P=0,5$ (емк.)
Активная мощность n-й гармонической составляющей (до 50 порядка) $(P_{(n)})$, Вт ³⁾	от $0,003 \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}}$ до $1,5 \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}}$	$\delta = \pm 10 \%$	$K_{I(n)} \geq 5$ $K_{U(n)} \geq 5$
Активная мощность прямой последовательности, $(P_{1(1)})$, Вт	от $0,01 \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}}$ до $1,5 \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}}$	$\delta = \pm 0,5 \%$	
Активная мощность обратной последовательности, $(P_{2(1)})$, Вт	от $0,01 \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}}$ до $1,5 \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}}$	$\delta = \pm 0,5 \%$	

Продолжение таблица 4

1	2	3	4
Активная мощность нулевой последовательности, ($P_{0(1)}$), Вт	от $0,01 \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}}$ до $1,5 \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}}$	$\delta = \pm 0,5 \%$	
Реактивная мощность (Q), вар	от $0,01 \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}}$ до $1,5 \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}}$	$\delta = \pm 1,5 \%$	$0,8 \cdot U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$ $0,02 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,05 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $\sin \varphi_{\text{UI}} = 1$
		$\delta = \pm 1,0 \%$	$0,8 \cdot U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$ $0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $\sin \varphi_{\text{UI}} = 1$
		$\delta = \pm 1,5 \%$	$0,8 \cdot U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$ $0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,1 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $\sin \varphi_{\text{UI}} = 0,5$
		$\delta = \pm 1,0 \%$	$0,8 \cdot U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$ $0,1 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $\sin \varphi_{\text{UI}} = 0,5$
		$\delta = \pm 1,5 \%$	$0,8 \cdot U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$ $0,1 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $\sin \varphi_{\text{UI}} = 0,25$
Реактивная мощность с учетом гармонических составляющих от 1 до n (до 50 порядка) ($Q_{(1-50)}$), вар ³⁾	от $0,01 \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}}$ до $1,5 \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}}$	$\delta = \pm 1,5 \%$	$0,8 \cdot U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$ $0,02 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,05 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $\sin \varphi_{\text{UI}} = 1$
		$\delta = \pm 1,0 \%$	$0,8 \cdot U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$ $0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $\sin \varphi_{\text{UI}} = 1$
		$\delta = \pm 1,5 \%$	$0,8 \cdot U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$ $0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,1 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $\sin \varphi_{\text{UI}} = 0,5$
		$\delta = \pm 1,0 \%$	$0,8 \cdot U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$ $0,1 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $\sin \varphi_{\text{UI}} = 0,5$
		$\delta = \pm 1,5 \%$	$0,8 \cdot U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$ $0,1 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $\sin \varphi_{\text{UI}} = 0,25$

Продолжение таблица 4

Наименование характеристики	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности измерений ¹⁾	Дополнительные условия
Реактивная мощность основной частоты ($Q_{(1)}$), вар	от $0,01 \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}}$ до $1,5 \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}}$	$\delta = \pm 1,5 \%$	$0,8 \cdot U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$ $0,02 I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,05 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $\sin \varphi_{UI} = 1$
		$\delta = \pm 1,0 \%$	$0,8 \cdot U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$ $0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $\sin \varphi_{UI} = 1$
		$\delta = \pm 1,5 \%$	$0,8 \cdot U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$ $0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,1 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $\sin \varphi_{UI} = 0,5$
		$\delta = \pm 1,0 \%$	$0,8 \cdot U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$ $0,1 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $\sin \varphi_{UI} = 0,5$
Реактивная мощность основной частоты ($Q_{(1)}$), вар	от $0,01 \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}}$ до $1,5 \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}}$	$\delta = \pm 1,5 \%$	$0,8 \cdot U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$ $0,1 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $\sin \varphi_{UI} = 0,25$
Реактивная мощность n-ой гармонической составляющей, ($Q_{(n)}$), вар ³⁾	от $0,003 \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}}$ до $1,5 \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}}$	$\delta = \pm 10 \%$	$K_{I(n)} \geq 5$ $K_{U(n)} \geq 5$
Реактивная мощность прямой последовательности, ($Q_{1(1)}$), вар	от $0,01 \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}}$ до $1,5 \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}}$	$\delta = \pm 5 \%$	
Реактивная мощность обратной последовательности, ($Q_{2(1)}$), вар	от $0,01 \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}}$ до $0,1 \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}}$	$\delta = \pm 5 \%$	
Реактивная мощность нулевой последовательности, ($Q_{0(1)}$), вар	от $0,01 \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}}$ до $0,1 \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}}$	$\delta = \pm 5 \%$	
Полная мощность, S, В·А	от $0,01 \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}}$ до $1,5 \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}}$	$\delta = \pm 0,5 \%$	$0,8 \cdot U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$ $0,01 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$
Полная мощность с учетом гармонических составляющих от 1 до n (до 50 порядка), ($S_{(1-50)}$), В·А ³⁾	от $0,01 \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}}$ до $1,5 \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}}$	$\delta = \pm 0,5 \%$	$0,8 \cdot U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$ $0,01 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$
Полная мощность основной частоты, ($S_{(1)}$), В·А	от $0,01 \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}}$ до $1,5 \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}}$	$\delta = \pm 0,5 \%$	$0,8 \cdot U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$ $0,01 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$
Полная мощность n-й гармонической составляющей, ($S_{(n)}$), В·А	от $0,003 \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}}$ до $0,1 \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}}$	$\delta = \pm 10 \%$	$K_{I(n)} \geq 5$ $K_{U(n)} \geq 5$
Полная мощность прямой последовательности, ($S_{1(1)}$), В·А	от $0,01 \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}}$ до $1,5 \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}}$	$\delta = \pm 5 \%$	
Полная мощность обратной последовательности, ($S_{2(1)}$), В·А	от $0,01 \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}}$ до $0,1 \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}}$	$\delta = \pm 5 \%$	
Полная мощность нулевой последовательности, ($S_{0(1)}$), В·А	от $0,01 \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}}$ до $0,1 \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}}$	$\delta = \pm 5 \%$	
Коэффициент мощности, $K_m (\cos \varphi)$, отн. ед.	от -1 до 1	$\Delta = \pm 0,01$	$0,8 \cdot U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$ $0,01 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
Примечания Измеряемые характеристики напряжения относятся к фазным и межфазным напряжениям. Измеряемые характеристики мощности относятся к фазным и трехфазным мощностям. СКЗ – среднееквадратичное значение; ¹⁾ Обозначение погрешностей: Δ – абсолютная; δ, % – относительная; γ, % – приведенная; ²⁾ Относительно U_n, равного номинальному $U_{ном}$ или согласованному $U_{согл}$ значению напряжения по ГОСТ 32144-2013; ³⁾ Номер гармонической подгруппы n от 2 до 50 в соответствии с ГОСТ 30804.4.7-2013; ⁴⁾ Номер интергармонической подгруппы m от 1 до 49 в соответствии с ГОСТ 30804.4.7-2013; ⁵⁾ Среднееквадратическое значение напряжения гармонических составляющих $U_{(n)}$; ⁶⁾ Среднееквадратическое значение напряжения интергармонических составляющих $U_{(h)}$; ⁷⁾ Пределы допускаемой приведенной погрешности в диапазоне измерения $(0 \dots 1,5) \cdot I_{ном}$; ⁸⁾ Среднееквадратическое значение n-й гармонической составляющей тока $I_{(n)}$; ⁹⁾ Среднееквадратическое значение h-й интергармонической составляющей тока $I_{(h)}$; Род напряжения и тока – переменный			

Таблица 5 – Пределы допускаемой дополнительной погрешности

Наименование влияющей величины	Диапазон значений влияющей величины	Пределы допускаемой дополнительной погрешности
Изменение температуры окружающего воздуха на каждые 10 °C от нормальной	от –40 °C до +15 °C (не включ.); св. +25 до +55 °C	0,5 предела допускаемой основной погрешности
Изменение относительной влажности воздуха от нормальной	св. 80 до 95 % (при температуре +35 °C)	0,5 предела допускаемой основной погрешности
Изменение параметров напряжения внешнего электропитания:		
напряжение питания переменного тока частотой (50±3) Гц	от 90 В до 220 В (не включ.); св. 220 В до 264 В	0,5 предела допускаемой основной погрешности
напряжение питания постоянного тока	от 130 В до 220 В (не включ.); св. 220 В до 370 В	0,5 предела допускаемой основной погрешности

Таблица 6 - Методы (расчетные формулы или ссылки на ГОСТ) в части рассчитываемых прибором параметров

Наименование характеристики*	Ссылка на ГОСТ или расчетная формула для рассчитываемого параметра
1 СКЗ напряжения (U), В	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А
2 Отрицательное отклонение напряжения ($\delta U_{(-)}$), %	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А, ГОСТ 32144-2013
3 Положительное отклонение напряжения ($\delta U_{(+)}$), %	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А, ГОСТ 32144-2013
4 Частота (f), Гц	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А
5 Кратковременная доза фликера (P_{st}), отн.ед.	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А ГОСТ Р 51317.4.15-2012
6 Длительная доза фликера (P_{lt}), отн.ед.	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А ГОСТ Р 51317.4.15-2012
7 Коэффициент n-ой гармонической составляющей напряжения до 50 порядка ($K_{U(n)}$), %	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А ГОСТ 30804.4.7-2013 класс I
8 Суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения (коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения) (K_U), %	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А ГОСТ 30804.4.7-2013 класс I
9 Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности (K_{2U}), %	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А
10 Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности (K_{0U}), %	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А
11 Коэффициент временного перенапряжения ($K_{пер}$), отн.ед.	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А
12 Глубина провала напряжения ($\delta U_{п}$), %	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А
13 Длительность прерывания напряжения ($\Delta t_{пер}$), с	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А
14 Длительность временного перенапряжения ($\Delta t_{пер}$), с	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А
15 Коэффициент временного перенапряжения ($K_{пер}$), отн.ед.	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А
16 Установившееся отклонение напряжения, (δU_y), %	ГОСТ 32144-2013, ГОСТ Р 8.655-2009
17 Напряжение, меньшее номинала, ($U_{m(-)}$), В	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А, ГОСТ 32144-2013
18 Напряжение, большее номинала, ($U_{m(+)}$), В	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А, ГОСТ 32144-2013
19 Отклонение частоты (Δf), Гц	ГОСТ 32144-2013
20 СКЗ напряжения основной частоты ($U_{(1)}$), В	ГОСТ Р 8.655-2009
21 СКЗ напряжения с учетом гармонических составляющих от 1 до n (до 50 порядка) ($U_{(1-50)}$), В	$U_{(1-50)} = \sqrt{\sum_{n=1}^{50} U_{sg,n}^2}$
22 Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения с учетом влияния всех гармоник до 50 порядка ($K_{U(1-50)}$), %	$K_{U(1-50)} = \frac{1}{U_{sg,1}} \sqrt{\sum_{n=2}^{50} U_{sg,n}^2} \cdot 100$
23 СКЗ n-ой гармонической подгруппы напряжения (до 50 порядка) ($U_{sg,n}$), В	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А ГОСТ 30804.4.7-2013 класс I
24 Суммарный коэффициент гармонических подгрупп напряжения (THDS _U), отн.ед.	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А ГОСТ 30804.4.7-2013 класс I
25 СКЗ m-ой интергармонической центрированной подгруппы напряжения (до 50 порядка) (U_{isgm}), В	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А ГОСТ 30804.4.7-2013 класс I
26 Фазовый угол между 1-ой (составляющей основной частоты) и n-ой гармонической составляющей напряжения (до 50 порядка) ($\varphi_{Usg,n}$), °	ГОСТ Р 8.655-2009

Продолжение таблицы 6

Наименование характеристики*	Ссылка на ГОСТ или расчетная формула для рассчитываемого параметра
27 Угол фазового сдвига между напряжениями (фазными/линейными) основной частоты (φ_U), °	ГОСТ Р 8.655-2009
28 Значение напряжения прямой последовательности (U_1), В	$U_1 = \frac{1}{3} \left \dot{U}_A + e^{j\frac{2\pi}{3}} \dot{U}_B + e^{j\frac{4\pi}{3}} \dot{U}_C \right $
29 Значение напряжения обратной последовательности (U_2), В	$U_2 = \frac{1}{3} \left \dot{U}_A + e^{j\frac{4\pi}{3}} \dot{U}_B + e^{j\frac{2\pi}{3}} \dot{U}_C \right $
30 Значение напряжения нулевой последовательности (U_0), В	$U_0 = \frac{1}{3} \left \dot{U}_A + \dot{U}_B + \dot{U}_C \right $
31 СКЗ силы тока, (I), А	ГОСТ Р 8.655-2009
32 СКЗ силы тока с учетом гармонических составляющих от 1 до n (до 50 порядка), ($I_{(1-50)}$), А	$I_{(1-50)} = \sqrt{\sum_{n=1}^{50} I_{sg,n}^2}$
33 СКЗ силы тока основной частоты, ($I_{(1)}$), А	ГОСТ Р 8.655-2009
34 Коэффициент несимметрии тока по обратной последовательности, (K_{2I}), %	$K_{2I} = \frac{I_2}{I_1} \cdot 100$
35 Коэффициент несимметрии тока по нулевой последовательности, (K_{0I}), %	$K_{0I} = \frac{I_0}{I_1} \cdot 100$
36 СКЗ n-ой гармонической подгруппы тока (до 50 порядка) ($I_{sg,n}$), А	ГОСТ 30804.4.7-2013 класс I
37 СКЗ m-ой интергармонической подгруппы тока (до 50 порядка) ($I_{sg,m}$), А	ГОСТ 30804.4.7-2013 класс I
38 Угол фазового сдвига между 1-ой и n-ой гармонической составляющей фазного тока ($\varphi_{Isg,n}$), °	ГОСТ Р 8.655-2009
39 Угол фазового сдвига между фазными токами основной частоты (φ_I), °	ГОСТ Р 8.655-2009
40 Суммарный коэффициент гармонических подгрупп тока (THDS _I), отн.ед.	ГОСТ 30804.4.7-2013 класс I
41 Коэффициент искажения синусоидальности кривой тока, (K_I), %	ГОСТ Р 8.655-2009
42 Коэффициент n-ой гармонической составляющей тока до 50 порядка ($K_{I(n)}$), %	ГОСТ Р 8.655-2009
43 Значение силы тока прямой последовательности (I_1), А	$I_1 = \frac{1}{3} \left \dot{I}_A + e^{j\frac{2\pi}{3}} \dot{I}_B + e^{j\frac{4\pi}{3}} \dot{I}_C \right $
44 Значение силы тока обратной последовательности (I_2), А	$I_2 = \frac{1}{3} \left \dot{I}_A + e^{j\frac{4\pi}{3}} \dot{I}_B + e^{j\frac{2\pi}{3}} \dot{I}_C \right $
45 Значение силы тока нулевой последовательности (I_0), А	$I_0 = \frac{1}{3} \left \dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C \right $
46 Угол фазового сдвига между n-ми гармоническими составляющими напряжения и тока (до 50 порядка) ($\varphi_{UI(n)}$), °	ГОСТ Р 8.655-2009

Продолжение таблицы 6

Наименование характеристики*	Ссылка на ГОСТ или расчетная формула для рассчитываемого параметра
47 Угол фазового сдвига между напряжением и током основной частоты (φ_{UI}), °	ГОСТ Р 8.655-2009
48 Угол фазового сдвига между напряжением и током прямой последовательности (φ_{UI1}), °	ГОСТ Р 8.655-2009
49 Угол фазового сдвига между напряжением и током обратной последовательности (φ_{UI2}), °	ГОСТ Р 8.655-2009
50 Угол фазового сдвига между напряжением и током нулевой последовательности (φ_{UI0}), °	ГОСТ Р 8.655-2009
51 Активная мощность (P), Вт	ГОСТ Р 8.655-2009
52 Активная мощность с учетом гармонических составляющих от 1 до n (до 50 порядка), ($P_{(1-50)}$), Вт	$P_{(1-50)} = \sum_{n=1}^{50} U_{sg,n} \cdot I_{sg,n} \cdot \cos \varphi_{UI(n)}$
53 Активная мощность основной частоты, (P_1), Вт	$P_1 = U_{sg,1} \cdot I_{sg,1} \cdot \cos \varphi_{UI}$
54 Активная мощность n-й гармонической составляющей (до 50 порядка) ($P_{(n)}$), Вт	$P_{(n)} = U_{sg,n} \cdot I_{sg,n} \cdot \cos \varphi_{UI(n)}$
55 Активная мощность прямой последовательности, ($P_{1(1)}$), Вт	$P_1 = U_1 \cdot I_1 \cdot \cos \varphi_{U1I1}$
56 Активная мощность обратной последовательности, ($P_{2(1)}$), Вт	$P_2 = U_2 \cdot I_2 \cdot \cos \varphi_{U2I2}$
57 Активная мощность нулевой последовательности, ($P_{0(1)}$), Вт	$P_0 = U_0 \cdot I_0 \cdot \cos \varphi_{U0I0}$
58 Реактивная мощность (Q), вар	ГОСТ Р 8.655-2009
59 Реактивная мощность с учетом гармонических составляющих от 1 до n (до 50 порядка) ($Q_{(1-50)}$), вар	$Q_{(1-50)} = \sum_{n=1}^{50} U_{sg,n} \cdot I_{sg,n} \cdot \sin \varphi_{UI(n)}$
60 Реактивная мощность основной частоты ($Q_{(1)}$), вар	$Q_{(1)} = U_{sg,1} \cdot I_{sg,1} \cdot \sin \varphi_{UI}$
61 Реактивная мощность n-ой гармонической составляющей, ($Q_{(n)}$), вар	
62 Реактивная мощность прямой последовательности, ($Q_{1(1)}$), вар	$Q_1 = U_1 \cdot I_1 \cdot \sin \varphi_{U1I1}$
63 Реактивная мощность обратной последовательности, ($Q_{2(1)}$), вар	$Q_2 = U_2 \cdot I_2 \cdot \sin \varphi_{U2I2}$
64 Реактивная мощность нулевой последовательности, ($Q_{0(1)}$), вар	$Q_0 = U_0 \cdot I_0 \cdot \sin \varphi_{U0I0}$
65 Полная мощность, (S), В·А	ГОСТ Р 8.655-2009
66 Полная мощность с учетом гармонических составляющих от 1 до n (до 50 порядка), ($S_{(1-50)}$), В·А	$S_{(1-50)} = U_{(1-50)} \cdot I_{(1-50)}$
67 Полная мощность основной частоты, ($S_{(1)}$), В·А	$S_{(1)} = U_{sg,1} \cdot I_{sg,1}$
68 Полная мощность n-й гармонической составляющей, ($S_{(n)}$), В·А	$S_{(n)} = U_{sg,n} \cdot I_{sg,n}$
69 Полная мощность прямой последовательности, ($S_{1(1)}$), В·А	$S_1 = U_1 \cdot I_1$
70 Полная мощность обратной последовательности, ($S_{2(1)}$), В·А	$S_2 = U_2 \cdot I_2$
71 Полная мощность нулевой последовательности, ($S_{0(1)}$), В·А	$S_0 = U_0 \cdot I_0$

Продолжение таблицы 6

Наименование характеристики*	Ссылка на ГОСТ или расчетная формула для рассчитываемого параметра
72 Коэффициент мощности, $K_M(\cos\varphi)$, отн. ед.	$K_M = \frac{P}{S}$
Примечание – СКЗ – среднеквадратичное значение	

Номенклатура входных аналоговых интерфейсов в части каналов напряжения:

1) Входы измерения напряжения, объединенные в одну группу и рассчитанные на номинальное среднеквадратичное значение фазных/межфазных напряжений представлены в таблице 7;

Таблица 7

Напряжение фазное, В	Напряжение линейное (межфазное), В
$100/\sqrt{3}$ (57,7*)	100
100	$100*\sqrt{3}$
$220/\sqrt{3}$ (127*)	220
$230/\sqrt{3}$ (133*)	230
$380/\sqrt{3}$ (220*)	380
$400/\sqrt{3}$ (230*)	400
Примечание – * условное обозначение номинального фазного напряжения	

2) входы измерения напряжения, рассчитанные на подключение к электронным трансформаторам напряжения (ГОСТ Р МЭК 60044-7-2010):

а) для однофазных или подключенных между фазами трехфазных систем, а также для трехфазных трансформаторов в трехфазных системах с номиналами выходных каналов: 1,625 В; 2 В; 3,25 В; 4 В; 6,5 В;

б) для однофазных трансформаторов, используемых в системах «фаза–земля» или соответствующих трехфазных системах с номиналами выходных каналов: $1,625/\sqrt{3}$ В; $2/\sqrt{3}$ В; $3,25/\sqrt{3}$ В; $4/\sqrt{3}$ В; $6,5/\sqrt{3}$ В;

в) входы измерения напряжения, рассчитанные на подключение к датчикам напряжения с низко-энергетическим выходом – 0,333 В.

