

Регистрационный № 82908-21

Лист № 1
Всего листов 22

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП г. Ижевска «Ижводоканал»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП г. Ижевска «Ижводоканал» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами МУП г. Ижевска «Ижводоканал», автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, среднеинтервальной мощности;
- периодический (1 раз в полчаса, час, сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин) и информации о состоянии средств измерений;
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данным о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций-участников оптового рынка электроэнергии и мощности;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения (далее по тексту – ПО) и хранящихся в АИИС КУЭ данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

- 1- й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее по тексту – ИИК),

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК), включающий в себя сервер АИИС (сервер опроса и управления базой данных), автоматизированные рабочие места персонала (далее по тексту – АРМ), устройство синхронизации времени УСВ-2 (далее по тексту – УСВ), ПО ПК «Энергосфера» и каналообразующую аппаратуру.

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

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

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

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

Информация со счетчиков собирается в ИВК посредством цифровых интерфейсов через организуемую сеть передачи данных. ИВК обеспечивает автоматизированный сбор и долгосрочное хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений, вычисление величин электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации, расчет потерь электроэнергии от точки измерений до точки поставки, вычисление дополнительных параметров, подготовку отчетов в форме таблиц данных.

Сервер ежедневно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML на АРМ субъекта оптового рынка. АРМ субъекта оптового рынка по сети Internet с использованием электронной подписи раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее по тексту – СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени УСВ-2, подключенным к серверу АИИС КУЭ и принимающим сигналы точного времени от навигационных систем ГЛОНАСС/GPS.

Сличение времени часов сервера с УСВ осуществляется в автоматическом режиме, корректировка осуществляется при расхождении времени более чем на ± 1 с. Сличение времени счетчиков со временем сервера происходит при каждом сеансе связи со счетчиком, корректировка осуществляется при расхождении со временем сервера более чем на ± 2 с. Корректировка времени счетчиков происходит не чаще 1 раза в сутки.

Факты коррекции времени с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов счётчика, сервера сбора и БД отражаются в соответствующих журналах событий.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

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

Заводской номер АИИС КУЭ: 020.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера». ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера». Метрологически значимая часть ПК «Энергосфера» 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

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.