Номенклатура входных аналоговых интерфейсов в части каналов тока:

а) входы измерения тока, состоящие из трех каналов и рассчитанные на номинальное среднеквадратичное значение тока 1 А и 5 А;

б) входы измерения тока, рассчитанные на подключение к электронным трансформаторам тока (ГОСТ Р МЭК 60044-8-2010) с номиналами выходных каналов: 22,5 мВ; 150 мВ; 200 мВ; 225 мВ; 4 В;

в) входы измерения тока, рассчитанные на подключение к датчикам тока с низкоэнергетическим выходом – 0,333 В.

Каналы входных аналоговых интерфейсов гальванически изолированы между собой и изолированы от частей прибора, доступных для пользователя. Конструкция входных аналоговых интерфейсов обеспечивает надежное механическое крепление и электрический контакт подключаемых проводов.

Потребляемая мощность по каждому измерительному каналу тока (с номинальными значениями 1 А и 5 А) и каждому измерительному каналу напряжения (с номинальными значениями от 57,7 В до 230 В) не превышает 1 В·А.

Потребляемая мощность по каждому низкоэнергетическому измерительному каналу тока и напряжения не превышает 0,1 В·А.

Отклонение времени внутренних часов прибора от астрономического при наличии внешнего источника синхронизации не превышает ± 20 мс.

При отсутствии внешней синхронизации отклонение времени внутренних часов прибора не превышает 1 с за 24 часа.

В зависимости от модификации прибор оснащается следующими типами коммуникационных интерфейсов:

1) Ethernet интерфейс 100BASE-TX (IEEE 802.3, «медный») с разъемом типа RJ-45. Скорость передачи данных по данному типу интерфейса до 100 Мбит/с;

2) Ethernet (IEEE 802.3) интерфейс 100BASE-FX (IEEE 802.3, «оптический») с разъемом типа ST. Скорость передачи данных по данному типу интерфейса до 100 Мбит/с;

3) Интерфейс полевой шины RS(EIA)–422/485. Скорость передачи данных по данному типу интерфейса до 115 200 бод.

Количество коммуникационных интерфейсов ограничено 2 (двумя) интерфейсами в одном приборе.

Коммуникационные интерфейсы гальванически изолированы друг от друга, от других интерфейсов и от частей прибора, доступных для пользователя.

Коммуникационные интерфейсы предназначены для подключения к информационным системам для передачи результатов измерений, диагностических данных, данных самоописания, а также выполняют функции служебного интерфейса для выполнения операций конфигурирования, настройки прибора и режимов его функционирования, программирования средств обеспечения сетевой безопасности. Отдельные функции могут быть заблокированы для использования через указанные пользователем типы коммуникационных интерфейсов.

Передача данных через коммуникационные интерфейсы не оказывает влияния на выполнение остальных функций прибора, включая измерительные функции.

Таблица 8 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц - напряжение постоянного тока, В	от 90 до 264 от 47 до 53 от 130 до 370
Мощность потребления, не более - от цепи питания переменного тока, В·А - от цепи питания постоянного тока, Вт	10 10
Габаритные размеры, мм, (длина×высота×глубина) не более: - для МПК1 - для МПК2	175×86×280 95×53×175
Масса (без учета кейса), кг, не более - для МПК1 - для МПК2	0,84 0,45
Нормальные условия измерений: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха, % - атмосферное давление, кПа (мм. рт. ст.)	от +15 до +25 от 30 до 80 от 84 до 106,7 (от 630 до 795)
Рабочие условия измерений: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха при +35 °С, % - атмосферное давление, кПа (мм. рт. ст.)	от –40 до +55 95 от 70 до 106,7 (от 525 до 795)
Предельные условия хранения: - температура окружающей среды, °С	от –40 до +55
Срок сохранности в упаковке и выполненной изготовителем консервации, не менее, г	1
Средний срок службы, лет	25
Средняя наработка на отказ, ч	250 000

Продолжение таблицы 8

Наименование характеристики	Значение
Ведение времени при отсутствии внешнего электропитания в течение времени, сут, не менее	30
Синхронизация внутренних часов осуществляется через коммуникационные интерфейсы по одному из следующих протоколов	Протокол NTP (RFC 5905); Протокол PTP (IEEE 1588)
Глубина хранения полученных данных (включая результаты измерений и вычислений на интервалах времени, определенных ГОСТ 32144-2013, статистических характеристик по ГОСТ 32144-2013) не менее, суток	90 для ПКЭ 123 для данных учета электроэнергии
Примечания: 1) Среднее время восстановления работоспособности прибора путем замены из ЗИП, включая конфигурирование, не превышает 2 часов. Ремонт осуществляется изготовителем, либо уполномоченным им сервисным центром. 2) Приборы соответствуют требованиям безопасности по ГОСТ 22261-94, ГОСТ 12.2.091-2012, включая безопасность обслуживающего персонала в части защиты от поражения электрическим током, опасной температуры, воспламенения. 3) По пожарной безопасности приборы соответствуют ГОСТ 12.1.004-91. 4) Приборы имеют II класс защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током в соответствии с ГОСТ 12.2.007.0-75. Корпус прибора имеет двойную изоляцию 5) Прибор имеет режим с питанием от измерительной цепи (ИЦ). Переход на питание от ИЦ осуществляется тумблером, расположенным рядом с разъемом по питанию. 6) Прибор обеспечивает корректное маркирование метками времени выполненных измерений при пропадании внешнего электропитания и корректность маркирования метками времени измерений при восстановлении электропитания. При отключении электропитания прибор сохраняет настройки конфигурации и накопленные данные в энергонезависимой памяти, функционирование которой не зависит от длительности отсутствия электропитания. При восстановлении электропитания прибор автоматически восстанавливает работоспособность, включая функционирование интерфейсов передачи данных.	

Знак утверждения типа

наносится на панель прибора, титульные листы руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 8 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Прибор цифровой переносной измерительный показателей качества электроэнергии (исполнение – по заказу)	МПК1 МПК2	1 шт.
Комплект монтажных частей	—	1 шт.
Копия сертификата типа СИ	—	1 экз.
Паспорт	ОПЧ.468.666	1 экз.
Руководство по эксплуатации	ОПЧ.140.337 РЭ	1 экз. ¹⁾
Методика поверки	ОПЧ.140.337 МП	1 экз. ¹⁾
Программное обеспечение	-	1 экз.
Примечание – ¹⁾ допускается один экземпляр на партию из 10 шт.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации 0ПЧ.140.337 РЭ «Приборы цифровые переносные измерительные показателей качества электроэнергии МПК. Руководство по эксплуатации», раздел 3 «Использование по назначению».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средствам измерений

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

ГОСТ 30804.4.30-2013 (IEC 61000-4-30:2008) Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии

ГОСТ 31819.22-2012 (IEC 62053-22:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S

ГОСТ 31819.23-2012 (IEC 62053-23:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии

ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

ГОСТ 33073-2014 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Контроль и мониторинг качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

ГОСТ Р 51317.4.15-2012 (МЭК 61000-4-15:2010) Совместимость технических средств электромагнитная. Фликерметр. Функциональные и конструктивные требования

ГОСТ Р 8.655-2009 ГСИ. Средства измерений показателей качества электрической энергии. Общие технические требования

ГОСТ Р 8.689-2009 ГСИ. Средства измерений показателей качества электрической энергии. Методы испытаний

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 03 сентября 2021 г. № 1942 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений переменного электрического напряжения до 1000 В в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $2 \cdot 10^9$ Гц»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 17 марта 2022 г. № 668 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы переменного электрического тока от $1 \cdot 10^{-8}$ до 100 А в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $1 \cdot 10^6$ Гц»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 23 июля 2021 г. № 1436 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электроэнергетических величин в диапазоне частот от 1 до 2500 Гц»

ТУ 25-7504.231-2016 Приборы цифровые переносные измерительные показателей качества электроэнергии МПК

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Электроприбор» (ОАО «Электроприбор»)

ИНН 2128002051

Адрес: 428020, Чувашская Республика – Чувашия, г. Чебоксары, пр-кт И.Я.Яковлева, д. 3

Телефон (факс): +7 (8352) 39-99-12 (+7 (8352) 55-50-02)

Web-сайт: <http://www.elpribor.ru>

Испытательный центр

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

Адрес: 117546, г. Москва, Харьковский пр-д, д. 2, эт. 2, пом. I, ком. 35, 36

Телефон: +7 (495) 278-02-48

E-mail: info@ic-rm.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311390.

в части вносимых изменений

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

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

Телефон: (495) 437-55-77

Факс: (495) 430-57-25

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 «16» мая 2024 г. № 1189

Регистрационный № 72947-18

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Манометры, вакуумметры, мановакуумметры показывающие МП, ВП, МВП, манометры, мановакуумметры показывающие железнодорожные МПс, МВПс, манометры, вакуумметры, мановакуумметры показывающие точных измерений МПТИ, ВПТИ, МВПТИ

Назначение средства измерений

Манометры, вакуумметры, мановакуумметры показывающие МП, ВП, МВП, манометры, мановакуумметры показывающие железнодорожные МПс, МВПс, манометры, вакуумметры, мановакуумметры показывающие точных измерений МПТИ, ВПТИ, МВПТИ (далее по тексту – манометры), предназначены для измерений избыточного и вакуумметрического давления неагрессивных газообразных и жидких сред и кислорода.

Манометры, мановакуумметры показывающие железнодорожные предназначены для измерения избыточного давления неагрессивных по отношению к медным сплавам жидких и газообразных сред (вода, топливо, масло, воздух) в силовых и тормозных системах и установках подвижного состава железных дорог, метрополитена и вагонов трамваев, а также для измерения давления хладонов 12, 13, 22, 134а, 142, 404а и 502 (в том числе хладонов с наличием масел) в холодильных машинах, устанавливаемых в железнодорожных вагонах-рефрижераторах.

Описание средства измерений

Принцип действия манометров, вакуумметров и мановакуумметров основан на уравнивании измеряемого давления силой упругой деформации трубчатой пружины, один конец которой запаян в держатель, а другой через тягу связан с трибно-секторным механизмом, преобразующим линейное перемещение упругого чувствительного элемента в круговое движение показывающей стрелки.

В зависимости от вида измеряемого давления, измеряемой среды, условий применения и конструктивных особенностей манометры разделены на:

- манометры, вакуумметры, мановакуумметры показывающие МП, ВП, МВП;
- манометры, мановакуумметры показывающие железнодорожные МПс, МВПс, МПс ОШ, МПс-2, МПс-106-В, МПс-2-106-В;
- манометры, вакуумметры, мановакуумметры показывающие точных измерений МПТИ, ВПТИ, МВПТИ.

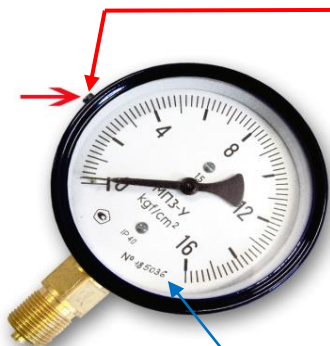
Манометры МПс-2, МПс-2-106-В имеют два независимых канала измерений с двумя показывающими стрелками.

Заводские номера наносятся в виде цифрового обозначения, состоящие из арабских цифр нанесенные аэрографическим способом на циферблате манометра, методом печати или рукописным методом.

Знак поверки может наноситься на корпус (по требованию потребителя - на стекло) и (или) на паспорт, и (или) на свидетельство о поверке.

Защита от несанкционированного доступа осуществляется пломбированием корпуса манометра пломбой. Пломбирование манометров модификации МПс-106-В и МПс-2-106 -В не предусмотрено. Общий вид различных модификаций манометров, приведен на рисунках 1-11.

Место пломбирования



Место нанесения
заводского номера

Рисунок 1 - Общий вид
манометров модификации
МП, ВП, МВП
(диаметр корпуса 100 мм)



Рисунок 2 - Общий вид
манометров модификации
МП, ВП, МВП
(диаметр корпуса 60 мм)



Рисунок 3 - Общий вид
манометров модификации
МПс, МВПс
(диаметр корпуса 100 мм)



Рисунок 4 - Общий вид
манометров модификации
МП, ВП, МВП с осевым
расположением штуцера
(диаметр корпуса 100 мм)



Рисунок 5 - Общий вид
манометров модификации
МП, ВП, МВП,
(диаметр корпуса 160 мм)



Рисунок 6 - Общий вид
манометров модификации
МПТИ, ВПТИ, МВПТИ
(диаметр корпуса 160 мм)



Рисунок 7 - Общий вид
манометров модификации МПс ОШ
(диаметр корпуса 100 мм)

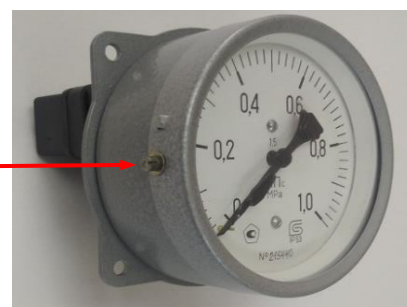


Рисунок 8 - Общий вид
манометров модификации МПс ОШ
(с электрической подсветкой циферблата
диаметр корпуса 100 мм)

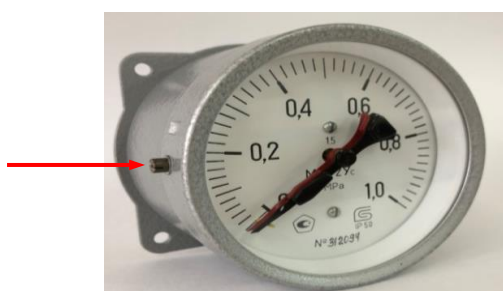


Рисунок 9 - Общий вид
манометров модификации МПС-2
(диаметр корпуса 100 мм)

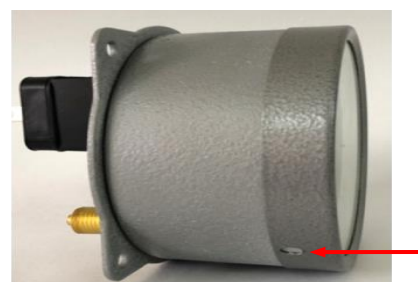


Рисунок 10 - Общий вид
манометров модификации МПС-2
(с электрической подсветкой циферблата
диаметр корпуса 100 мм)



Рисунок 11 - Общий вид
манометров модификации МПС-106-B
(диаметр корпуса 100 мм)



Рисунок 12 - Общий вид
манометров модификации МПС-2-106-B
(диаметр корпуса 100 мм)

Программное обеспечение
Отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Верхний предел измерений давления, класс точности, исполнение корпуса и расположение штуцера приведены в таблице 1:

Таблица 1 – Модификации и технические характеристики

Наименование	Обозначение	Класс точности ГОСТ 2405-88	Расположение штуцера и диаметр корпуса, мм	Верхний предел измерений давления, МПа (кгс/см ²)	
				избыточного	вакуумметрического
Манометры показывающие	МП	1 1,5 2,5	Радиальное осевое 60, 100, 160	0,06(0,6); 0,1(1); 0,16(1,6); 0,25 (2,5); 0,4 (4); 0,6(6); 1(10); 1,6 (16); 2,5 (25); 4(40); 6(60); 10(100); 16(160); 25 (250); 40 (400)	

Наименование	Обозначение	Класс точности ГОСТ 2405-88	Расположение штуцера и диаметр корпуса, мм	Верхний предел измерений давления, МПа (кгс/см ²)	
				избыточного	вакуумметрического
Манометры показывающие железнодорожные	МПс МПс ОШ	1 1,5 2,5	радиальное осевое 100	0,06(0,6); 0,1(1); 0,16(1,6); 0,25 (2,5); 0,4 (4); 0,6(6); 1(10); 1,6 (16); 2,5 (25); 4(40); 6(60); 10(100); 16(160); 25 (250); 40 (400)	
Манометры показывающие железнодорожные двухстрелочные	МПс-2	1,5 2,5	осевое 100	от 0 до 0,6 (6) от 0 до 1 (10) от 0 до 1,6 (16)	
Манометры панельные железнодорожные однострелочные	МПс-106-В	1 1,5 2,5	осевое 100	от 0 до 0,6 (6) от 0 до 1 (10) от 0 до 1,6 (16)	
Манометры панельные железнодорожные двухстрелочные	МПс-2-106-В	1 1,5 2,5	осевое 100	от 0 до 0,6 (6) от 0 до 1 (10) от 0 до 1,6 (16)	
Вакуумметры показывающие	ВП	1 1,5 2,5	радиальное осевое 60, 100, 160	0	0,1(1,0)
Мановакуумметры показывающие	МВП	1 1,5 2,5	радиальное осевое 60, 100, 160	0,06(0,6); 0,1(1); 0,15(1,5); 0,3(3); 0,5(5); 0,9(9); 1,5(15); 2,4(24)	0,1(1,0)
Мановакуумметры показывающие железнодорожные	МВПс	1 1,5 2,5	радиальное осевое 100	0,06(0,6); 0,1(1); 0,15(1,5); 0,3(3); 0,5(5); 0,9(9); 1,5(15); 2,4(24)	0,1(1,0)
Манометры показывающие точных измерений	МПТИ	0,6	радиальное 160	0,06(0,6); 0,1(1); 0,16(1,6); 0,25 (2,5); 0,4 (4); 0,6(6); 1(10); 1,6 (16); 2,5 (25); 4(40); 6(60); 10(100); 16(160); 25 (250); 40 (400)	
Вакуумметры показывающие точных измерений	ВПТИ	0,6	радиальное 160	0	0,1(1,0)
Мановакуумметры показывающие точных измерений	МВПТИ	0,6	радиальное 160	0,06(0,6); 0,1(1); 0,15(1,5); 0,3(3); 0,5(5); 0,9(9)	0,1(1,0)

Таблица 2 – Метрологические характеристики

[illegible]

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение характеристики в зависимости от модификации			
	МПс ОШ	МПс-2	МПс-106-В	МПс-2-106-В
Пределы допускаемой основной погрешности измерений, % диапазона показаний, в диапазоне шкалы: КТ 1,0 КТ 1,5 КТ 2,5	$\pm 1,0$ $\pm 1,5$ $\pm 2,5$	$\pm 1,0$ $\pm 1,5$ $\pm 2,5$	$\pm 1,0$ $\pm 1,5$ $\pm 2,5$	$\pm 1,0$ $\pm 1,5$ $\pm 2,5$
Пределы дополнительной погрешности (Δ) от изменения температуры окружающего воздуха не должен превышать значений, определяемых по формуле : $\Delta = \pm K_T \times \Delta T$, где K_T - температурный коэффициент, равный, % / °С: КТ 1,0 КТ 1,5 КТ 2,5 ΔT - абсолютное значение разности температур, определяемое по формуле: $\Delta T = (T_2 - T_1)$, где T_1 - температура окружающего воздуха, равная: для КТ 0,6, КТ 1,0 от +18 до +22 °С для КТ 1,5, КТ 2,5 от +18 до +28 °С T_2 - любое значение температуры от -60 до +80 °С	0,06 0,06 0,1	- 0,06 0,1	0,06 0,06 0,1	0,06 0,06 0,1
Вариация показаний, %	$\pm 1,0$; $\pm 1,5$; $\pm 2,5$			
Температура окружающего воздуха, °С	от -60 до +80			

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики в зависимости от модификации							
	МП	ВП	МВП	МПс	МВПс	МПТИ	ВПТИ	МВПТИ
Относительная влажность окружающего воздуха, %: для исполнения У при температуре +25 °С для исполнения УХЛ при температуре +25 °С для исполнения В при температуре +35 °С	98 98 98							
Габаритные размеры (высота×ширина×глубина), мм, не более: Ø60 Ø100 Ø160	78,5х60х25,8 142×100×46 200×160×46			- 150×100×48 -		- - 200×160×46		
Масса манометров, кг, не более: Ø60 Ø100 Ø160	0,14 0,5 1,0	0,14 0,5 1,0	0,14 0,5 1,0	- 0,7 -	- 0,7 -	- 1,0 -	- 1,0 -	- 1,0 -
Средний срок службы, лет, не менее:	10							
Средняя наработка на отказ, ч	66000							
Группа исполнения по устойчивости к воздействию синусоидальных вибраций	V1 по ГОСТ Р 52931-2008			ускорение 10 м/с², диапазон частот от 0,5 до 100 Гц, амплитуда колебаний не более 1,5 мм (исполнение М25 по ГОСТ 17516.1-90, ГОСТ 30631-99)		V1 по ГОСТ Р 52931-2008		
Степень защиты от пыли и воды	IP40, IP53 по ГОСТ 14254-2015			IP53 по ГОСТ 14254-2015		IP40, IP53 по ГОСТ 14254-2015		
Примечание – По запросу потребителя приборы могут изготавливаться с электрической подсветкой циферблата.								

Продолжение таблицы 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики в зависимости от модификации			
	МПс ОШ	МПс-2	МПс-106-В	МПс-2-106-В
Относительная влажность окружающего воздуха, %: для исполнения У при температуре +25 °С для исполнения УХЛ при температуре +25 °С для исполнения В при температуре +35 °С	98 98 98			
Габаритные размеры (высота×ширина×глуби- на), мм, не более:	100×100×88	105x105x100	106x106x69	106x106x89
Масса манометров, кг, не более:	0,7	0,85	0,65	0,8
Средний срок службы, лет, не менее:	10			
Средняя наработка на отказ, ч	100000			
Группа исполнения по устойчивости к воздей- ствию синусоидальных вибраций	ускорение до 10 м/с ² в диапазоне частот от 0,5 до 100 Гц с амплитудой колебаний не более 1,5 мм (исполнение М25 по ГОСТ 17516.1-90, ГОСТ 30631-99)			
Степень защиты от пыли и воды	IP50, IP53 по ГОСТ 14254-2015			
Примечание – По запросу потребителя приборы могут изготавливаться с электрической под- светкой циферблата.				

Знак утверждения типа

наносится на циферблате манометров и титульных листах руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Манометр (вакуумметр, мановакуумметр)	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	АКИ2.830.XXX РЭ/ РБСД2.830.XXX РЭ	1 шт.
Паспорт	АКИ2.830.XXX ПС/ РБСД2.830.XXX ПС	1 шт.
Демпфер (поставляется по требованию заказчика для приборов МПс, МВПс с верхним значением диапазона показаний до 1 МПа	-	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации АКИ2.830.XXX РЭ и РБСД2.830.XXX РЭ в разделе 7 «Методика поверки».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средствам измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 20 октября 2022 г. № 2653 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа»;

ГОСТ 2405-88 «Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры. Общие технические условия»;

ТУ 4212-001-25347532-2007 «Манометры, вакуумметры, мановакуумметры показывающие, железнодорожные, точных измерений. Технические условия».

Изготовитель

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

ИНН 7309005173

Адрес: 433700, Ульяновская обл., рп. Базарный Сызган, ул. Новозаводская, д. 1

Телефон: (84240) 21-4-28

E-mail: bastor@mail.ru

Web-сайт: info@bastor.ru<https://bastor.ru>

Испытательный центр

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

Адрес юридического лица: 432002, Ульяновская обл., г. Ульяновск, ул. Урицкого, д. 13

Тел./факс: (89372)753737 / (8422) 43-52-35;

E-mail: csm@ulcsm.ru

Web-сайт: www.ulcsm.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311693.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» мая 2024 г. № 1189

Регистрационный № 77353-20

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 556

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 556 (далее по тексту - система) предназначена для автоматизированных динамических измерений массы нефти, транспортируемой по трубопроводу, с фиксацией массы нефти за отчетный интервал времени (измерение и регистрация массы нефти с нарастающим итогом).

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы нефти.

При косвенном методе динамических измерений массу нефти определяют по результатам измерений в трубопроводе:

- объема нефти с помощью преобразователей расхода, избыточного давления и температуры;

- плотности нефти с помощью поточного преобразователя плотности, преобразователей избыточного давления и температуры.

Массу брутто нефти вычисляют, как произведение объёма и плотности нефти, приведенных к одинаковым условиям.

Массу нетто нефти вычисляют, как разность массы брутто нефти и массы балласта. Массу балласта вычисляют, как общую массу воды, хлористых солей и механических примесей в нефти.

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

В состав системы входят следующие основные типы средств измерений:

- турбинные расходомеры-счетчики жидкости HELIFLU TZ-N (D_y 16-500), производства фирмы «FAURE HERMAN GROUPE INTERTECHNIQUE» Франция, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее по тексту - регистрационный номер) 15427-96, модели TZ-N 80-110;

- измерительные преобразователи давления 3051 фирмы Fisher - Rosemount, регистрационный № 14061-94;

- преобразователи давления измерительные 3051, регистрационный № 14061-99, 14061-04;

- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65, регистрационный № 22257-01, 22257-05;

- термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065, регистрационный № 69487-17;

- преобразователи измерительные 644, 3144, 3244 к датчикам температуры, регистрационный № 14683-00, модели 644;
- преобразователи измерительные 644, 3144P, 3244MV, регистрационный № 14683-04, модели 644;
- преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144P, регистрационный № 56381-14, модели Rosemount 644;
- преобразователи плотности жидкости измерительные (мод. 7835, 7845, 7846, 7847), регистрационный № 15644-01, 15644-06, модели 7835;
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, регистрационный № 14557-01, 14557-05, 14557-10, 14557-15;
- комплексы измерительно-вычислительные сбора и обработки информации систем учета нефти и нефтепродуктов «ОСТОПУС» («ОКТОПУС»), регистрационный № 22753-02;
- установка трубопоршневая поверочная стационарная «Прувер С-100-4,0-0,05», (рабочий эталон 2-го разряда единицы объемного расхода жидкости в диапазоне значений от 10 до 100 м³/ч, регистрационный номер 3.6.АЛШ.0002.2015) регистрационный № 75562-19 (далее по тексту - ПУ);
- счетчики жидкости турбинные CRA/MRT97, регистрационный № 22214-01;
- датчики давления Метран-100, регистрационный № 22235-01, 22235-08;
- датчики давления Метран-150, регистрационный № 32854-09, 32854-13;
- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4, регистрационный № 303-91, 303-84;
- манометры, вакуумметры и мановакуумметры для точных измерений типа МТИ и ВТИ, регистрационный № 1844-63, модификации манометры МТИ;
- манометры показывающие для точных измерений МПТИ, регистрационный № 26803-04;
- манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ, МВПТИ, регистрационный № 26803-06, 26803-11, модификации МПТИ;
- манометры избыточного давления, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МТИф, ВТИф, МВТИф, регистрационный № 34911-07, 34911-11, модификации МТИф;
- манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры тягонапоромеры ФТ, регистрационный № 60168-15, модификации МТИф.

В системе допускается применение средств измерений, находящихся на хранении преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N с Ду 16...500 мм, регистрационный № 15427-06, модели TZ-N 80-110.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматизированные измерения массы брутто нефти и объемного расхода нефти в рабочих диапазонах расхода, температуры, давления, плотности, объемной доли воды в нефти;
- измерения массы нетто нефти с использованием результата измерений массы брутто нефти и результатов измерений массовой концентрации хлористых солей, массовой доли механических примесей, массовой доли воды и плотности;
- автоматические измерения температуры, давления, плотности, объемной доли воды в нефти;
- поверка и контроль метрологических характеристик турбинного расходомера-счетчика жидкости HELIFLU TZ-N (Ду 16-500) модели TZ-N 80-110 с помощью ПУ;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикация и сигнализация нарушений установленных границ;
- регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов, протоколов, актов приема сдачи нефти, паспортов качества нефти.

Возможность нанесения знака поверки на систему не предусмотрена. Заводской номер системы в цифровом формате (№ 02) нанесен на маркировочную табличку, закрепленную рядом с входом в помещение системы, методом лазерной гравировки.

Программное обеспечение

Система имеет программное обеспечение (ПО), реализованное в автоматизированном рабочем месте (АРМ) оператора и комплексах измерительно-вычислительных сбора и обработки информации систем учета нефти и нефтепродуктов «ОСТОПУС» («ОКТОПУС») (далее по тексту - ИВК).

Идентификационные признаки ПО системы приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО системы

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	Rate APM оператора УУН	Formula.lib
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.4.1.1	2.01
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	F0737B4F	7DB6BFFF

ПО защищено от преднамеренных и непреднамеренных изменений установкой логина и пароля разного уровня доступа, ведения доступного только для чтения журнала событий.

При изменении установленных параметров (исходных данных) в ПО обеспечивается подтверждение изменений, проверка изменений на соответствие требованиям реализованных алгоритмов, при этом сообщения о событиях (изменениях) записываются в журнал событий, доступный только для чтения.

Конструкция системы исключает возможность несанкционированного доступа к ПО и к измерительной информации.

Уровень защиты ПО системы «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики системы, включая показатели точности, приведены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода нефти, м ³ /ч (т/ч)	от 22,0 (17,6) до 297,0 (248,0)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий, шт.	3 (две рабочие и одна контрольно-резервная с возможностью применения в качестве рабочей)
Избыточное давление нефти, МПа	от 0,3 до 4,0
Режим работы	непрерывный
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Температура нефти, °С	от +10 до +35
Плотность нефти в рабочем диапазоне температуры и избыточного давления, кг/м ³	от 800 до 835
Вязкость кинематическая нефти при температуре +20 °С, сСт, не более	5,1
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	300
Содержание свободного газа	не допускается
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока трехфазное, В - напряжение переменного тока однофазное, В - частота переменного тока, Гц	380 ± 38 220 ± 22 50±1
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха в помещениях, где установлено оборудование, °С - температура окружающего воздуха в операторной, °С - относительная влажность воздуха в помещениях, где установлено оборудование, % - атмосферное давление, кПа	от +5 до +35 от +18 до +25 от 30 до 80 от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, год, не менее	10

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность системы приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти № 556	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 556», регистрационный номер ФР.1.29.2021.40219, свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 01.00257-2013/65014-21 от 30.04.2021.

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» (п. 6.1.1);

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»;

ГОСТ 8.587-2019 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений».

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Инфракрасные и микроволновые системы»
(ОАО «Инфракрасные и микроволновые системы»)

ИНН 7710044260

Адрес: 125047, г. Москва, ул. 4-я Тверская-Ямская, д. 14, стр. 3

Телефон: +7(495) 775-77-25, факс: +7(495) 254-80-97

E-mail: ims@imsholding.ru

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии – филиал
Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева» (ВНИИР – филиал
ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)

ИНН 7809022120

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

Адрес места осуществления деятельности: 420088, Республика Татарстан, г. Казань,
ул. 2-я Азинская, д. 7А

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

E-mail: office@vniir.org

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» мая 2024 г. № 1189

Регистрационный № 78097-20

Лист № 1
Всего листов 19

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) Первомайской ТЭЦ (ТЭЦ-14) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) Первомайской ТЭЦ (ТЭЦ-14) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для автоматического измерения активной и реактивной электрической энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации. АИИС КУЭ возможно использовать для передачи (получения) данных смежным субъектам энергетики. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчётов.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматическое измерение количества активной и реактивной электрической энергии с дискретностью 30 минут и нарастающим итогом приращений активной и реактивной электроэнергии (мощности);
- автоматический сбор и хранение данных о состоянии средств измерений («Журналы событий»);
- периодический (не реже 1-го раза в сутки и/или по запросу (настраиваемый параметр) автоматический сбор привязанных к единому времени результатов измерений и данных о состоянии средств измерений («Журналы событий»);
- хранение результатов измерений;
- передача результатов измерений в организации-участники оптового (розничного) рынка электроэнергии в XML или собственном формате с применением ЭЦП или без неё;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей, пломбирование и т.п.);
- диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени) соподчиненного национальной шкале координированного времени UTC(SU).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс (далее – ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН), вторичные цепи и счётчики активной и реактивной электрической энергии. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2-3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) – технические средства для организации локальной вычислительной сети и программно-технический комплекс (далее – ПТК) АИИС КУЭ, включающий аппаратные средства и программное обеспечение (далее – ПО) для обеспечения функции хранения результатов измерений (далее – сервер БД) и программное обеспечение для сбора и доступа к данным, их конфигурации и формирования автоматизированных рабочих мест (далее – АРМ).

ПТК АИИС КУЭ развёрнут в центре обработки данных (далее – ЦОД) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1». АРМы развёрнуты в ЦОД и на рабочих местах специалистов.

На первом уровне первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы, которые по вторичным цепям поступают на соответствующие входы электронных счётчиков электрической энергии (измерительный канал (далее – ИК)). Измеренная электрическая энергия за интервал времени 30 мин записывается в энергонезависимую память счётчика.

На втором уровне происходит:

- настройка параметров ИВК;
- сбор данных из памяти счётчиков в БД;
- хранение данных в БД;
- формирование справочных и отчётных документов;
- передача информации смежным субъектам электроэнергетики – участникам оптового рынка электрической энергии и мощности и в ПАК КО;
- настройка, диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- поддержание точного времени в системе.

ПТК АИИС КУЭ производит сбор данных из памяти счётчиков электроэнергии и их хранение в БД, обработку, отображение, подготовку отчётных документов, а также формирование и передачу информации в виде утверждённых макетов в ПАК КО и другим участникам энергосистемы в рамках согласованных регламентов. ПТК имеет возможность двунаправленного обмена данными с другими ПТК как макетами утверждённых форм, так и данными в собственном формате. Отправка данных по электронной почте в XML-формате возможна с ЭЦП и без неё.

СОЕВ обеспечивает единое календарное время (день, месяц, год, час, минута, секунда) на всех компонентах и уровнях системы.

Для поддержания единого времени в АИИС КУЭ используется шкала времени устройства синхронизации частоты и времени Метроном версии 1000 (далее – УСВ). ПТК АИИС КУЭ не менее одного раза в сутки синхронизирует часы с сервером времени при расхождении более чем на ± 2 с. (настраиваемый параметр). ПТК АИИС КУЭ синхронизирует часы счётчиков при сеансах связи при расхождении времени более чем на ± 2 с. (настраиваемый параметр).

Факт каждой коррекции регистрируется в журнале событий счётчиков и сервера БД.

Журналы событий счётчиков электрической энергии и сервера БД отражают время (дата, часы, минуты) коррекции часов счётчиков и сервера в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Маркировка заводского номера и даты выпуска АИИС КУЭ наносится на этикетку, расположенную на корпусе сервера ИВК, типографическим способом. Дополнительно заводской номер указывается в формуляре.

Заводской номер АИИС КУЭ: 114.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера». ПО ПК «Энергосфера» используется при учёте электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учёта и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии. Идентификационные данные ПК «Энергосфера» указаны в таблице 1.