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		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110 кВ Водозабор, ЗРУ-6 кВ, 1сш, ф.3	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 1261-59	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
2	ПС 110 кВ Водозабор, ЗРУ-6 кВ, 1сш, ф.5	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 1261-59	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
3	ПС 110 кВ Водозабор, ЗРУ-6 кВ, 1сш, ф.7	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6
4	ПС 110 кВ Водозабор, ЗРУ-6 кВ, 3сш, ф.8	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 1261-59	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ПС 110 кВ Водозабор, ЗРУ-6 кВ, 3сш, ф.12	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6
6	ПС 110 кВ Водозабор, ЗРУ-6 кВ, 3сш, ф.14	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6
7	ПС 110 кВ Водозабор, ЗРУ-6 кВ, 4сш, ф.24	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 1261-59; ТПК-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 22944-02	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6
8	ПС 110 кВ Водозабор, ЗРУ-6 кВ, 1сш, ф.9	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6
9	ПС 110 кВ Водозабор, ЗРУ-6 кВ, 3сш, ф.10	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 1261-59	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6
10	ПС 110 кВ Водозабор, ЗРУ-6 кВ, 2сш, ф.25	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 1261-59	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	ПС 110 кВ Водозабор, ЗРУ-6 кВ, 4сш, ф.26	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 1261-59	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6
12	ПС 110 кВ Водозабор, ЗРУ-6 кВ, 2сш, ф.27	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 1261-59	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6
13	ПС 110 кВ Водозабор, ЗРУ-6 кВ, 4сш, ф.28	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6
14	ПС 110 кВ Водозабор, ЗРУ-6 кВ, 2сш, ф.29	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6
15	ПС 110 кВ Водозабор, ЗРУ-6 кВ, 4сш, ф.30	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6
16	ПС 110 кВ Водозабор, ЗРУ-6 кВ, 2сш, ф.35	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6
17	ПС 110 кВ Танково, ЗРУ-6 кВ, 1сш, яч.1109, ф.1109	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 2363-68	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
18	ПС 110 кВ Танково, ЗРУ-6 кВ, 2сш, яч.1119, ф.1119	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 2363-68	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 3344-04	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 3,3$ $\pm 5,6$
19	ТП-324 6 кВ СПВ Пруд- Ижевск, ЗРУ-6 кВ, 1сш, яч.6, ф.2243 Ввод-1	ТЛП-10 Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 30709-11	ЗНОЛП-ЭК Кл. т. 0,5 КТН 6300/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 68841-17	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,9$	$\pm 3,4$ $\pm 5,7$
20	ТП-324 6 кВ СПВ Пруд- Ижевск, ЗРУ-6 кВ, 2сш, яч.16, ф.58 Ввод-2	ТЛП-10 Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 30709-11	ЗНОЛП-ЭК Кл. т. 0,5 КТН 6300/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 68841-17	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,9$	$\pm 3,4$ $\pm 5,7$
21	ТП-324 6 кВ СПВ Пруд- Ижевск, ЗРУ-6 кВ, 2сш, яч.17, ф.532 Ввод-3	ТЛП-10 Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 30709-11	ЗНОЛП-ЭК Кл. т. 0,5 КТН 6300/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 68841-17	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,9$	$\pm 3,4$ $\pm 5,7$
22	ТП-324 6 кВ СПВ Пруд- Ижевск, ЗРУ-6 кВ, 1сш, яч.5	ТЛП-10 Кл. т. 0,5S КТТ 75/5 Рег. № 30709-11	ЗНОЛП-ЭК Кл. т. 0,5 КТН 6300/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 68841-17	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,9$	$\pm 3,4$ $\pm 5,7$
23	ТП-324 6 кВ СПВ Пруд- Ижевск, ЗРУ-6 кВ, 2сш, яч.23	ТЛП-10 Кл. т. 0,5S КТТ 75/5 Рег. № 30709-11	ЗНОЛП-ЭК Кл. т. 0,5 КТН 6300/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 68841-17	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,9$	$\pm 3,4$ $\pm 5,7$
24	ТП-664 10 кВ Водоузел №9, ЗРУ-10 кВ, 1сш, яч.1, ф.7	ТЛП-10 Кл. т. 0,5S КТТ 150/5 Рег. № 30709-11	ЗНОЛП-ЭК Кл. т. 0,5 КТН 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 68841-17	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,9$	$\pm 3,4$ $\pm 5,7$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