ПО ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
ОС MS Windows	
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b (для 32-разрядного сервера опроса), 6c13139810a85b44f78e7e5c9a3edb93 (для 64-разрядного сервера опроса)
Linux-подобные ОС	
Идентификационное наименование ПО	libpso_metr.so
Цифровой идентификатор ПО	01e3eae897f3ce5aa58ff2ea6b948061

ПО ПК «Энергосфера» не влияют на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав 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	УСВ		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих усло-виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	КВЛ 110 кВ Автовская ТЭЦ – Первомайская ТЭЦ I цепь с отпайками яч.2, 1с. КРУЭ-110 кВ	ELK-CT0	EGK 170-3/VT2	A1802RALQ-P4GB-DW-4	Метроном версии 1000 Рег. № 56465-14	активная	±0,6	±1,5
		Кл. т. 0,2S КТТ 1000/1 Рег. № 33113-06	Кл. т. 0,2 КТН 110000/√3/100/√3 Рег. № 41073-09	Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		реактивная	±1,3	±2,4
2	КВЛ 110 кВ Первомайская ТЭЦ – Западная I цепь яч.24, 2с. КРУЭ-110 кВ	ELK-CT0	EGK 170-3/VT2	A1802RALQ-P4GB-DW-4		активная	±0,6	±1,5
		Кл. т. 0,2S КТТ 1000/1 Рег. № 33113-06	Кл. т. 0,2 КТН 110000/√3/100/√3 Рег. № 41073-09	Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		реактивная	±1,3	±2,4
3	КВЛ-110 кВ Первомайская ТЭЦ – Волхов-Южная (КВЛ 110 кВ Южная 3) яч.5, 1с. КРУЭ-110 кВ	ELK-CT0	EGK 170-3/VT2	A1802RALQ-P4GB-DW-4		активная	±0,6	±1,5
		Кл. т. 0,2S КТТ 1000/1 Рег. № 33113-06	Кл. т. 0,2 КТН 110000/√3/100/√3 Рег. № 41073-09	Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		реактивная	±1,3	±2,4
4	КВЛ-110 кВ Первомайская ТЭЦ - Западная II цепь (КВЛ 110 кВ Южная-11) яч.12, 1с. КРУЭ-110 кВ	ELK-CT0	EGK 170-3/VT2	A1802RALQ-P4GB-DW-4		активная	±0,6	±1,5
		Кл. т. 0,2S КТТ 1000/1 Рег. № 33113-06	Кл. т. 0,2 КТН 110000/√3/100/√3 Рег. № 41073-09	Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		реактивная	±1,3	±2,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	КВЛ 110 кВ Автовская ТЭЦ – Первомайская ТЭЦ II цепь с отпайками яч.19, 2с. КРУЭ-110 кВ	ELK-CT0 Кл. т. 0,2S КТТ 1000/1 Рег. № 33113-06	EGK 170-3/VT2 Кл. т. 0,2 КТН 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 41073-09	A1802RALQ-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	Метроном версии 1000 Рег. № 56465-14	активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,3	±2,4
6	Т-1-1 (110 кВ) яч.1, 1с. КРУЭ-110 кВ	ELK-CT0 L Кл. т. 0,2S КТТ 500/1 Рег. № 89302-23	EGK 170-3/VT2 Кл. т. 0,2 КТН 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 41073-09	A1802RALQ-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,3	±2,4
7	Т-1-2 (110 кВ) яч.20, 2с. КРУЭ-110 кВ	ELK-CT0 L Кл. т. 0,2S КТТ 500/1 Рег. № 89302-23	EGK 170-3/VT2 Кл. т. 0,2 КТН 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 41073-09	A1802RALQ-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,3	±2,4
8	Т-1-3 (110 кВ) яч.6, 1с. КРУЭ-110 кВ	ELK-CT0 L Кл. т. 0,2S КТТ 500/1 Рег. № 89302-23	EGK 170-3/VT2 Кл. т. 0,2 КТН 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 41073-09	A1802RALQ-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,3	±2,4
9	Т-2-1 (110 кВ) яч.11, 1с. КРУЭ-110 кВ	ELK-CT0 L Кл. т. 0,2S КТТ 500/1 Рег. № 89302-23	EGK 170-3/VT2 Кл. т. 0,2 КТН 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 41073-09	A1802RALQ-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,3	±2,4
10	Т-2-2 (110 кВ) яч.18, 2с. КРУЭ-110 кВ	ELK-CT0 L Кл. т. 0,2S КТТ 500/1 Рег. № 89302-23	EGK 170-3/VT2 Кл. т. 0,2 КТН 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 41073-09	A1802RALQ-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,3	±2,4
11	Т-2-3 (110 кВ) яч.13, 1с. КРУЭ-110 кВ	ELK-CT0 L Кл. т. 0,2S КТТ 500/1 Рег. № 89302-23	EGK 170-3/VT2 Кл. т. 0,2 КТН 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 41073-09	A1802RALQ-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,3	±2,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	РТ-1 яч.10, 1с. КРУЭ-110 кВ	ELK-CT0 L Кл. т. 0,2S КТТ 500/1 Рег. № 89302-23	EGK 170-3/VT2 Кл. т. 0,2 КТН 110000/√3/100/√3 Рег. № 41073-09	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	Метроном версии 1000 Рег. № 56465-14	активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,3	±2,4
13	РТ-2 яч.23, 2с. КРУЭ-110 кВ	ELK-CT0 L Кл. т. 0,2S КТТ 500/1 Рег. № 89302-23	EGK 170-3/VT2 Кл. т. 0,2 КТН 110000/√3/100/√3 Рег. № 41073-09	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,3	±2,4
14	РТ-3 яч.8, 1с. КРУЭ-110 кВ	ELK-CT0 L Кл. т. 0,2S КТТ 500/1 Рег. № 89302-23	EGK 170-3/VT2 Кл. т. 0,2 КТН 110000/√3/100/√3 Рег. № 41073-09	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,3	±2,4
15	РТ-4 яч.21, 2с. КРУЭ-110 кВ	ELK-CT0 L Кл. т. 0,2S КТТ 500/1 Рег. № 89302-23	EGK 170-3/VT2 Кл. т. 0,2 КТН 110000/√3/100/√3 Рег. № 41073-09	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,3	±2,4
16	ПРТСН яч.16, 2с. КРУЭ-110 кВ	ELK-CT0 L Кл. т. 0,2S КТТ 500/1 Рег. № 89302-23	EGK 170-3/VT2 Кл. т. 0,2 КТН 110000/√3/100/√3 Рег. № 41073-09	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,3	±2,4
17	Генератор Г-1-1	ТЛШ-10 Кл. т. 0,2S КТТ 5000/5 Рег. № 11077-07	УКМ 24/3 Кл. т. 0,2 КТН 11000/√3/100/√3 Рег. № 47791-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,3	±2,4
18	Генератор Г-1-2	ТЛШ-10 Кл. т. 0,2S КТТ 5000/5 Рег. № 11077-07	УКМ 24/3 Кл. т. 0,2 КТН 11000/√3/100/√3 Рег. № 47791-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,3	±2,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
19	Генератор Г-1-3	ТЛШ-10 Кл. т. 0,2S КТТ 5000/5 Рег. № 11077-07	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 10500/√3/100/√3 Рег. № 3344-08	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	Метроном версии 1000 Рег. № 56465-14	активная	±0,8	±1,6
						реактивная	±1,8	±2,6
20	Генератор Г-2-1	ТЛШ-10 Кл. т. 0,2S КТТ 5000/5 Рег. № 11077-07	УКМ 24/3 Кл. т. 0,2 КТН 11000/√3/100/√3 Рег. № 47791-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,3	±2,4
21	Генератор Г-2-2	ТЛШ-10 Кл. т. 0,2S КТТ 5000/5 Рег. № 11077-07	УКМ 24/3 Кл. т. 0,2 КТН 11000/√3/100/√3 Рег. № 47791-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,3	±2,4
22	Генератор Г-2-3	ТЛШ-10 Кл. т. 0,2S КТТ 5000/5 Рег. № 11077-07	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 10500/√3/100/√3 Рег. № 3344-08	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная	±0,8	±1,6
						реактивная	±1,8	±2,6
23	Г-14-141 яч. 6, 1с КРУ-6 кВ	ТОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 6300/√3/100/√3 Рег. № 3344-08	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
24	Г-14-73 яч. 7, 1с КРУ-6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 6300/√3/100/√3 Рег. № 3344-08	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
25	Г-14-119 яч. 8, 1с КРУ-6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 6300/√3/100/√3 Рег. № 3344-08	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
26	Г-14-83 яч. 9, 1с КРУ-6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3/100/√3 Рег. № 3344-08	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	Метроном версии 1000 Рег. № 56465-14	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
27	Г-14-10/110 яч. 11, 1с КРУ-6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3/100/√3 Рег. № 3344-08	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
28	Г-14-72 яч. 12, 1с КРУ-6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3/100/√3 Рег. № 3344-08	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
29	Г-14-09/109 яч. 13, 1с КРУ-6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 800/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3/100/√3 Рег. № 3344-08	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
30	Г-14-13/113 яч. 16, 1с КРУ-6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 800/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3/100/√3 Рег. № 3344-08	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	Метроном версии 1000 Рег. № 56465-14	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
31	Г-14-64/164 яч. 17, 1с КРУ-6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 800/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3/100/√3 Рег. № 3344-08	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
32	Г-14-63/163 яч. 18, 1с КРУ-6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 800/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3/100/√3 Рег. № 3344-08	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	Метроном версии 1000 Рег. № 56465-14	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
33	Г-14-40/140 яч. 19, 1с КРУ-6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3/100/√3 Рег. № 3344-08	A1805RALQ-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	Метроном версии 1000 Рег. № 56465-14	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
34	Г-14-24 яч. 25, 2с КРУ-6 кВ	ТОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3/100/√3 Рег. № 3344-08	A1805RALQ-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
35	Г-14-35/135 яч. 26, 2с КРУ-6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 800/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3/100/√3 Рег. № 3344-08	A1805RALQ-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
36	Г-14-81 яч. 28, 2с КРУ-6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3/100/√3 Рег. № 3344-08	A1805RALQ-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
37	Г-14-17/117 яч. 29, 2с КРУ-6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3/100/√3 Рег. № 3344-08	A1805RALQ-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
38	Г-14-66 яч. 30, 2с КРУ-6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3/100/√3 Рег. № 3344-08	A1805RALQ-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
39	Г-14-86 яч. 31, 2с КРУ-6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3/100/√3 Рег. № 3344-08	A1805RALQ-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
40	Г-14-75 яч. 32, 2с КРУ-6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3/100/√3 Рег. № 3344-08	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	Метроном версии 1000 Рег. № 56465-14	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
41	Г-14-18 яч. 33, 2с КРУ-6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3/100/√3 Рег. № 3344-08	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
42	Г-14-36/136 яч. 34, 2с КРУ-6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3/100/√3 Рег. № 3344-08	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
43	Г-14-03/103 яч. 37, 2с КРУ-6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3/100/√3 Рег. № 3344-08	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
44	Г-14-74 яч. 38, 2с КРУ-6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3/100/√3 Рег. № 3344-08	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
45	Г-14-154 яч. 40, 2с КРУ-6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3/100/√3 Рег. № 3344-08	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
46	Г-14-05/105 яч. 41, 3с КРУ-6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 800/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
47	Г-14-52/152 яч. 42, 3с КРУ-6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 800/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	A1805RALQ-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	Метроном версии 1000 Рег. № 56465-14	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
48	Г-14-53 яч. 43, 3с КРУ-6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	A1805RALQ-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
49	Г-14-54 яч. 44, 3с КРУ-6 кВ	ТОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	A1805RALQ-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
50	Г-14-173 яч. 48, 3с КРУ- 6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	A1805RALQ-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
51	Г-14-01/101 яч. 55, 3с КРУ-6 кВ	ТОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	A1805RALQ-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
52	Г-14-31/131 яч. 56, 3с КРУ-6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	A1805RALQ-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
53	Г-14-139 яч. 57, 3с КРУ- 6 кВ	ТОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	A1805RALQ-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
54	Г-14-37/137 яч. 58, 3с КРУ-6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	A1805RALQ-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	Метроном версии 1000 Рег. № 56465-14	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
55	Г-14-51/151 яч. 59, 3с КРУ-6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 800/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	A1805RALQ-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
56	Г-14-07/107 яч. 86, 4с КРУ-6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3/100/√3 Рег. № 3344-08	A1805RALQ-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
57	Г-14-61 яч. 87, 4с КРУ-6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3/100/√3 Рег. № 3344-08	A1805RALQ-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
58	Г-14-14 яч. 89, 4с КРУ-6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3/100/√3 Рег. № 3344-08	A1805RALQ-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
59	Г-14-85 яч. 90, 4с КРУ-6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3/100/√3 Рег. № 3344-08	A1805RALQ-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
60	Г-14-84 яч. 91, 4с КРУ-6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3/100/√3 Рег. № 3344-08	A1805RALQ-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
61	Г-14-183 яч. 92, 4с КРУ-6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3/100/√3 Рег. № 3344-08	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	Метроном версии 1000 Рег. № 56465-14	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
62	Г-14-38 яч. 95, 4с КРУ-6 кВ	ТОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3/100/√3 Рег. № 3344-08	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
63	Г-14-29/129 яч. 96, 4с КРУ-6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 800/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3/100/√3 Рег. № 3344-08	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
64	Г-14-27/127 яч. 97, 4с КРУ-6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 800/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3/100/√3 Рег. № 3344-08	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
65	Г-14-62 яч. 98, 4с КРУ-6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3/100/√3 Рег. № 3344-08	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
66	Г-14-42/142 яч. 99, 4с КРУ-6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3/100/√3 Рег. № 3344-08	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
67	Г-14-65/165 яч. 100, 4с КРУ-6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 800/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6300/√3/100/√3 Рег. № 3344-08	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
68	яч. 151, 1с СН КРУ-6 кВ (ТО-1)	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 1500/5 Рег. № 32139-06	ЗНОЛ-СЭЩ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6300/√3/100/√3 Рег. № 46516-11	A1805RALQ-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	Метроном версии 1000 Рег. № 56465-14	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
69	яч. 155, 2с СН КРУ-6 кВ (ТО-1)	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 1500/5 Рег. № 32139-06	ЗНОЛ-СЭЩ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6300/√3/100/√3 Рег. № 46516-11	A1805RALQ-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
70	яч. 179, 3с СН КРУ-6 кВ (ТО-2)	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 1500/5 Рег. № 32139-06	ЗНОЛ-СЭЩ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6300/√3/100/√3 Рег. № 47790-11	A1805RALQ-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
71	яч. 204, 4с СН КРУ-6 кВ (ТО-2)	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 1500/5 Рег. № 32139-06	ЗНОЛ-СЭЩ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6300/√3/100/√3 Рег. № 47790-11	A1805RALQ-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
72	ШПЭС №1, п.1 Щ-18 РУСН-0,4 кВ МХ-3	ТТК Кл. т. 0,5S КТТ 1500/5 Рег № 76349-19	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±0,8	±2,9
						реактивная	±2,2	±4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
73	ШПЭС №2, п.18 Ш-19 РУСН-0,4 кВ МХ-3	ТТК Кл. т. 0,5S КТТ 1500/5 Рег. № 76349-19	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	Метроном версии 1000 Рег. № 56465-14	активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,9 ±4,6
Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC (SU), (±Δ), 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 $I=0,02 \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счётчиков электроэнергии для ИК №№ 1-73 от +10 °С до +30 °С. 4 Допускается замена ТТ, ТН и счётчиков на аналогичные утверждённых 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 утверждённых типов. 6 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 приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	73
Нормальные условия: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – частота, Гц – коэффициент мощности $\cos\varphi$ – температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,8 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos\varphi$ – частота, Гц – температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С – температура окружающей среды в месте расположения счётчиков, °С – температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от –30 до +30 от +10 до +30 от +10 до +30
Надёжность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счётчики: – 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	120000 2 80000 24
Глубина хранения информации Счётчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее – при отключении питания, лет, не менее Сервер: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 10 3,5

Надёжность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счётчике;

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист эксплуатационной документации 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.
Трансформатор тока	ELK-CT0	15
Трансформатор тока	ELK-CT0 L	33
Трансформатор тока	ТЛШ-10	18
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ	18
Трансформатор тока	ТЛО-10	117
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	12
Трансформатор тока	ТТК	6
Трансформатор напряжения	EGK 170-3/VT2	30
Трансформатор напряжения	УКМ 24/3	12
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	15
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-6	12
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1802RALQ-P4GB-DW-4	22
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1805RALQ-P4GB-DW-4	49
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.09	2
Устройство синхронизации времени	Метроном версии 1000	2
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Формуляр	ПЭ-344.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) Первомайской ТЭЦ (ТЭЦ-14) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312236.

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

Общество с ограниченной ответственностью «ЭНЕРГОСЕРВИС»
(ООО «ЭНЕРГОСЕРВИС»)
ИНН 7802222000
Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, ул. 7-я Красноармейская, д. 18, лит. А, помещ. 7-Н
Телефон: 8 (812) 368-02-70, 8 (812) 368-02-71
Факс: 8 (812) 368-02-72
E-mail: office@energoservice.net

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Санкт-Петербурге и Ленинградской области» (ФБУ «Тест-С.-Петербург»)
Адрес: 190103, г. Санкт-Петербург, ул. Курляндская, д. 1
Телефон: 8 (812) 244-62-28, 8 (812) 244-12-75
Факс: 8 (812) 244-10-04
E-mail: letter@rustest.spb.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311484.

в части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)
Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, эт. 4, помещ. I, ком. 6, 7
Телефон: 8 (495) 410-28-81
E-mail: info@sepenergo.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312429.

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Газпром энергосбыт» (Завод по подготовке конденсата к транспорту (ЗПКТ), Канчуринское ПХГ)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Газпром энергосбыт» (Завод по подготовке конденсата к транспорту (ЗПКТ), Канчуринское ПХГ) (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 систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ состоит из двух уровней:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ), трансформаторы напряжения (далее – ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии, 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) АО «Газпром энергосбыт», включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее – БД), устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ), автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ) и программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР».

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

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 интегрирования. 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 мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по выделенному каналу связи поступает на сервер БД, где производится сбор и хранение результатов измерений.

На верхнем втором уровне системы выполняется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

АИИС КУЭ 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.

ИБК АИИС КУЭ осуществляет автоматизированный обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), с другими АИИС КУЭ утвержденного типа, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе: АО «АТС», АО «СО ЕЭС».

Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии между ИБК АИИС КУЭ, АРМ, информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ осуществляется следующим образом:

- посредством локальной вычислительной сети для передачи данных от сервера БД на АРМ;
- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД на АРМ;
- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД или АРМ во внешние системы;
- информация о средствах измерения, при необходимости, передается в виде электронного документа XML в формате 80030.

Электронные документы XML заверяются электронно-цифровой подписью на АРМ и/или сервере БД.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИБК.

СОЕВ включает в себя УССВ на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальных систем позиционирования ГЛОНАСС/GPS, встроенные часы сервера БД и счетчиков.

Сервер БД получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от УССВ. Синхронизация часов сервера БД с УССВ происходит при расхождении более чем на ± 1 с. Сличение времени часов счетчиков с временем часов сервера БД осуществляется во время сеанса связи (не реже 1 раза в сутки). Корректировка времени часов счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем часов сервера БД ± 1 с.

Журналы событий счетчика и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№ 684) в цифровом формате указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, а также на информационную табличку корпуса сервера БД.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «АльфаЦЕНТР» 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 «АльфаЦЕНТР».

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

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «средний» 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

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав 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	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110 кВ УГП-2В, ЗРУ-6 кВ УГП-2В, 3С 6 кВ, яч.39	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	A1805RL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11	ССВ-1Г Рег. № 58301-14	активная	±1,2	±4,1
		реактивная	±2,8	±7,1				
2	ПС 110 кВ УГП-2В, ЗРУ-6 кВ УГП-2В, 1С 6 кВ, яч.15	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	A1805RL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11		активная	±1,2	±4,1
		реактивная	±2,8	±7,1				
3	ПС 110 кВ УГП-2В, ЗРУ-6 кВ УГП-2В, 3С 6 кВ, яч.37	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 1000/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	A1805RL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11		активная	±1,2	±4,1
		реактивная	±2,8	±7,1				
4	ПС 110 кВ УГП-2В, ЗРУ-6 кВ УГП-2В, 3С 6 кВ, яч.35	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	A1805RL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11		активная	±1,2	±4,1
		реактивная	±2,8	±7,1				
5	ПС 110 кВ УГП-2В, ЗРУ-6 кВ УГП-2В, 1С 6 кВ, яч.7	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	A1805RL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11		активная	±1,2	±4,1
		реактивная	±2,8	±7,1				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	ПС 110 кВ УГП-2В, ЗРУ-6 кВ УГП-2В, 2С 6 кВ, яч.8	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	A1805RL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11	ССВ-1Г Рег. № 58301-14	активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
7	ПС 110 кВ УГП-2В, ЗРУ-6 кВ УГП-2В, 4С 6 кВ, яч.34	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	A1805RL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
8	ПС 110 кВ УГП-2В, ЗРУ-6 кВ УГП-2В, 4С 6 кВ, яч.38	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	A1805RL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
9	ПС 110 кВ УГП-2В, ЗРУ-6 кВ УГП-2В, 2С 6 кВ, яч.12	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	A1805RL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
10	ПС 110 кВ УГП-2В, ЗРУ-6 кВ УГП-2В, 4С 6 кВ, яч.40	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 1000/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	A1805RL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
11	ПС 110 кВ УГП-2В, ЗРУ-6 кВ УГП-2В, 1С 6 кВ, яч.13	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 1000/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	A1805RL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
12	ПС 110 кВ УГП-2В, ЗРУ-6 кВ УГП-2В, 2С 6 кВ, яч.14	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 1000/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	A1805RL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
13	ПС 110 кВ УГП-2В, ЗРУ-6 кВ УГП-2В, 1С 6 кВ, яч.23	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 32139-11	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	A1805RL-P4GB- DW-3 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11	ССБ-1Г Рег. № 58301-14	активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
14	ПС 110 кВ УГП-2В, ЗРУ-6 кВ УГП-2В, 2С 6 кВ, яч.22	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 32139-11	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	A1805RL-P4GB- DW-3 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
15	ПС 110 кВ УГП-2В, ЗРУ-6 кВ УГП-2В, 3С 6 кВ, яч.41	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 25433-11	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	A1805RAL- P4G1B1-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
16	ПС 110 кВ УГП-2В, ЗРУ-6 кВ УГП-2В, 4С 6 кВ, яч.42	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 25433-11	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	A1805RAL- P4G1B1-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
17	ПС 110 кВ ПХГ, ЗРУ 6кВ, 1СШ 6кВ, яч.5	ARJP2/N2J Кл. т. 0,5 КТТ 125/5 Рег. № 21989-01	VRQ3n/S2 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
18	ПС 110 кВ ПХГ, ЗРУ 6кВ, 1СШ 6кВ, яч.7	ARJP2/N2J Кл. т. 0,5 КТТ 125/5 Рег. № 21989-01	VRQ3n/S2 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
19	ПС 110 кВ ПХГ, ЗРУ 6кВ, 1СШ 6кВ, яч.9	ARJP2/N2J Кл. т. 0,5 КТТ 125/5 Рег. № 21989-01	VRQ3n/S2 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
20	ПС 110 кВ ПХГ, ЗРУ 6кВ, 1СШ 6кВ, яч.11	ARJP2/N2J Кл. т. 0,5 КТТ 125/5 Рег. № 21989-01	VRQ3n/S2 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
21	ПС 110 кВ ПХГ, ЗРУ 6кВ, 1СШ 6кВ, яч.13	ARJP2/N2J Кл. т. 0,5 КТТ 125/5 Рег. № 21989-01	VRQ3n/S2 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ССБ-1Г Рег. № 58301-14	активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
22	ПС 110 кВ ПХГ, ЗРУ 6кВ, 1СШ 6кВ, яч.17	ARJP2/N2J Кл. т. 0,5 КТТ 75/5 Рег. № 21989-01	VRQ3n/S2 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
23	ПС 110 кВ ПХГ, ЗРУ 6кВ, 1СШ 6кВ, яч.19	ARJP2/N2J Кл. т. 0,5 КТТ 75/5 Рег. № 21989-01	VRQ3n/S2 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
24	ПС 110 кВ ПХГ, ЗРУ 6кВ, 1СШ 6кВ, яч.25	ARJP2/N2J Кл. т. 0,5 КТТ 75/5 Рег. № 21989-01	VRQ3n/S2 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
25	ПС 110 кВ ПХГ, ЗРУ 6кВ, 1СШ 6кВ, яч.27	ARJP2/N2J Кл. т. 0,5 КТТ 75/5 Рег. № 21989-01	VRQ3n/S2 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
26	ПС 110 кВ ПХГ, ЗРУ 6кВ, 1СШ 6кВ, яч.29	ARJP2/N2J Кл. т. 0,5 КТТ 125/5 Рег. № 21989-01	VRQ3n/S2 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ССБ-1Г Рег. № 58301-14	активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
27	ПС 110 кВ ПХГ, ЗРУ 6кВ, 1СШ 6кВ, яч.31	ARJP2/N2J Кл. т. 0,5 КТТ 125/5 Рег. № 21989-01	VRQ3n/S2 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
28	ПС 110 кВ ПХГ, ЗРУ 6кВ, 1СШ 6кВ, яч.33	ARJP2/N2J Кл. т. 0,5 КТТ 75/5 Рег. № 21989-01	VRQ3n/S2 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
29	ПС 110 кВ ПХГ, ЗРУ 6кВ, 1СШ 6кВ, яч.35	ARJP2/N2J Кл. т. 0,5 КТТ 75/5 Рег. № 21989-01	VRQ3n/S2 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ССБ-1Г Рег. № 58301-14	активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
30	ПС 110 кВ ПХГ, ЗРУ 6кВ, 1СШ 6кВ, яч.37	ARJP2/N2J Кл. т. 0,5 КТТ 75/5 Рег. № 21989-01	VRQ3n/S2 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
31	ПС 110 кВ ПХГ, ЗРУ 6кВ, 1СШ 6кВ, яч.41	ARJP2/N2J Кл. т. 0,5 КТТ 125/5 Рег. № 21989-01	VRQ3n/S2 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
32	ПС 110 кВ ПХГ, ЗРУ 6кВ, 2СШ 6кВ, яч.6	ARJP2/N2J Кл. т. 0,5 КТТ 125/5 Рег. № 21989-01	VRQ3n/S2 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
33	ПС 110 кВ ПХГ, ЗРУ 6кВ, 2СШ 6кВ, яч.10	ARJP2/N2J Кл. т. 0,5 КТТ 125/5 Рег. № 21989-01	VRQ3n/S2 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
34	ПС 110 кВ ПХГ, ЗРУ 6кВ, 2СШ 6кВ, яч.12	ARJP2/N2J Кл. т. 0,5 КТТ 125/5 Рег. № 21989-01	VRQ3n/S2 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ССБ-1Г Рег. № 58301-14	активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
35	ПС 110 кВ ПХГ, ЗРУ 6кВ, 2СШ 6кВ, яч.14	ARJP2/N2J Кл. т. 0,5 КТТ 125/5 Рег. № 21989-01	VRQ3n/S2 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
36	ПС 110 кВ ПХГ, ЗРУ 6кВ, 2СШ 6кВ, яч.16	ARJP2/N2J Кл. т. 0,5 КТТ 125/5 Рег. № 21989-01	VRQ3n/S2 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ССБ-1Г Рег. № 58301-14	активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
37	ПС 110 кВ ПХГ, ЗРУ 6кВ, 2СШ 6кВ, яч.20	ARJP2/N2J Кл. т. 0,5 КТТ 75/5 Рег. № 21989-01	VRQ3n/S2 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ССБ-1Г Рег. № 58301-14	активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
38	ПС 110 кВ ПХГ, ЗРУ 6кВ, 2СШ 6кВ, яч.24	ARJP2/N2J Кл. т. 0,5 КТТ 75/5 Рег. № 21989-01	VRQ3n/S2 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
39	ПС 110 кВ ПХГ, ЗРУ 6кВ, 2СШ 6кВ, яч.30	ARJP2/N2J Кл. т. 0,5 КТТ 75/5 Рег. № 21989-01	VRQ3n/S2 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
40	ПС 110 кВ ПХГ, ЗРУ 6кВ, 2СШ 6кВ, яч.32	ARJP2/N2J Кл. т. 0,5 КТТ 75/5 Рег. № 21989-01	VRQ3n/S2 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
41	ПС 110 кВ ПХГ, ЗРУ 6кВ, 2СШ 6кВ, яч.34	ARJP2/N2J Кл. т. 0,5 КТТ 125/5 Рег. № 21989-01	VRQ3n/S2 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ССБ-1Г Рег. № 58301-14	активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
42	ПС 110 кВ ПХГ, ЗРУ 6кВ, 2СШ 6кВ, яч.36	ARJP2/N2J Кл. т. 0,5 КТТ 125/5 Рег. № 21989-01	VRQ3n/S2 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
43	ПС 110 кВ ПХГ, ЗРУ 6кВ, 2СШ 6кВ, яч.38	ARJP2/N2J Кл. т. 0,5 КТТ 75/5 Рег. № 21989-01	VRQ3n/S2 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
44	ПС 110 кВ ПХГ, ЗРУ 6кВ, 2СШ 6кВ, яч.40	ARJP2/N2J Кл. т. 0,5 КТТ 75/5 Рег. № 21989-01	VRQ3n/S2 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
45	ПС 110 кВ ПХГ, ЗРУ 6кВ, 2СШ 6кВ, яч.42	ARJP2/N2J Кл. т. 0,5 Ктт 75/5 Рег. № 21989-01	VRQ3n/S2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ССВ-1Г Рег. № 58301-14	активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
46	ПС 110 кВ ПХГ, ЗРУ 6кВ, 2СШ 6кВ, яч.44	ARJP2/N2J Кл. т. 0,5 Ктт 125/5 Рег. № 21989-01	VRQ3n/S2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
47	ПС 110 кВ ПХГ, ЗРУ 6кВ, 2СШ 6кВ, яч.46	ARJP2/N2J Кл. т. 0,5 Ктт 125/5 Рег. № 21989-01	VRQ3n/S2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
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 при $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,02(0,05) \cdot I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+60\text{ }^{\circ}\text{C}$.
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 АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
6. Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденного типа.
7. Допускается замена сервера 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	47
Нормальные условия: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды, °C	99 до 101 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц – температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C – температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - типа Альфа А1800 (рег. № 31857-11) - типа СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-08) – температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C – температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °C	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,5 до 50,5 от –45 до +40 от –40 до +60 от –40 до +60 от +10 до +30 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: – счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - для Альфа А1800 (рег. № 31857-11) - для СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-08) - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более – УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее – сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее	120000 140000 2 22000 70000
Глубина хранения информации: – счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее - при отключении питания, год, не менее – сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	113 30 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
- параметрирования;

- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;
- журнал сервера БД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере БД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени:

- счетчиков (функция автоматизирована);
- сервера БД (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 минут (функция автоматизирована);
- сбора 30 минут (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	22
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	2
Трансформаторы тока	ТЛО-10	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	4
Трансформаторы тока	ARJP2/N2J	93
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	4
Трансформаторы напряжения	VRQ3n/S2	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	31
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1805RL-P4GB-DW-4	12

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1805RL-P4GB-DW-3	2
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1805RAL-P4G1B1-DW-4	2
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	1
Программное обеспечение	АльфаЦЕНТР	1
Паспорт-формуляр	РЭСС.411711.АИИС.684 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) АО «Газпром энергосбыт» (Завод по подготовке конденсата к транспорту (ЗПКТ), Канчуриновское ПХГ), аттестованном ООО «МЦМО», г. Владимир, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 01.00324-2011.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

ИНН 3328489050

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

Испытательный центр

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

ИНН 3328489050

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

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» мая 2024 г. № 1189

Регистрационный № 78364-20

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Челябинской ТЭЦ-1 филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Челябинской ТЭЦ-1 филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

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

первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД) со встроенным устройством синхронизации системного времени (УССВ) и каналобразующую аппаратуру.

третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ со специализированным программным обеспечением (СПО), автоматизированные рабочие места (АРМ) и каналобразующую аппаратуру.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы электронных счетчиков электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средние значения активной (реактивной) электрической мощности вычисляются как средние мгновенных значений на интервале усреднения 30 мин. Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней мощности, вычисляется для интервалов 30 мин.

Цифровой сигнал со счетчиков по проводным линиям связи с интерфейсом RS-485 поступает на входы УСПД, где осуществляется накопление, хранение и передача полученных данных на сервер БД АИИС КУЭ.

Сервер АИИС КУЭ осуществляет опрос УСПД, расположенного на объекте.

На верхнем уровне системы (ИВК) выполняется дальнейшая 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 передача полученной информации в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям. По запросу измерительная информация поступает на АРМы, где предусмотрены автоматизированный и оперативный режимы работы и выполняется оформление справочных и отчетных документов. Полученные данные и результаты измерений используются для оперативного управления энергопотреблением на Челябинской ТЭЦ-1.

АИИС КУЭ осуществляет обмен полученной информацией с АИИС КУЭ утвержденных типов организаций-участников оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ), получаемой в виде XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ. Формирование и передача макетов в ПАК КО АО «АТС» и прочим участникам ОРЭМ осуществляется ежедневно оператором через сеть Интернет от АРМ по протоколу ТСР/ІР с учетом полученных данных по точкам измерений, входящим в настоящую систему и в АИИС КУЭ утвержденных типов смежных субъектов с использованием электронной подписи (ЭП) субъекта ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), функционирующей на всех уровнях, которая выполняет задачу синхронизации времени АИИС КУЭ с помощью УССВ на основе приемника сигналов глобальных спутниковых систем позиционирования ГЛОНАСС/GPS, встроенного в УСПД, которое при каждом опросе сличает и синхронизирует свои часы от УССВ при расхождении более 1 с. Сервер БД сличает и синхронизирует свои часы от УСПД. При каждом сеансе связи происходит сравнение часов УСПД и счетчиков. Коррекция часов счетчиков происходит от УСПД при расхождении с часами УСПД более 2 с. Факты коррекции внутренних часов с фиксацией даты и времени до и после коррекции и величины коррекции часов счетчика, УСПД и сервера отражаются в их журналах событий.

Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер 001. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В состав программного обеспечения (ПО) АИИС КУЭ входит ПО сервера сбора и БД АИИС КУЭ «Энергосфера». ПО и конструкция счетчиков, УСПД и сервера сбора и БД после конфигурирования и настройки обеспечивают защиту от несанкционированного доступа и изменения его параметров. Метрологически значимая часть ПО содержит специальные средства защиты, исключающие возможность несанкционированной модификации, загрузки (в том числе загрузки фальсифицированного ПО и данных), считывания из памяти счетчиков, УСПД и сервера, удаления или иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и базы данных. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами СПО. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ приведены в таблице 1:

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e0 8a2bb7814b
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5
Наименование метрологически значимого программного модуля ПО	pso_metr.dll

Специальными средствами защиты метрологически значимой части ПО и базы данных от преднамеренных изменений являются:

- средства обнаружения и фиксации событий, изменений, ошибок (журнал событий);
- средства управления доступом и правами пользователей (пароли);
- средства проверки целостности ПО (несанкционированная модификация метрологически значимой части ПО проверяется расчётом контрольной суммы для метрологически значимой части ПО и сравнением ее с действительным значением);
- средства защиты на физическом уровне (пломбирование и аппаратные ключи).

Уровень защиты ПО АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «средний» (по Р 50.2.077-2014).

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3, нормированы с учетом ПО.

Метрологические и технические характеристики

Состав первого и второго уровней ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2 – 4:

Таблица 2 – Состав первого и второго уровней ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД
1	Челябинская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, яч. 24, ВЛ-110 кВ ЧТЭЦ-1 – ЗСО	ТВ-110/50 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 76649-19 ТДУ-110 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 76650-19	TVG 123 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 54929-13	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	ЭКОН-3000Т-С100-М01-В05-G-ТЕ Рег. № 17049-19
2	Челябинская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, яч. 28, ВЛ-110 кВ ЧТЭЦ-1 – Чурилово (ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-1 – Чурилово-т.)	ТДУ-110 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 76650-19	TVG 123 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 54929-13	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
3	Челябинская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, яч. 18, ВЛ-110 кВ ЧТЭЦ-1 – Пластмасс	ТДУ-110 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 76650-19	TVG 123 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 54929-13	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
4	Челябинская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, яч. 16, ВЛ-110 кВ ЧТЭЦ-1 – ЧТПЗ 1 цепь (ВЛ 110 кВ ЧТЭЦ-1 – Трубный 1ц)	ТВ-110/52 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 76652-19	TVG 123 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 54929-13	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
5	Челябинская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, яч. 10, ВЛ-110 кВ ЧТЭЦ-1 -ЧТПЗ 2 цепь (ВЛ 110 кВ ЧТЭЦ-1 – Трубный 2ц)	ТДУ-110 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 76650-19	НКФ110-83У1 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 1188-84	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
6	Челябинская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, яч. 2, ВЛ-110 кВ ЧТЭЦ-1 – Гранитная (ВЛ 110 кВ Гранитная – Челябинская ТЭЦ-1)	ТДУ-110 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 76650-19	НКФ110-83У1 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 1188-84	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	Челябинская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, яч. 6, ВЛ-110 кВ ЧТЭЦ-1 – Исаково (ВЛ 110 кВ Исаково – Челябинская ТЭЦ-1 с отпайками)	ТВ-110/52 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 76652-19	НКФ110-83У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1188-84	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	ЭКОН- 3000Т- С100- М5- В16- G-TE Рег. № 17049- 19
8	Челябинская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, яч. 22, ВЛ-110 кВ ЧТЭЦ-1 – Южные Копи	ТВ-110/52 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 76652-19	TVG 123 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 54929-13	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
9	ПС 110 кВ Н.О.В. ЧТЭЦ- 1, отпайка от ВЛ-110 кВ ЧТЭЦ-1 – Южные Копи	ТФМ-110 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 16023-97	НКФ-110-57 У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
10	Челябинская ТЭЦ-1, ОРУ-35 кВ, яч. 14, ВЛ-35 кВ ЧТЭЦ-1 – Челябинский узел 1 цепь	ТВ-35/25 750/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 76640-19	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 19813-05	Альфа А1800 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11	
11	Челябинская ТЭЦ-1, ОРУ-35 кВ, яч. 16, ВЛ-35 кВ ЧТЭЦ-1 – Челябинский узел 2 цепь	ТВ-35/25 750/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 76640-19	ЗНОМ-35 35000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 912-54	Альфа А1800 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11	
12	Челябинская ТЭЦ-1, ОРУ-35 кВ, яч. 20, КЛ-35 кВ ЧТЭЦ-1 – ОАО «ЧАМЗ», фидер 1 (КЛ 35 кВ ЧТЭЦ-1 – АМЗ-2)	ТВДМ-35-1-600/5 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 3642-73	ЗНОМ-35 35000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 912-54	Альфа А1800 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11	
13	Челябинская ТЭЦ-1, ОРУ-35 кВ, яч. 6, КЛ-35 кВ ЧТЭЦ-1 – ОАО «ЧАМЗ», фидер 2 (КЛ 35 кВ ЧТЭЦ-1 – АМЗ-1)	ТВДМ-35-1-600/5 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 3642-73	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 19813-05	Альфа А1800 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11	
14	Челябинская ТЭЦ-1, ГРУ-10 кВ, яч. 8, КЛ-10 кВ в сторону ЧГЭС	ТОЛ 10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 7069-79	ЗНОМ-15-63 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-70	Альфа А1800 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11	
15	Челябинская ТЭЦ-1, ГРУ-10 кВ, яч. 10, КЛ-10 кВ в сторону ЧГЭС	ТОЛ 10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 7069-79	ЗНОМ-15-63 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-70	Альфа А1800 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11	
16	Челябинская ТЭЦ-1, ГРУ-10 кВ, яч. 18, КЛ-10 кВ в сторону ЧГЭС	ТПОФ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 518-50	ЗНОМ-15-63 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-70	Альфа А1800 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11	
17	Челябинская ТЭЦ-1, ГРУ-10 кВ, яч. 36, КЛ-10 кВ в сторону ЧГЭС	ТПОФ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 518-50	ЗНОМ-15-63 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-70	Альфа А1800 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
18	Челябинская ТЭЦ-1, ГРУ-10 кВ, яч. 5, КЛ-10 кВ в сторону ОАО «ФНПЦ «Станкомаш»	ТПОФ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 518-50	ЗНОМ-15-63 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-70	Альфа А1800 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11	ЭКОН- 3000Т- С100- М5- В16- G-TE Рег. № 17049- 19
19	Челябинская ТЭЦ-1, ГРУ-10 кВ, яч. 38, КЛ-10 кВ в сторону ОАО «ЧМЗ»	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	ЗНОМ-15-63 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-70	Альфа А1800 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11	
20	Челябинская ТЭЦ-1, ГРУ-10 кВ, яч. 40, КЛ-0,4 кВ в сторону ОАО «ЧМЗ»	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	ЗНОМ-15-63 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-70	Альфа А1800 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11	
21	Челябинская ТЭЦ-1, ГРУ-10 кВ, яч. 17, КЛ-10 кВ в сторону ООО УК «ТРАСТ»	ТПЛ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	ЗНОМ-15-63 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-70	Альфа А1800 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11	
22	Челябинская ТЭЦ-1, ГРУ-10 кВ, яч. 31, КЛ-10 кВ в сторону ООО УК «ТРАСТ»	ТПЛ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	ЗНОМ-15-63 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-70	Альфа А1800 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11	
23	Челябинская ТЭЦ-1, ГРУ-10 кВ, фидер 7	ТПОФ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 518-50	ЗНОМ-15-63 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-70	Альфа А1800 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11	
24	Челябинская ТЭЦ-1, щит рабочего освещения 0,4 кВ, п. 8, КЛ-0,4 кВ фидер ЦЭС	ТШП 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 64182-16	—	Альфа А1800 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11	
25	Челябинская ТЭЦ-1, ТГ-10 (10 кВ)	ТЛШ 3000/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 47957-11	ЗНОЛ 10500/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
26	Челябинская ТЭЦ-1, ТГ-11 (10 кВ)	ТЛШ 3000/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 47957-11	ЗНОЛ 10500/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
27	Челябинская ТЭЦ-1, ТГ-12 (10 кВ)	ТШЛ-10-1-4 УЗ 4000/1 Кл. т. 0,5S Рег. № 64182-16	ЗНОЛ.06.4-10УЗ 10500/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 46738-11	СЭТ- 4ТМ.03М.17 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
28	Челябинская ТЭЦ-1, ШСВ12 110 кВ	ВСТ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 17869-10	НКФ110-83У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1188-84 НКФ110-83У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1188-84	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
29	Челябинская ТЭЦ-1, ШСВ34 110 кВ	ТВ 2000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 46101-10	TVG 123 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 54929-13 TVG 123 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 54929-13	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	ЭКОН- 3000Т- С100- М5- В16- G-TE Рег. № 17049- 19
30	Челябинская ТЭЦ-1, ШСМВ 35 кВ	ТВ 750/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 64181-16	ЗНОМ-35 35000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 912-54 НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 19813-05	Альфа А1800 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11	

П р и м е ч а н и я:

1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице, при условии, что предприятие-Владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение метрологических характеристик.