25	ТП-664 10 кВ Водоузел №9, ЗРУ-10 кВ, 2сш, яч.10, ф.14	ТЛП-10 Кл. т. 0,5S КТТ 150/5 Рег. № 30709-11	ЗНОЛП-ЭК Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 68841-17	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6
26	ТП-375 6 кВ ГКНС-1, ЗРУ-6 кВ, 1сш, яч.2	ТОЛ-10-1 Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 15128-07	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,1 ±5,3
27	ТП-375 6 кВ ГКНС-1, ЗРУ-6 кВ, 1сш, яч.8	ТОЛ-10-1 Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 15128-07	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,1 ±5,3
28	ТП-375 6 кВ ГКНС-1, ЗРУ-6 кВ, 2сш, яч.11, КЛ-6 кВ в сторону РП-356 6 кВ	ТОЛ-10-1 Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 15128-07	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,1 ±5,3
29	ТП-220 6 кВ ГКНС-1, ЗРУ-6 кВ, 1сш, яч.6	ТОЛ 10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 7069-79	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6
30	ТП-220 6 кВ ГКНС-1, ЗРУ-6 кВ, 2сш, яч.19	ТОЛ 10-1 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 15128-96	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6
31	ТП-220 6 кВ ГКНС-1, ЗРУ-6 кВ, 2сш, яч.22	ТОЛ 10-1 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 15128-96	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
32	ТП-710 6 кВ ГКНС-2, ЗРУ-6 кВ, 1сш, яч.6, ф.10317	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,2 ±2,9	±3,7 ±6,3
33	ТП-710 6 кВ ГКНС-2, ЗРУ-6 кВ, 2сш, яч.9, ф.10216	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,2 ±2,9	±3,7 ±6,3
34	ТП-710 6 кВ ГКНС-2, ЗРУ-6 кВ, 2сш, яч.16	ТПЛ Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 47958-16	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,7 ±6,3
35	ТП-710 6 кВ ГКНС-2, ЗРУ-6 кВ, 2сш, яч.12	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,7 ±6,3
36	КТП-1228 10 кВ КНС-5, ЗРУ-10 кВ, 1сш, яч.1, КЛ-10 кВ Ввод- 1	ТШЛ Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 64182-16	I-TOR Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 68618-17	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,1 ±5,3
37	КТП-1228 10 кВ КНС-5, ЗРУ-10 кВ, 2сш, яч.10, КЛ-10 кВ Ввод- 2	ТШЛ Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 64182-16	I-TOR Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 68618-17	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,1 ±5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
38	КТП-1228 10 кВ КНС-5, ЗРУ-6 кВ, 1сш, яч.5, КЛ-6 кВ Ввод-3	ТШЛ Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 64182-16	I-TOR Кл. т. 0,5 КТН 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 68618-17	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 3,1$ $\pm 5,3$
39	КТП-1228 10 кВ КНС-5, РУ-0,4 кВ, 1сш, п.19, КЛ-0,4 кВ в сторону ВРУ-1 0,4 кВ ГСК Луч	ТОП Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 47959-11	-	СЭТ- 4ТМ.02М.11 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	$\pm 1,0$ $\pm 2,4$	$\pm 3,0$ $\pm 5,2$
40	КТП-1228 10 кВ КНС-5, РУ-0,4 кВ, 2сш, п.16, КЛ-0,4 кВ в сторону ВРУ-2 0,4 кВ ГСК Луч	ТОП Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 47959-11	-	СЭТ- 4ТМ.02М.11 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	$\pm 1,0$ $\pm 2,4$	$\pm 3,0$ $\pm 5,2$
41	ТП-624 6 кВ КНС-12А, ЗРУ- 6 кВ, 1сш, яч.1	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 1261-08	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 3,3$ $\pm 5,6$
42	ТП-624 6 кВ КНС-12А, ЗРУ- 6 кВ, 2сш, яч.16	ТПЛ Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 47958-16	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 3,3$ $\pm 5,6$
43	ТП-624 6 кВ КНС-12А, ЗРУ- 6 кВ, 1сш, яч.8	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 1261-08	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 3,3$ $\pm 5,6$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
44	ТП-1410 10 кВ КНС-16, ввод 10 кВ Т-1	ТПУ Кл. т. 0,5 КТТ 50/5 Рег. № 51368-12	ТЈС Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 51637-12	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6
45	ТП-1410 10 кВ КНС-16, ввод 10 кВ Т-2	ТПУ Кл. т. 0,5 КТТ 50/5 Рег. № 51368-12	ТЈС Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 51637-12	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6
46	ТП-1410 10 кВ КНС-16, РУ-0,4 кВ, 1сш, яч.1, КЛ-0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ Адм.здания ГУ МЧС России по Удмуртской Республике	ТШП Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 64182-16	-	СЭТ- 4ТМ.02М.11 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,0 ±5,2