2 Допускается замена УСПД на аналогичный утвержденного типа.

3 Допускается изменение наименований ИК.

4 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 метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm\delta_{осн}$, %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm\delta_{сумм}$, %
1	2	3	4
1 – 4, 8 (ТТ 0,5; ТН 0,2; счетчик 0,2S/0,5)	активная реактивная	0,8 2,4	2,9 4,6
5 – 7; 9 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,2S/0,5)	активная реактивная	1,0 2,7	3,0 4,7
10 – 23 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5S/1)	активная реактивная	1,1 3,0	3,4 5,6
24 (ТТ 0,5; --- Счетчик 0,5S/1)	активная реактивная	0,9 2,6	3,3 5,5
25, 26, 28 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 0,2S/0,5)	активная реактивная	0,8 1,9	1,6 2,8
27 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Счетчик 0,5S/1)	активная реактивная	1,0 2,7	3,4 5,6

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
29 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Счетчик 0,2S/0,5)	активная реактивная	0,8 2,4	2,9 4,6
30 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S/1)	активная реактивная	0,9 2,3	2,3 4,1
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		±5,0	
Пр и м е ч а н и я:			
1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений 30-минутных приращений электроэнергии и средней мощности.			
2 В качестве показателей точности указаны границы допускаемой относительной погрешности при доверительной вероятности 0,95.			
3 Погрешность в рабочих условиях указана при $\cos\varphi=0,8$ инд ($\sin\varphi=0,6$), $I=0,02(0,05) \cdot I_{\text{ном}}$ и колебаниях температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков в процессе выполнения измерений от 0 до плюс 35 °С.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	30
Нормальные условия: - параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С - магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,8 до 50,2 0,9 от +21 до +25 0,05
Рабочие условия эксплуатации: - параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды, °С, в месте расположения: - ТТ и ТН - счетчиков - УСПД - сервера - магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5_{инд} до 0,8_{емк} от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от -40 до +65 от -30 до +50 от +18 до +24 0,5

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - для электросчетчиков Альфа А1800 120000 - для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М 220000 - среднее время восстановления работоспособности, ч 72 УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - для УСПД «ЭКОМ-3000» 350000 - среднее время восстановления работоспособности, ч 24 сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее 35000 - среднее время восстановления работоспособности, ч 1	
Глубина хранения информации счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее 114 - при отключении питания, лет, не менее 30 УСПД: - суточных данных о тридцатиминутных приращениях, сут, не менее 45 - при отключении питания, лет, не менее 10 сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее 3,5	

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания (ИБП) и устройства АВР, счетчиков с помощью дополнительного питания; резервирование каналов связи от ИИК к ИВКЭ (резервный канал связи интерфейса RS-485); резервирование каналов связи от ИВКЭ к ИВК (резервный канал связи – коммутируемое соединение Ethernet); резервирование информации с помощью наличия резервных баз данных, перезагрузки и средств контроля зависания. Информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте, по резервным каналам связи (сотовая связь);

- мониторинг состояния АИИС КУЭ с помощью удаленного доступа (возможность съема информации со счетчика автономным способом и визуальный контроль информации на счетчике);

- наличие ЗИП, эксплуатационной документации.

Защищённость применяемых компонентов: пломбирование электросчётчиков, промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения, испытательных коробок счетчиков, УСПД и сервера БД.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Кол-во, шт.
Трансформаторы тока	ТВ-110/50	1
	ТДУ	14
	ТВ-110/52	9
	ТФМ-110	3
	ТВ-35/25	6
	ТВДМ-35-1-600/5	6
	ТОЛ 10	4
	ТПОФ	9
	ТПОЛ-10	6
	ТПЛ-10	6
	ТПШФА	6
	ТШП	3
	ТШЛ-10-1-4 УЗ	3
	ТЛШ	6
	ВСТ	3
	ТВ	6
Трансформаторы напряжения	TVG 123	6
	НКФ110-83У1	6
	НКФ-110-57 У1	3
	НАМИ-35 УХЛ1	1
	ЗНОМ-35	3
	ЗНОМ-15-63	9
	НТМИ	2
	ЗНОЛ	6
	ЗНОЛ.06.4-10УЗ	3
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	29
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.17	1
Устройство сбора и передачи данных (УСПД)	ЭКОМ-3000Т-С100-М01-В05-Г-ТЕ	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-формуляр АИИС КУЭ	КЭР.411711.001.ПФ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (методы) измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Челябинской ТЭЦ-1 филиала Энергосистема «Урал» ПАО «Фортум», аттестованном ООО «Комплексные энергетические решения», аттестат об аккредитации № RA.RU.312236 от 20.07.2017.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

Публичное акционерное общество «Фортум» (ПАО «Фортум»)

ИНН 7203162698

Адрес: 123112, г. Москва, Пресненская наб., д. 10, эт. 15, помещ. 20

Телефон: +7 (495) 788-45-88

E-mail: fortum@fortum.ru

Web-сайт: <http://www.fortum.ru>

Испытательный центр

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

Адрес: 600026, г. Владимир, ул. Тракторная, д. 7А

Телефон: (4922) 60-43-42

Web-сайт: autosysen.ru

E-mail: Autosysen@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312617.

в части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «Комплексные энергетические решения» (ООО «Комплексные энергетические решения»)

Юридический адрес: 129164, г. Москва, Зубарев пер., д.15, к. 1, помещ. I, ком. 9

Телефон (факс): +7 (495) 926-63-14

Web-сайт: <https://energy-solution.ru>

E-mail: info@energy-solution.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312835.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» мая 2024 г. № 1189

Регистрационный № 78976-20

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Измерители облачности СД-02-2006

Назначение средства измерений

Измерители облачности СД-02-2006 (далее – измерители) предназначены для автоматических измерений высоты нижней границы облаков (далее – ВНГО).

Описание средства измерений

Принцип действия основан на измерении времени прохождения импульсом оптического излучения расстояния до нижней границы облака и обратно, с последующим вычислением высоты облаков.

Измерители состоят из кожуха, блока оптико-электронного (далее – БОЭ), основания и колонки. БОЭ состоит из оптической системы с передающим и принимающим каналами, платы управления с микропроцессором.

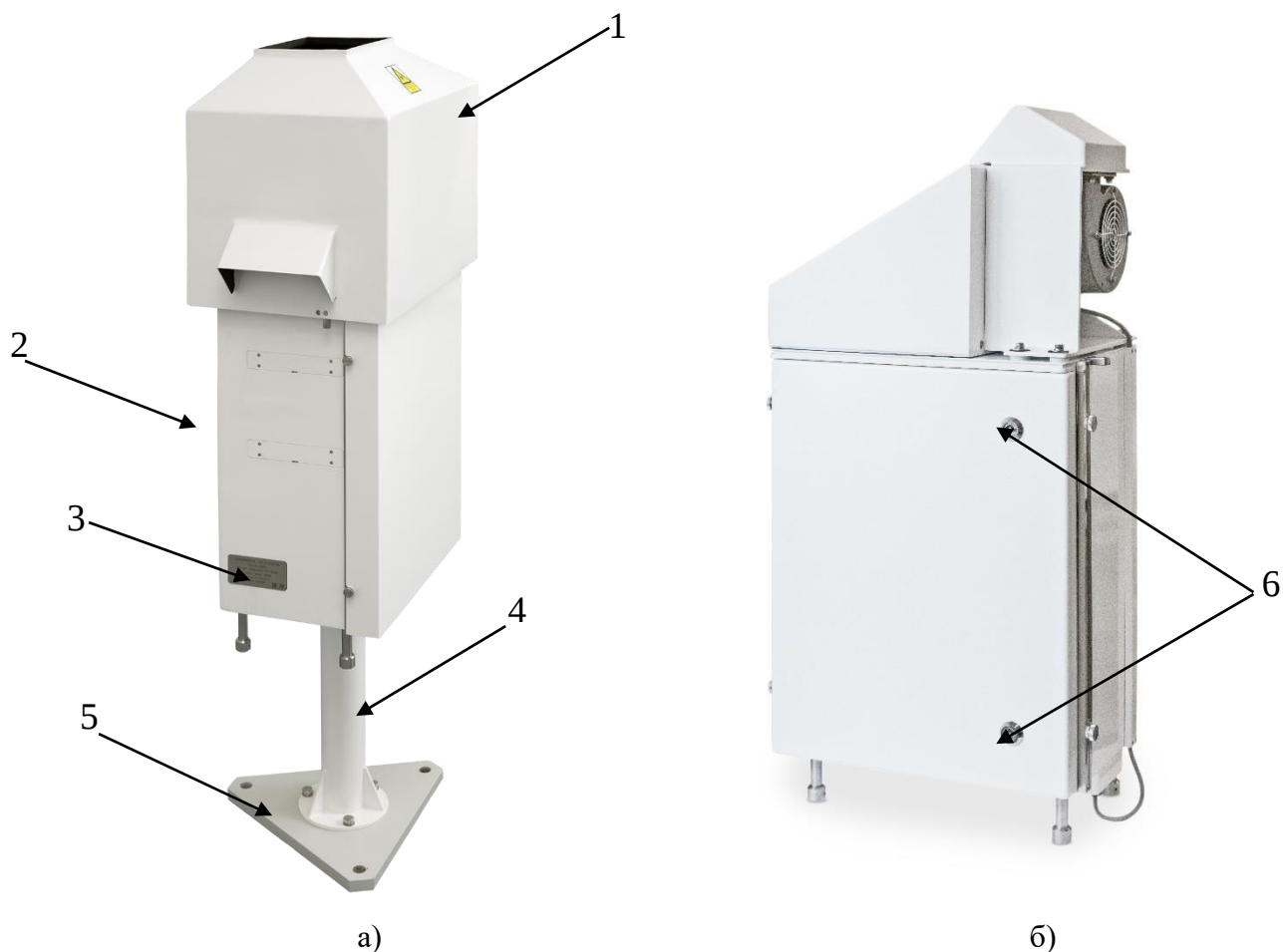
Излучаемый свет на своем пути отражается от различных сред, рассеивается и поглощается атмосферными частицами, образуя профиль отраженного сигнала (далее – эхо-сигнал). Полученный эхо-сигнал, по алгоритмам ОАО «ПЕЛЕНГ», обрабатывается встроенным программным обеспечением, установленным в микропроцессоре в БОЭ, и передается на внешние принимающие устройства по выходным интерфейсам RS-485 и/или V.23. При этом выделяется до трех слоев облачности (при наличии) и определяется их нижняя граница. Если нижняя граница облачности размыта, то измеряется вертикальная видимость. Функция расчета покрытия небосвода облаками осуществляется в форматах баллов и октантов.

Измерители работают непрерывно (круглосуточно) как в автономном режиме, так и в составе информационно-измерительных систем. Сообщения о проведенных измерениях передаются автоматически или по запросу.

Нанесение знака поверки на измерители не предусмотрено. Заводской номер, состоящий не менее чем из 8 арабских цифр, наносится на бирку корпуса измерителей.

Пломбировка не предусмотрена, для защиты измерителей от несанкционированного доступа применяются замки.

Общий вид измерителей с указанием составных частей представлен на рисунке 1. Место расположения замков представлено на рисунке 1. Место нанесения заводского номера и знака утверждения типа на корпус измерителей представлено на рисунке 1. Общий вид бирки измерителей представлен на рисунке 2.



а) с кожухом; б) без кожуха
1 – кожух в сборе; 2 – БОЭ;
3 – место нанесения заводского номера и знака утверждения типа;
4 – колонка; 5 – основание; 6 – замки на корпусе

Рисунок 1 – Общий вид измерителей облачности СД-02-2006 с указанием составных частей, а также с указанием места нанесения заводского номера и знака утверждения типа и места расположения замков



Рисунок 2 – Бирка измерителей облачности СД-02-2006

Программное обеспечение

Измерители имеют автономное и встроенное программное обеспечение (далее – ПО).

Автономное ПО предназначено для обработки профиля обратного рассеяния, выдачи информации в линию связи, а также для отображения и хранения результатов измерений на ПК. Уровень защиты автономного программного обеспечения «средний» в соответствии с Рекомендацией 50.2.077-2014.

Встроенное ПО формирует сообщения в коде ASCII, предназначено для обеспечения управления и проведения измерений. Уровень защиты встроенного программного обеспечения «высокий» в соответствии с Рекомендацией 50.2.077-2014.

Влияние ПО учтено при нормировании метрологических характеристик.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	Встроенное ПО	Автономное ПО
	SD-02	«INGO» (1530.100230519.6272-01)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3xx.x.x ¹⁾	1.1.x.x ¹⁾

¹⁾Обозначения «х» не относятся к метрологически значимой части ПО

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений ВНГО, м	от 10 до 8000
Пределы допускаемой погрешности измерений ВНГО:	
-абсолютной, м, в диапазоне измерений от 10 до 100 м включ.;	±5
-относительной, %, в диапазоне измерений св. 100 до 2000 м включ.;	±10
-относительной, %, в диапазоне измерений св. 2000 до 8000 м	±5

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Длительность одного цикла измерений, с, не более	15
Периодичность одного цикла измерений	от 15 с до 24 ч
Номинальное напряжение питания сети переменного тока, с номинальной частотой 50 Гц, В	от 207 до 253
Потребляемая мощность, Вт, не более	150
Габаритные размеры, мм, не более:	
-длина	1400
-ширина	530
-высота	340

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Масса, кг, не более	80
Условия эксплуатации: -температура окружающей среды, °C -относительная влажность воздуха, %	от -60 до +65 до 100
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	10000
Средний срок службы, лет	10
Степень защиты, обеспечиваемая оболочкой по ГОСТ 14254-2015	IP66
Интерфейсы связи	RS-485, V.23

Знак утверждения типа

наносится фотохимическим методом на бирку корпуса измерителей и на титульный лист Руководства по эксплуатации 6272.00.00.000 РЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность измерителей облачности СД-02-2006

Наименование	Обозначение	Количество
Измеритель облачности в составе:	СД-02-2006	1 шт.
БОЭ	6272.01.00.000	1 шт.
Колонка	6272.01.01.110	1 шт.
Кожух в сборе	6272.01.02.000	1 шт.
Основание	6272.01.01.101	1 шт.
Комплект монтажных частей	6272.00.02.000	1 шт.
Комплект запасных частей, инструмента и принадлежностей	-	1 шт.
ПО «INGO»	1530.100230519.6272-01	1 шт.*
Руководство по эксплуатации	6272.00.00.000 РЭ	1 экз.
Формуляр	6272.00.00.000 ФО	1 экз.
*Предоставляется посредством сети интернет на сайте ОАО «ПЕЛЕНГ» с помощью ссылки на скачивание или по запросу на электронную почту meteo@peleng.by		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в главе 3, подраздел 3.4 «Техническое освидетельствование», Руководства по эксплуатации 6272.00.00.000 РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Технические условия ТУ ВУ 100230519.191-2010 «Измерители облачности СД-02-2006. Технические условия».

Изготовитель

Открытое акционерное общество «ПЕЛЕНГ» (ОАО «ПЕЛЕНГ»)
Адрес: 220114, Республика Беларусь, г. Минск, ул. Макаенка, д. 25
Телефон: +375 17 389 11 00, факс +375 17 389 11 24
Web-сайт: www.peleng.by
E-mail: info@peleng.by

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева» (ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)

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

Телефон: (812) 251-76-01

Факс: (812) 713-01-14

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314555.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» мая 2024 г. № 1189

Регистрационный № 79442-20

Лист № 1
Всего листов 21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Северский трубный завод»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Северский трубный завод» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии и средней электрической мощности, автоматизированного сбора, накопления и обработки информации о потреблении электрической энергии и мощности, хранения и отображения полученной информации, формирования отчетов по потреблению электроэнергии для Администратора торговой системы, Системного оператора и смежных участников оптового рынка электроэнергии.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой трехуровневую систему с распределенной функцией измерения и централизованным управлением процессами сбора, обработки и представления измерительной информации.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), трансформаторы напряжения (далее – ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счётчики), измерительные датчики тока и напряжения комбинированные (далее - КДТН), модули управления выключателем с функциями РЗА и счётчика электроэнергии (далее – модули), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 – 4.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД), технические средства приема-передачи данных.

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер сбора данных (далее – БД), автоматизированные рабочие места (далее – АРМ) пользователей информации, технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура). В качестве программного обеспечения (далее – ПО) АИИС КУЭ используется программный комплекс (далее – ПК) «Энергосфера».

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами и КДТН в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным линиям связи поступают на входы счетчиков электрической энергии и модулей, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности, в модуле мгновенные

значения аналоговых сигналов с КДТН преобразуются в цифровой код по запрограммированным коэффициентам датчика напряжения и датчика тока КДТН. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи (интерфейс RS-485) поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, накопление и передача текущих и архивных данных по учету и состоянию средств измерений по линии связи (интерфейс RS-485) на верхний уровень системы (сервер БД).