47	ТП-1410 10 кВ КНС-16, РУ-0,4 кВ, 2сш, яч.8, КЛ-0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ Адм.здания ГУ МЧС России по Удмуртской Республике	ТШП Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 64182-16	-	СЭТ- 4ТМ.02М.11 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,0 ±5,2
48	ТП-703 10 кВ КНС-13, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 1500/5 Рег. № 52667-13	-	СЭТ- 4ТМ.02М.11 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
49	РП-3 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 с.ш., яч.316	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 КТН 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,0 ±2,5	±3,2 ±5,6
50	РП 10 кВ Ижмолоко, РУ-10 кВ, 2 сш, яч. 11, ВЛ-10 кВ Буммаш-Ижмолоко	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 25433-11	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,1 ±5,3
51	РП 10 кВ Ижмолоко, РУ-10 кВ, 1 сш, яч. 4, КЛ-10 кВ ф. 4 РП Ижмолоко	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 25433-11	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,1 ±5,3
52	ПС 110 кВ Заречная, ЗРУ-6 кВ, 1сш, яч.613, ф.613	ТПЛ-10с Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 29390-10 ТПЛ-10с Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 29390-05	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6
53	ПС 110 кВ Заречная, ЗРУ-6 кВ, 2сш, яч.628, ф.628	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
54	ПС 110 кВ Медведево, ЗРУ-6 кВ, 1сш, яч.1409, ф.1409	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6
55	ПС 110 кВ Медведево, ЗРУ-6 кВ, 2сш, яч.1427, ф.1427	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6
56	ПС 110 кВ Медведево, ЗРУ-6 кВ, 1сш, яч.1416, ф.1416	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6
57	ПС 110 кВ Медведево, ЗРУ-6 кВ, 2сш, яч.1422, ф.1422	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 2473-05	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6
58	РУ-0,4 щитовая АБК, п.7 (ООО «Ойл-Телеком»)	-	-	Меркурий 236 ART-02 PQRS Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 47560-11	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±2,8 ±5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
59	РУ-0,4 щитовая АБК, п.10, ЩГУ-1 0,4кВ КУ УР Управтодор	-	-	Меркурий 204 ARTMX2-02 DPOBHR Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±2,8 ±5,5
60	ТП 6кВ Промбаза, РУ- 0,4 кВ, п.1 (ООО «Вексельный дом»)	ТШП М-0,66 УЗ Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 59924-15	-	Меркурий 234 ARTM-03PB.G Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,0 ±2,5	±3,7 ±6,3
61	КТП 6 кВ БРХ, РУ-0,4 кВ, яч.20В, ШУ- 0,4кВ ООО «Аспэк- Интерстрой»	Т-0,66 УЗ Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 71031-18	-	Меркурий 234 ARTMX2-03 DPBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,0 ±2,5	±3,3 ±5,6
62	Ввод 0,22 кВ СКЗ №389, ввод 0,4кВ от ПР-2 0,4кВ станции ЭХЗ	-	-	Меркурий 204 ARTMX2-02 DPOBHR Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±4,4 ±9,8
63	ВРУ-0,4кВ УССТ-6, ввод №1 от ТП-220А ГКНС-1 п.2	-	-	Меркурий 234 ARTMX2-02 DPBR.R Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±2,8 ±5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
64	ВРУ-0,4кВ УССТ-6, ввод №2 от ТП-220А ГКНС-1 п.12	-	-	Меркурий 234 ARTMX2-02 DPBR.R Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±2,8 ±5,5
65	ТП-710 6 кВ ГКНС-2, РУ- 0,4кВ, п.9, ШУ- 1 0,4кВ А/к «Метеор»	-	-	Меркурий 234 ARTMX2-01 DPBR.R Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±3,0 ±6,0
66	ТП-710 6 кВ ГКНС-2, РУ- 0,4кВ, п.8, ШУ 0,4кВ С/о «Красная горка»	-	-	Меркурий 234 ARTMX2-02 DPBR.R Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±3,0 ±6,0
67	ВРУ-0,4кВ МКД пос.Октябрьски й, 2а, 1-й подъезд	-	-	Меркурий 234 ARTMX2-02 DPBR.R Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±2,8 ±5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
68	ПС 110 кВ Водозабор, ЩСУ-2 0,4 кВ, п.17 (Санаторий «Уральские Зори»)	ТТИ Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 28139-12	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,0 ±2,5	±3,3 ±5,6
69	ТП-703 10 кВ КНС-13, РУ-0,4 кВ, п.6 (А/с Родничок)	ТТЕ-А 0,66 кВ Кл. т. 0,5S Ктт 40/5 Рег. № 73808-19	-	Меркурий 234 ARTMX2-03 DPBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,0 ±2,5	±3,3 ±5,6
70	ТП-703 10 кВ КНС-13, РУ-0,4 кВ, п.2 (ГСК Коммунальщик)	ТТЕ-А 0,66 кВ Кл. т. 0,5S Ктт 40/5 Рег. № 73808-19	-	Меркурий 234 ARTMX2-03 DPBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,0 ±2,5	±3,3 ±5,6
71	ТП-703 10 кВ КНС-13, ЩСУ- 0,4 кВ, п.5 (ООО «Эффа»)	-	-	Меркурий 234 ARTMX2-01 DPBR.R Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±3,0 ±6,0