На верхнем уровне системы выполняется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, коэффициентов датчика напряжения и датчика тока КДТН, формирование, хранение и отображение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации – участники оптового рынка электроэнергии и другие заинтересованные организации за электронной цифровой подписью в формате XML осуществляется сервером БД.

ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в АО «АТС», АО «СО ЕЭС», смежным субъектам ОРЭМ и иным заинтересованным организациям.

АИИС КУЭ имеет возможность принимать измерительную информацию от других смежных АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

Система осуществляет обмен данными между АИИС КУЭ смежных субъектов по каналам связи Internet в формате xml-файлов.

Данные по группам точек поставки в организации-участники ОРЭ и РРЭ, в том числе АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и другим заинтересованным организациям, передаются с ИВК в виде XML-файлов в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка, в том числе с использованием ЭЦП субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств измерений по группам точек поставки производится с уровня ИВК настоящей системы либо с АРМ энергосбытовой компании.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя часы УСПД, сервера БД, счетчиков электроэнергии и модулей. СОЕВ АИИС КУЭ построена на базе устройства синхронизации системного времени на основе модуля GPS, встроенного в УСПД. Время УСПД синхронизировано с временем модуля GPS, сличение ежесекундное, погрешность синхронизации не более 0,1 с. УСПД осуществляет синхронизацию времени сервера, счетчиков и модулей. Сличение времени часов модулей и счетчиков с временем часов УСПД осуществляется один раз в сутки, корректировка времени часов модулей и счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем УСПД ± 2 с. Сличение времени часов сервера БД с временем часов УСПД осуществляется каждые 30 мин, корректировка времени сервера выполняется при достижении расхождения времени часов сервера и УСПД ± 3 с.

Журналы событий счетчиков, модулей, УСПД и сервера БД отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство. Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Маркировка заводского номера и даты выпуска АИИС КУЭ наносится на этикетку, расположенную на коммутационном шкафе, типографическим способом. Дополнительно заводской номер указывается в паспорте-формуляре.

Заводской номер АИИС КУЭ: 01.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО ПК «Энергосфера» 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.

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ (КДТН)	ТН (КДТН)	Счётчик (модули)	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ГПП-1 яч.28 Ввод 1	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 5000/5 Рег. № 11077-03	ЗНОЛП Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
2	ГПП-1 яч.16 Ввод 2	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 5000/5 Рег. № 11077-03	ЗНОЛП Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
3	ГПП-2 яч.39 Ввод 1	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 2000/5 Рег. № 11077-03	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
4	ГПП-2 яч.3 Ввод 2	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 2000/5 Рег. № 11077-03	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ГПП-2 яч.76 Ввод 3	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 2000/5 Рег. № 11077-03	ЗНОЛП Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
6	ГПП-2 яч.56 Ввод 4	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 2000/5 Рег. № 11077-03	ЗНОЛП Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-72	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
7	ПС ЦРП яч.2 Ввод 1	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 1000/5 Рег. № 7069-07	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
8	ПС ЦРП яч.35 Ввод 2	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 1000/5 Рег. № 7069-07	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
9	ПС ЦРП яч.1 ТСН-1	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 50/5 Рег. № 47959-16	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,9 ±4,6
10	ПС ЦРП яч.36 ТСН-2	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 50/5 Рег. № 47959-11	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,9 ±4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	ПС Литейная яч.7 Ввод 25	ТПОЛ 10 Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 1261-02	ЗНОЛП Кл. т. 0,5 КТН 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,7$	$\pm 3,0$ $\pm 4,8$
12	ПС-3 яч.1 Ввод 9	ТПОЛ 10 Кл. т. 0,5 КТТ 1000/5 Рег. № 1261-59	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 КТН 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,7$	$\pm 3,0$ $\pm 4,8$
13	ПС-3 яч.37 Ввод 20	ТПОЛ 10 Кл. т. 0,5 КТТ 1000/5 Рег. № 1261-59	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 КТН 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,7$	$\pm 3,0$ $\pm 4,8$
14	П/С 220/35/10 кВ СТЗ Ввод №1 от ФСК	ВСТ Кл. т. 0,2S КТТ 400/5 Рег. № 17869-05	СРВ 245 Кл. т. 0,2 КТН 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 15853-06	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	$\pm 0,5$ $\pm 1,1$	$\pm 0,9$ $\pm 2,1$
15	ГПП-1 яч. 34 АО «Облкоммун- энерго»	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛП Кл. т. 0,5 КТН 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,7$	$\pm 3,0$ $\pm 4,8$
16	ГПП-1 яч. 14 АО «Облкоммун- энерго»	ТПЛ-СВЭЛ-10-2 Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 70109-17	ЗНОЛП Кл. т. 0,5 КТН 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,7$	$\pm 3,0$ $\pm 4,8$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
17	ПС 102 яч.8 Северское АТП-10	ТПЛ-СВЭЛ-10-2 Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 70109-17	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
18	ПС 102 яч.7 СУМ -7	ТПЛ-СВЭЛ-10-2 Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 70109-17	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
19	ПС Цементная яч.1 «Хлебозавод»	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 22192-07	НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
20	ГПП-2 яч.12 ЗАО «Урал-ЖБИ»	ТПОЛ-10М Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 47958-11	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
21	ГПП-2 яч.26 ЗАО «Урал-ЖБИ»	ТПОЛ-10М Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 47958-11	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04 Зав. № 02061204	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
22	ГПП-2 яч.53 ООО «Строймеханиза ция-1»	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛП Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04 Зав. № 02061204	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
23	ГПП-2 яч.51 ООО «Ремстрой»	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛП Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
24	ГПП-2 яч.75 ООО «Строймеханиза ция-1»	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛП Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
25	ГПП-2 яч.55 ФГУП «Свердловскавто дор»	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛП Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
26	ПС Автогараж яч.5 «Молокозавод»	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
27	ПС Автогараж яч.16 «Молокозавод»	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 2363-68	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	±1,2 ±2,6	±3,3 ±4,7
28	ПС Автогараж яч.6 «Пивзавод»	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S КТТ 150/5 Рег. № 22192-07	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
29	ПС-3 яч.9 АО «Облкоммун- энерго»	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 22192-07	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	±1,2 ±2,6	±3,3 ±4,7
30	ПС-3 яч.3 АО «Облкоммун- энерго»	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 1261-59	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
31	ПС-3 яч.17 АО «Облкоммун- энерго»	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 1261-59	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	±1,2 ±2,6	±3,3 ±4,7
32	ГПП-2 яч.57 ЦРВ	ТОЛ-10-І Кл. т. 0,2S КТТ 1000/5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛП Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	±0,8 ±1,7	±1,1 ±2,3
33	ГПП-2 яч.73 ЦРВ	ТОЛ-10-І Кл. т. 0,2S КТТ 1000/5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛП Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	±0,8 ±1,7	±1,1 ±2,3
34	ГПП-2 яч.77 ООО «УПК»	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 22192-07	ЗНОЛП Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
35	ГПП-2 яч.49 ООО «УПК»	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 22192-07	ЗНОЛП Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
36	ПС Автогараж яч.14 ЗПБН «Полевской»	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S КТТ 150/5 Рег. № 22192-07	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
37	ПС Машзал №14 яч.8 Стан ТСА 168-530 Т-3	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 22192-03	ЗНОЛП Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
38	ПС Машзал №14 яч.15 Стан ТСА 168-530 Т-1	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 22192-03	ЗНОЛП Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
39	ПС Машзал №14 яч.30 Стан ТСА 168-530 Т-4	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 22192-03	ЗНОЛП Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
40	ПС Машзал №14 яч.35 Стан ТСА 168-530 Т-2	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 22192-03	ЗНОЛП Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
41	П/С 220/35/10 кВ СТЗ Ввод №2 от ФСК	ТВ-220-ХП-02 Кл. т. 0,2S КТТ 200/1 Рег. № 46101-10	СРВ 245 Кл. т. 0,2 КТН 220000/√3/100/√3 Рег. № 15853-06	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	±0,5 ±1,1	±0,9 ±2,1
42	ПС Машзал №14 яч.7 Стан ТСА 168-530 Т-5	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 22192-03	ЗНОЛП Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
43	ПС Машзал №14 яч.29 Стан ТСА 168-530 Т-6	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 22192-03	ЗНОЛП Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
44	ГПП-4, Ввод 1 110 кВ от Свердловэнерго	ТВ-110-III-6-02 Кл. т. 0,2S КТТ 200/1 Рег. № 46101-10	СРВ 123 Кл. т. 0,5 КТН 110000/√3/100/√3 Рег. № 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	±0,8 ±1,7	±1,1 ±2,3
45	ГПП-4, Ввод 2 110 кВ от Свердловэнерго	ТВ-110-III-6-02 Кл. т. 0,2S КТТ 200/1 Рег. № 46101-10	СРВ 123 Кл. т. 0,5 КТН 110000/√3/100/√3 Рег. № 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	±0,8 ±1,7	±1,1 ±2,3
46	ГПП-2, яч.28 фид.1 Пиастрелла	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,2S КТТ 600/5 Рег. № 47958-11	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	±0,8 ±1,7	±1,1 ±2,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
47	ГПП-2, яч.15 фид.2 Пиастрелла	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,2S Ктт 600/5 Рег. № 47958-11	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	±0,8 ±1,7	±1,1 ±2,3
48	ПС 6 кВ Автогараж, РУ-6 кВ, I с. ш. 6 кВ, яч. 8, ф. 1 ПС База ОРСа	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S Ктт 300/5	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	±1,2 ±2,6	±3,4 ±5,2
49	ПС 6 кВ Автогараж, РУ-6 кВ, II с. ш. 6 кВ, яч. 13, ф. 2 ПС База ОРСа	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 47958-16	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	±1,2 ±2,6	±3,4 ±5,2
50	КНТП 6 кВ Октябрьский поселок, РУ-0,4 кВ, ф. Дубровин И. Ю.	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 47959-16	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.17 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	±1,0 ±2,5	±3,3 ±5,7
51	КНТП 6 кВ Октябрьский поселок, РУ-0,4 кВ, ф. ООО Металлобаза Урал	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 47959-16	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	±1,0 ±2,5	±3,3 ±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
52	КНТП Грант Т.	VCS_SMART_1 Кл. т. 0,5S I _{ном1} = 50 А k _{ПРном} = 20 Рег. № 72776-18	VCS_SMART_1 Кл. т. 0,5 U _{ном1} =6/√3 кВ Рег. № 72776-18	Модуль управления СМ_15_4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 73137-18	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	±1,2 ±2,9	±3,4 ±5,8
53	ПС 6 кВ Док, РУ-0,4 кВ, с. ш. 0,4 кВ, ф. ООО Анюта	ТТИ-А Кл. т. 0,5 К _{ТТ} 300/5 Рег. № 28139-07	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.17 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,6
54	КТП-400(180) 6 кВ, ввод 0,4 кВ	ТТИ-А Кл. т. 0,5 К _{ТТ} 200/5 Рег. № 28139-12	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,6
55	ТП 6 кВ ИП Гарагашев, РУ- 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S К _{ТТ} 400/5 Рег. № 71031-18	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.17 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,7
56	КНТП 6 кВ ТК Альском, ввод 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} 1500/5 Рег. № 64182-16	-	СЭТ-4ТМ.03М.12 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,9 ±4,6
57	ПС 6 кВ ФПС-2, ЩСУ-0,4 кВ, пан. 1, QF 1.10, ф. 1 КНС	-	-	СЕ 301 R33 145- JAZ Кл. т. 1,0 Рег. № 34048-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная	±1,1	±3,1
58	ПС 6 кВ ФПС-2, ЩСУ-0,4 кВ, пан. 2, QF 2.14, ф. 2 КНС	-	-	СЕ 301 R33 145- JAZ Кл. т. 1,0 Рег. № 34048-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная	±1,1	±3,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
59	ПС 6 кВ ФПС-2, ЩСУ-0,4 кВ, пан. 2, QF 2.7, ф. Освещение	-	-	СЕ 301 R33 145- JAZ Кл. т. 1,0 Рег. № 34048-08	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-04	активная	±1,1	±3,1
60	ВРУ-0,4 кВ ИП Неуймин В. С., ввод 0,4 кВ	ТТН-Ш Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 75345-19	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	±1,0 ±2,5	±3,3 ±5,6
61	ВРУ-0,4 кВ ИП Аношкин, ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурии 230 ART-02 PQRSIN Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 80590-20	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	±1,0 ±2,5	±3,3 ±5,6
62	ШУ-0,4 кВ ИП Долгушев, ввод 0,4 кВ	ТТН-Ш Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 58465-14	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	±1,0 ±2,5	±3,3 ±5,6
63	ВРУ-0,4 кВ ООО Палисандр, ввод 0,4 кВ	ТТИ-30 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 28139-12 ТТИ-30 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 58465-14	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.17 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	±1,0 ±2,5	±3,3 ±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
64	ВРУ-0,4 кВ ООО Техгазресурс, ввод 0,4 кВ	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 50460-18	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	±1,0 ±2,5	±3,3 ±5,6
65	РУ-0,4 кВ БС ОАО Мобильные ТелеСистемы, ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 230 ART-01 PQRSIN Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 23345-07	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	±1,0 ±2,5	±3,3 ±5,6
66	ШР 0,4 кВ Бистро, ввод 0,4 кВ	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МКТ.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75459-19	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,7 ±3,8
67	Шкаф управления 0,4 кВ ОГМ СУ-2, ввод 0,4 кВ	ТТИ-А Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 28139-12	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	±1,0 ±2,5	±3,3 ±5,6
Сервер:		IBM System x3650 M3 (7945-KHG)						
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с							±5	

Продолжение таблицы 2

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 $I=0,02(0,05) \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1- 67 от 0 °С до + 40 °С;
- 4 Допускается замена ТТ, ТН, КДТН, счетчиков и модулей 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 УСПД на аналогичные утвержденных типов.
- 6 Допускается замена сервера БД при условии сохранения цифрового идентификатора ПО.
- 7 Допускается изменение наименований ИК без изменения объекта измерений.
- 8 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 приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	67
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ (для КДТН) - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 98 до 102 от 100 до 120 от $0,02 \cdot I_{ном}$ до $I_{ном} \cdot k_{ПРном}$ от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ (для КДТН) - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды для КДТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения модулей СМ_15, °C - температура окружающей среды в месте расположения УСПД, сервера БД, АРМ °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от $0,02 \cdot I_{ном}$ до $I_{ном} \cdot k_{ПРном}$ от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -40 до +60 от -40 до +40 от 0 до +40 от 0 до +40 от +15 до +35
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее Модули СМ_15: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ не менее, ч для УСПД - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 125000 2 75000 2 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики, Модули СМ_15: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее	114 45

Продолжение таблицы 3

1	2
УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 10 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (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.
1	2	3
Трансформатор тока	ТЛШ-10	18
Трансформатор тока	ТОЛ-10	6
Трансформатор тока	ТОП-0,66	21
Трансформатор тока	ТПОЛ 10	6
Трансформатор тока	ВСТ	3
Трансформатор тока	ТПЛ-10	12
Трансформатор тока	ТПЛ-СВЭЛ-10-2	6
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	41
Трансформатор тока	ТПОЛ-10М	4
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	2
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	8
Трансформатор тока	ТОЛ-10-I	4
Трансформатор тока	ТВ-220-ХШ-02	9
Трансформатор тока	ТТИ-А	9
Трансформатор тока	Т-0,66 У3	3
Трансформатор тока	ТШП-0,66	3
Трансформатор тока	ТТН-Ш	6
Трансформатор тока	ТТИ-30	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП	22
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06-6У3	29
Трансформатор напряжения	СРВ 245	3
Трансформатор напряжения	НОМ-6	2

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформатор напряжения	CPB 123	6
Измерительные датчики тока и напряжения комбинированные	VCS_SMART_1	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4TM.03M	39
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4TM.03M.08	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4TM.02.2	5
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4TM.03M.16	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4TM.05МК.17	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4TM.02M.11	1
Модуль управления выключателем с функциями РЗА и счётчика электроэнергии	Модуль управления СМ_15_4	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4TM.05M.04	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4TM.03M.12	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	CE 301 R33 145-JAZ	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4TM.05МК.04	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурии 230 ART-02 PQRSIN	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 230 ART-01 PRQSIN	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4TM.05МКТ.04	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4TM.05МК.20	1
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-Формуляр	50306307.422222.083 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Северский трубный завод», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», г.Москва, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц по аттестации методик измерений № RA.RU.312236.

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

Публичное акционерное общество «Северский трубный завод»
(ПАО «Северский трубный завод»)

ИНН 6626002291

Адрес: 623388, Свердловская обл., г. Полевской, ул. Вершинина, д. 7

Телефон: +7 (34350) 3-21-01

E-mail: stw@stw.ru

Испытательный центр

Уральский научно-исследовательский институт метрологии - филиал ФГУП «Всероссийского научно-исследовательского института метрологии имени Д.И.Менделеева» (УНИИМ – филиал ФГУП) ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)

Адрес: 620075, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, д. 4

Телефон: +7 (343) 350-26-18

Факс: +7 (343) 350-20-39

E-mail: uniim@uniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311373.

в части вносимых изменений

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

Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, эт. 4, помещ. I, ком. 6, 7

Телефон: +7 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312429.

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплексы программно-технические ПЛК-ИНКОНТ

Назначение средства измерений

Комплексы программно-технические ПЛК-ИНКОНТ (далее – ПТК или комплексы), предназначены для измерений сигналов от первичных измерительных преобразователей физических величин (давления, уровня, расхода и т.д.) в виде силы и напряжения постоянного электрического тока, сигналов частоты переменного тока, сигналов от термоэлектрических преобразователей (ТП), сигналов от термопреобразователей сопротивления (ТС) и формирования выходных сигналов в виде аналоговых сигналов силы и напряжения постоянного электрического тока и дискретных сигналов по заданной программе при управлении технологическими процессами.

Описание средства измерений

Комплексы применяются для построения автоматизированных систем контроля и управления технологическими процессами в энергетике и других отраслях промышленности.

ПТК ПЛК-ИНКОНТ включают в свой состав унифицированные технические средства, объединенные стандартизованными каналами связи, а также программно-математические средства, обеспечивающие функционирование комплекса в целом.

Программно-технический комплекс обеспечивает:

- прием измерительной информации от первичных измерительных преобразователей в виде силы постоянного тока, напряжения постоянного тока, частоты переменного тока, сигналов от термоэлектрических преобразователей и термопреобразователей сопротивления;
- прием информации в виде дискретных электрических сигналов с различными характеристиками по току и напряжению;
- обработку измерительной информации;
- выработку управляющих и регулирующих воздействий по различным законам регулирования с выдачей внешних сигналов управления в виде аналоговых и дискретных сигналов.

Структура ПТК ПЛК -ИНКОНТ состоит из:

- аппаратуры верхнего уровня, которая компонуется на базе персональных или промышленных компьютеров типа IBM PC,
- аппаратуры линий связи обеспечивающей передачу измерительной информации, полученной от измерительных преобразователей, в процессоры комплекса по стандартам промышленных протоколов обмена семейства "Industrial Ethernet".
- аппаратуры нижнего уровня, которая строится на базе процессоров и модулей ввода сигналов от первичных измерительных преобразователей и дискретных сигналов и модулей вывода аналоговых и дискретных управляющих сигналов (УСО). В состав аппаратуры нижнего уровня входит также модули электропитания.