Продолжение таблицы 2

[illegible]

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	72
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 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 $\cos\varphi$ - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от -30 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для серверов: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 2 35000 12 140273 0,5
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 45 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике с отражением времени (даты, часов, минут, секунд) коррекции;
- журнал сервера БД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервера с отражением времени (даты, часов, минут, секунд) коррекции и расхождения времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий коррекции;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счётчика;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 1 раз в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	19
Трансформатор тока	ТПЛ-10	28
Трансформатор тока	ТПК-10	1
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	4
Трансформатор тока	ТЛП-10	21
Трансформатор тока	ТОЛ-10-1	6
Трансформатор тока	ТОЛ 10	2

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформатор тока	ТОЛ 10-1	4
Трансформатор тока	ТПЛ	4
Трансформатор тока	ТШЛ	9
Трансформатор тока	ТОП	6
Трансформатор тока	ТПУ	6
Трансформатор тока	ТШП	6
Трансформатор тока	Т-0,66	3
Трансформатор тока	ТЛО-10	6
Трансформатор тока	ТПЛ-10с	3
Трансформатор тока	ТЛМ-10	4
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	2
Трансформатор тока	ТШП М-0,66 У3	3
Трансформатор тока	Т-0,66 У3	3
Трансформатор тока	ТТИ	3
Трансформатор тока	ТТЕ-А 0,66 кВ	6
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	4
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	12
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК	12
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	7
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	3
Трансформатор напряжения	I-TOR	9
Трансформатор напряжения	ТЈС	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	1
Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЩ	2
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	35
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.02М.03	17
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.02М.11	5
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 236 ART-02 PQRS	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 204 ARTMX2- 02 DPOBHR	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ARTM- 03PB.G	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ARTMX2- 03 DPBR.R	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ARTMX2- 02 DPBR.R	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ARTMX2- 01 DPBR.R	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 204 ARTM2-02 POBR.G	1

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-Формуляр	ПНГТ.411734.020.ПФ	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) МУП г. Ижевска «Ижводоканал», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи об аккредитации 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»

Правообладатель

Муниципальное унитарное предприятие г. Ижевска «Ижводоканал»
(МУП г. Ижевска «Ижводоканал»)
ИНН 1826000408
Юридический адрес: 426039, Удмуртская Республика, г. Ижевск, ул. Воткинское ш., д. 204
Телефон: +7 (3412) 950-838
Факс: +7 (3412) 21-45-88
E-mail: info@ivk.udm.net

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Иматика»
(ООО «Иматика»)
ИНН 1833049250
Адрес: 426060, Удмуртская Республика, г. Ижевск, ул. Буммашевская, д. 8, оф. 4
Телефон: 8 (3412) 245-102
Факс: 8 (3412) 245-103
E-mail: office@imatika.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

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

Телефон: 8 (4922) 22-21-62

Факс: 8 (4922) 42-31-62

E-mail: post@orem.su

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.312736

В части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»

(ООО «Спецэнергопроект»)

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

Телефон: (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.312429

Регистрационный № 78567-20

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 287 приемо-сдаточный пункт в районе НПС «Калиновый Ключ» с подводным нефтепроводом и узлом подключения к магистральному нефтепроводу «Альметьевск-Куйбышев-1»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 287 приемо-сдаточный пункт в районе НПС «Калиновый Ключ» с подводным нефтепроводом и узлом подключения к магистральному нефтепроводу «Альметьевск-Куйбышев-1» (далее – СИКН) предназначена для измерения массового расхода (массы) нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на прямом методе динамических измерений с помощью преобразователей массового расхода жидкости. Выходные сигналы преобразователей расхода, давления, температуры, плотности, объемной доли воды в нефти по линиям связи поступают в систему обработки информации, которая принимает информацию и производит вычисление массы и показателей качества нефти по реализованному в ней алгоритму.

Конструктивно СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной и смонтированной для конкретного объекта из компонентов серийного производства. В состав СИКН входит:

- 1) Блок измерительных линий (БИЛ), состоящий из двух измерительных линий (одной рабочей и одной резервной).
- 2) Блок измерений показателей качества нефти (БИК), предназначенный для измерения показателей качества нефти.
- 3) Система сбора и обработки информации (СОИ), предназначенная для сбора и обработки информации, поступающей от измерительных преобразователей, а также для вычислений, индикации и регистрации результатов измерений.
- 4) Блок трубопоршневой поверочной установки (ТПУ), предназначенный для проведения поверки и контроля метрологических характеристик преобразователей массового расхода.