Контроллеры, блоки питания и модули ввода-вывода размещаются в блоках ПТК, представляющих собой каркас фиксированной высоты, глубины и переменной длины с уста-

новленной в него объединительной платой, с помощью которой осуществляется обмен между устанавливаемыми в корпус функциональными модулями.

Каждый ПТК имеет слоты для установки модулей. (См. рисунок 1 и рисунок 2)

В каждый блок ПТК устанавливается модуль процессорный, модуль коммутатора, блок питания, и определенное количество различных измерительных аналоговых и дискретных модулей ввода-вывода. Для организации взаимодействия компонентов ПТК используется технология Ethernet на объединительной плате.

ПТК может состоять из одного (активного) или нескольких (1 х активный + N х пассивных) блоков ПТК фиксированной высоты с установленной в него объединительной платой, в которые устанавливаются все функциональные модули ПТК. Питание и сообщение между модулями осуществляется по объединительной плате, см. таблицу 1

Таблица 1 – Варианты блоков ПЛК-ИНКОНТ

Тип/вариант блока ПЛК	Количество слотов	Количество слотов под модули УСО
CR01-04	10	4
CR01-08	16	8
CR01-13	21	13

ПТК предназначен для применения в составе систем сбора / передачи / управления технологической информацией любого промышленного предприятия / процесса

Измерительные каналы ПТК строятся на базе перечисленных ниже аналоговых измерительных модулей:

- модуль AI16I-XX - модуль ввода аналоговых сигналов силы постоянного тока, модуль имеет 16 гальванически изолированных входов (см. рисунок 3)
- модуль AI16U-XX - модуль ввода аналоговых сигналов напряжения постоянного тока, модуль имеет 16 гальванически изолированных входов (см. рисунок 3)
- модуль AI8T-XX - модуль аналогового ввода сигналов термоэлектрических преобразователей по ГОСТ Р 8.585: типа ТХК(Л), ТХА(К) и термопреобразователей сопротивления. по четырех и трехпроводной схеме. с НСХ по ГОСТ 6651. модуль имеет 8 гальванически изолированных входов (см. рисунок 4)
- модуль AO8-XX - модуль вывода аналоговых сигналов силы или напряжения постоянного тока (зависит от программных настроек модуля), модуль имеет 8 гальванически изолированных выходов (см. рисунок 5)
- модуль FI4-01-модуль измерения частоты (см. рисунок 6)

Кроме того, в состав ПТК входят также модули обеспечивающие функционирование измерительных модулей в составе систем АСУТП объекта автоматизации:

- CU01 – модуль процессорный, компонент ПТК, обеспечивает вычисления и управление, до 5-и внешних каналов связи Ethernet
- CP02 – модуль коммутатора, компонент ПТК, обеспечивает коммутацию процессорного модуля, с модулями ввода/вывода
- PS01 – модуль блока питания, компонент ПТК, обеспечивает питание всех модулей, используется для систем с напряжением питания 220В;
- PS02 – модуль блока питания, компонент ПТК, обеспечивает питание всех модулей, используется для систем с напряжением питания 27В;
- DI16-01 и DI32-01 - модули ввода дискретных сигналов по 16 / 32 каналам 5В/12В/24В/48В DC,
- DO16-01 и DO32-01 - модули вывода дискретных сигналов по 16 / 32 каналам 5В/12В/24В/48В DC,

Примечание:

XX в обозначении модуля означает вариант конструктивного исполнения модуля, не влияющего на метрологические характеристики.

Заводской номер модуля в виде цифрового кода наносится на печатную плату модуля в виде наклейки в соответствии с рисунком 10 и в паспорт.

Нанесение знака поверки в виде наклейки на модули и корпус ПТК не предусмотрено. Сведения о поверке вносятся в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений, в паспорт наносят клеймо о поверке.

Варианты исполнения корпуса ПТК показаны на рисунках 1 и 2



Рисунок 1 - Корпус ПТК

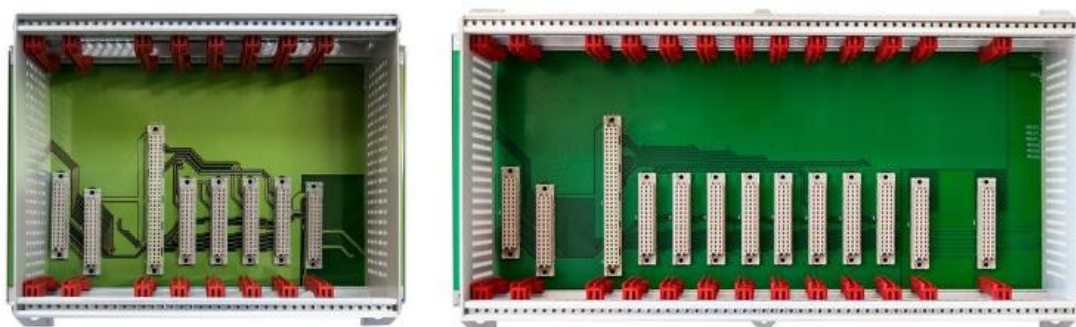


Рисунок 2 - Возможности корпусов ПТК по масштабированию.



Рисунок 3 - Модули аналогового ввода
лов тока и напряжения AI16I-XX
и AI16U-XX



Рисунок 4 – Модуль аналогового сигнала
ввода сигналов температуры AI8T-XX



Рисунок 5 - Модуль аналогового вывода АО8-XX



Рисунок 6 – Модуль измерения частоты FI4-01



Рисунок 7 - Модуль коммутатора CP02

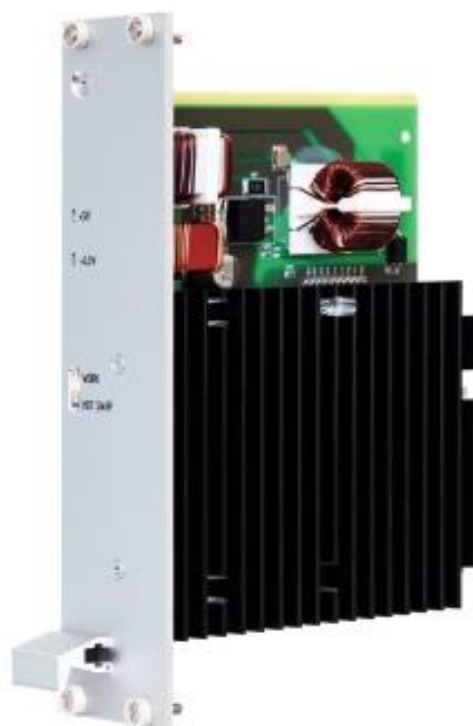


Рисунок 8 - Модули блока питания PS01 и PS02



Рисунок 9. Модуль процессорный CU01

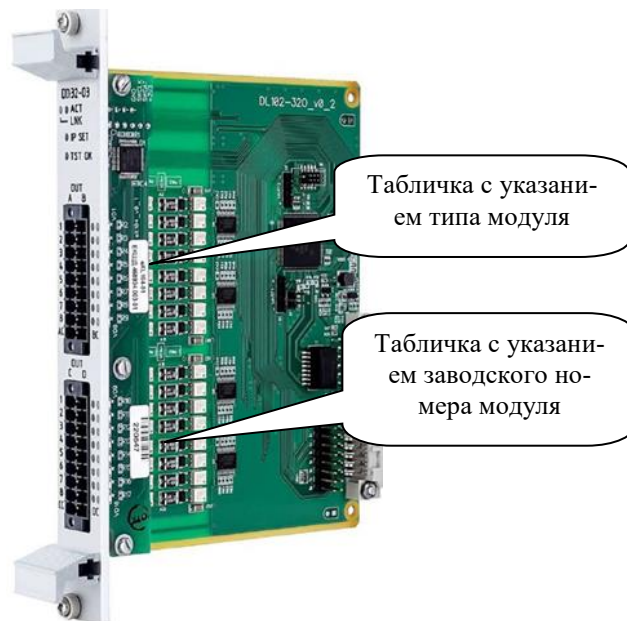


Рисунок 10 - Вид модуля с обозначением мест нанесения типа модуля и его серийного номера

Пломбирование ПТК не предусмотрено.

Программное обеспечение

В ПТК ПЛК-ИНКОНТ используется программное обеспечение «ПК ИНКОНТ», (далее- ПО), решающее задачи сбора, обработки хранения, управления передачи и представления данных и включает ПО модулей ввода-вывода, общесистемное ПО, среду исполнения и прикладное ПО.

Общесистемное ПО реализовано на базе лицензированной операционной системы специального назначения Astra Linux SE (версия не ниже x.7).

Ядро исполнения, выполняемое под операционной системой специального назначения Astra Linux SE Смоленск, представляет собой симбиоз ядра и программного комплекса «ПК ИНКОНТ» (версии не ниже 1.0), что обеспечивает взаимодействие прикладного ПО с модулями ввода-вывода и операционной системой. Прикладное ПО разрабатывается проектантом и загружается в среду исполнения.

Общесистемное ПО не влияет на метрологически значимую часть ПО

Метрологически значимая часть программного обеспечения находится во встроенном программном обеспечении (далее- ВПО) измерительных модулей ПТК, устанавливаемое в энергонезависимую память модулей в производственном цикле на заводе- изготовителе и в процессе эксплуатации изменению не подлежит. Возможности, средства и интерфейсы для изменения ВПО для конечного потребителя отсутствуют.

Для чтения/записи состояния каналов модулей ввода/вывода и подтверждения метрологических характеристик модулей ввода/вывода используется ПО «chgp-rt-io_vX», обмен с модулями ввода/вывода в котором реализован в полном соответствии с протоколом обмена с модулями ввода/вывода (таблица 2).

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО обмена данными

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	«chgp-rt-io vX»	«ПК ИНКОНТ»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 1,0	Не ниже 1,0
Цифровой идентификатор ПО	-	-

Таблица 3 - Идентификационные данные ВПО измерительных модулей ПТК

Идентификационные данные (признаки)	Значение				
Идентификационное наименование ВПО	AL101-8T	AL101-16I	AL101-16U	AL102-8O	F14-01
Номер версии (идентификационный номер) ВПО	Не ниже 1,0	Не ниже 1,0	Не ниже 1,0	Не ниже 1,0	Не ниже 1,0
Цифровой идентификатор ПО	0x8C8618EE	0x73C93C10	0x73C93C10	0x7462E6D5	0x3C4A6CBF

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р50.2.077-2014

Метрологические и технические характеристики

Таблица 4 -Метрологические характеристики

Тип модуля	Входной сигнал		Диапазон входного / выходного сигнала	Разрядность АЦП / ЦАП	Пределы допускаемой основной погрешности ²
1	2		3	4	5
Модуль ввода сигналов силы постоянного тока AI16I-XX	Унифицированные сигналы постоянного тока		от 0 до 20 мА	16 бит	Приведенная к диапазону измерения $\pm 0,2 \%$
Модуль ввода сигналов напряжения постоянного тока AI16U-XX	Унифицированные сигналы напряжения постоянного тока		От -10 до +10 В		Приведенная к диапазону измерения $\pm 0,1 \%$
			от 0 до 10 В		
Модуль измерения частоты FI4-01	Сигналы частоты переменного тока		от 2 до 10000 Гц		Приведенная к диапазону измерения $\pm 0,005 \%$
Модуль ввода сигналов термоэлектрических преобразователей (ТП) и термосопротивлений (ТС) AI8T-XX	Сигналы термопреобразователей сопротивления (ТС)	ТСМ НСХ 23 $W_{100} = 1,426 \text{ C}^{-1}$	от 41,71 до 93,64 Ом от -50 до +180 C°	24 бит	Абсолютная: 4-х проводная схема: $\pm 0,4 \text{ }^{\circ}\text{C}$ 3-х проводная схема: $\pm 0,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$
		ТСМ НСХ 50М $W_{100} = 1,428 \text{ C}^{-1}$	от 39,23 до 92,80 Ом от -50 до +200 C°		Абсолютная: 4-х проводная схема $\pm 0,4 \text{ }^{\circ}\text{C}$ 3-х проводная схема $\pm 0,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$
		ТСМ НСХ 100М $W_{100} = 1,428 \text{ C}^{-1}$	от 78,46 до 185,60 Ом от -50 до +200 C°		Абсолютная: 4-х проводная схема $\pm 0,4 \text{ }^{\circ}\text{C}$ 3-х проводная схема $\pm 0,6 \text{ }^{\circ}\text{C}$
		ТСП гр.21 $W_{100} = 1,391 \text{ C}^{-1}$	от 36,80 до 153,30 Ом от -50 до +650 C°		Абсолютная: 4-х проводная схема $\pm 0,6 \text{ }^{\circ}\text{C}$ 3-х проводная схема $\pm 0,6 \text{ }^{\circ}\text{C}$

Продолжение таблицы 4

1	2		3	4	5
Модуль ввода сигналов термоэлектрических преобразователей (ТП) и термосопротивлений (ТС) AI8T-XX	Сигналы термопреобразователей сопротивления (ТС)	ТСП НСХ 50П $W_{100} = 1,391 \text{ C}^{-1}$	от 40,010 до 197,515 Ом от -50 до +850 °C	24 бит	Абсолютная: 4-х провод. схема: $\pm 0,6 \text{ }^{\circ}\text{C}$ 3-х провод. схема: $\pm 0,8 \text{ }^{\circ}\text{C}$
		ТСП НСХ 100П $W_{100} = 1,391 \text{ C}^{-1}$	от 80,00 до 395,03 Ом от -50 до +850 °C		Абсолютная: 4-х провод. схема: $\pm 0,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ 3-х провод. схема: $\pm 0,6 \text{ }^{\circ}\text{C}$
		ТСП НСХ Pt50 $W_{100} = 1,385 \text{ C}^{-1}$	от 40,155 до 195,24 Ом от -50 до +850 C°		Абсолютная: 4-х провод. схема: $\pm 0,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ 3-х провод. схема: $\pm 0,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$
		ТСП НСХ Pt100 $W_{100} = 1,385 \text{ C}^{-1}$	от 80,31 до 390,48 Ом от -50 до +850 °C		Абсолютная: 4-х провод. схема: $\pm 0,4 \text{ }^{\circ}\text{C}$ 3-х провод. схема: $\pm 0,6 \text{ }^{\circ}\text{C}$
		ТСН НСХ 50Н $W_{100} = 1,617 \text{ C}^{-1}$	от 37,105 до 111,605 Ом от -50 до +180 C°		Абсолютная: 4-х провод. схема: $\pm 0,4 \text{ }^{\circ}\text{C}$ 3-х провод. схема: $\pm 0,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$
		ТСН НСХ 100Н $W_{100} = 1,617 \text{ C}^{-1}$	от 74,21 до 223,21 ом от -50 до +180 C°		Абсолютная: 4-х провод. схема: $\pm 0,4 \text{ }^{\circ}\text{C}$ 3-х провод. схема: $\pm 0,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$
	Сигналы термоэлектрических преобразователей (ТП)	ТПП 13 (R)	от 0,000 до 21,003 мВ от 0 до +1760 °C		Абсолютная $\pm 4,0 \text{ }^{\circ}\text{C}$
		ТПП 10 (S)	от 0,000 до 18,609 мВ от 0 до +1760 °C		Абсолютная $\pm 4,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$

Продолжение таблицы 4

1	2		3	4	5
Модуль ввода сигналов термоэлектрических преобразователей (ТП) и термосопротивлений (ТС) AI8T-XX	Сигналы термоэлектрических преобразователей (ТП)	ТХК (L)	от 0,000 до 66,466 мВ от 0 до +800 °С	24 бит	Абсолютная ±0,8 °С
		ТХА(К)	от 0,000 до 52,410 мВ от 0 до +1300 °С		Абсолютная ±0,8 °С
		ТНН (Н)	от 0,000 до 47,513 мВ от 0 до +1300 °С		Абсолютная ±0,8 °С
		ТЖК (J)	от 0,000 до 69,553 мВ от 0 до +1200 °С		Абсолютная ±0,8 °С
Модуль вывода сигналов силы постоянного тока и напряжения АО8-XX	Цифровой 16-ти битный код из контроллера	Токовый режим	от 0 до 20 мА	16 бит	Приведенная к диапазону измерения ±0,2 %
		Потенциальный режим	от -12 до +12 В от -10 до +10 В от 0 до 10 В		Приведенная к диапазону измерения ±0,1 %

Примечания:

1. Для каналов, принимающих сигналы от термоэлектрических преобразователей (ТП) пределы допускаемой основной погрешности указаны без учета погрешности компенсации температуры холодного спая;
2. Пределы допускаемой дополнительной погрешности от изменения температуры окружающего воздуха на каждые 10 градусов от нормальных условий равняются половине пределов допускаемой основной погрешности.
3. Дискретные модули, источники питания, процессоры, входящие в состав ПТК, не являются измерительными компонентами и не требуют утверждения типа СИ.

Таблица 5 - Технические характеристики

Наименование параметра	Значение
Нормальные условия применения: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, при температуре 25 ± 2 °С, %	от +23 до +27 от 10 до 80
Рабочие условия применения: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, при температуре 25 ± 2 °С, %	от 0 до +70 от 10 до 80
Напряжение питания от сети переменного тока, В	220 (+15%, -20%)
Частота переменного тока, Гц	50 ± 10
Напряжение питания от источника постоянного тока, В	$24 \pm 20\%$
Степень защиты от внешних воздействий	IP20
Среднее время наработки модулей на отказ, ч, не менее	10000
Средний срок службы, лет, не менее	10

Комплектность средства измерений

Таблица 6 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Комплекс программно-технический	"ПЛК-ИНКОНТ"	1 шт.*
Руководство по эксплуатации ПТК «ПЛК-ИНКОНТ»	ПВТД.466451.020 РЭ Ревизия 1	1 экз.
Комплект программного обеспечения комплекса «ПК ИНКОНТ»	Комплектация согласно заказу	1 экз.
Паспорта модулей и контроллеров комплекса	ПВТД.4469451.020 ПС	1 экз.
Примечание: * - комплект поставки и состав ПТК указывается в паспорте		

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульные листы эксплуатационной документации.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 «Описание» документа «Комплекс программно-технический ПЛК-ИНКОНТ» ПВТД.466451.020.РЭ Ревизия 1. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ТУ 28.99.39-002-20018692-2021 Комплекс программно-технический «ПЛК-ИНКОНТ». Технические условия.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ИНКОНТРОЛ»
(ООО «ИНКОНТРОЛ»)
ИНН 7725401700
Адрес юридического лица: 115280, г. Москва, ул. Ленинская Слобода, д. 23, стр. 2, оф. 5-7
Телефон: (495) 481-33-10
Web-сайт: inctrl.ru
E-mail: office@inctrl.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИНКОНТРОЛ»
(ООО «ИНКОНТРОЛ»)
ИНН 7725401700
Адрес: 115280, г. Москва, ул. Ленинская Слобода, д. 23, стр. 2, оф. 5-7
Телефон: (495) 481-33-10
Web-сайт: inctrl.ru
E-mail: office@inctrl.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)
Адрес: 119361, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Очаково-Матвеевское, ул. Озерная, д. 46
Телефон: (495) 437-55-77
Факс: (495) 430-57-25
Web-сайт: www.vniims.ru
E-mail: office@vniims.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.