Таблица 1 – Состав СИКН

Наименование и тип средства измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Блок измерительных линий	
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion мод. CMF 350	45115-16
Термопреобразователи сопротивления 90.2820 мод. 902820/10	60922-15
Датчик давления Метран-150 мод. 150TG	32854-13
Блок измерений показателей качества нефти	
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	14557-15
Преобразователь плотности и расхода CDM мод. CDM100P	63515-16
Преобразователь плотности и вязкости FVM	62129-15
Термопреобразователи сопротивления 90.2820 мод. 902820/10	60922-15
Датчик давления Метран-150 мод. 150TG	32854-13
Система сбора и обработки информации	
Комплекс измерительно-вычислительный «Вектор-02»	62761-15
Блок трубопоршневой поверочной установки	
Установка трубопоршневая ТПУ «Сапфир НГИ-300»	67692-17
Термопреобразователи сопротивления 90.2820 мод. 902820/10	60922-15
Датчик давления Метран-150 мод. 150TG	32854-13
Примечание – Допускается замена термопреобразователей сопротивления 90.2820 мод. 902820/10 рег. номер 60922-15 на датчики температуры Rosemount 644 рег. номер 63889-16 или датчики температуры ТСПТ Ех рег. номер 75208-19.	

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массы «брутто» нефти;
- автоматизированное вычисление массы «нетто» нефти и массовой доли воды;
- автоматическое измерение технологических параметров (температуры и давления);
- автоматическое измерение показателей качества нефти (плотности и объемной доли воды в нефти);
- отображение (индикацию), регистрацию и архивирование результатов измерений;
- поверку преобразователей массового расхода на месте эксплуатации без прекращения учётных операций;
- контроль метрологических характеристик преобразователей массового расхода, преобразователя плотности и поточного влагомера на месте эксплуатации без прекращения ТКО;
- отбор объединённой пробы нефти по ГОСТ 2517-2012;
- получения 2-часовых, сменных, суточных и месячных отчётов, актов приёма-сдачи нефти, паспортов качества и журналов регистрации показаний средств измерений с выводом данных на дисплей и на печатающее устройство;
- дистанционное управление запорной арматурой;
- контроль герметичности запорной арматуры, влияющей на результат измерений по СИКН.

Место расположения СИКН, заводской номер 83: приемо-сдаточный пункт в районе НПС «Калиновый Ключ» с подводным нефтепроводом и узлом подключения к магистральному нефтепроводу «Альметьевск-Куйбышев-1». Пломбирование средств измерений, находящихся в составе СИКН осуществляется согласно МИ 3002-2006. Заводской

номер СИКН в виде цифрового обозначения нанесен на информационную табличку методом гравировки. Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Общий вид СИКН представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид СИКН

Программное обеспечение

СИКН имеет программное обеспечение (далее – ПО), представленное встроенным прикладным ПО комплекса измерительно-вычислительного Вектор-02 и ПО АРМ оператора «Вектор».

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 2.

Уровень защиты программного обеспечения «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014 «Государственная система обеспечения единства измерений. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	ИВК «Вектор-02»	АРМ оператора «Вектор»	
Идентификационное наименование ПО	icc_mt	Calc.dll	Module2.bas
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.4.2	1.2	1.1
Цифровой идентификатор ПО	3555877189	E40D584A	66F2A061
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32		

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	от 40 до 150
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений:	
– массы брутто нефти, %	±0,25
– массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 4 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий	2 (1 рабочая, 1 резервная)
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Характеристики измеряемой среды:	
– температура, °С	от +15 до +40
– давление, МПа	от 0,3 до 6,3
– плотность при температуре плюс 20 °С, кг/м ³	от 830,1 до 912,0
– массовая доля воды в нефти, %, не более	0,5
– массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
– массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
– давление насыщенных паров, кПа, не более	66,7
– содержание свободного газа	не допускается
Режим работы	непрерывный
Режим работы ТПУ	периодический
Температура окружающего воздуха, °С:	
- для первичных измерительных преобразователей	от +15 до +40
- для ИВК и АРМ оператора	от +20 до +30

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 287 приемо-сдаточный пункт в районе НПС «Калиновский Ключ» с подводным нефтепроводом и узлом подключения к магистральному нефтепроводу «Альметьевск-Куйбышев-1»	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 287 ПСП «Калиновский Ключ» АО «Самаринвестнефть»	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе МИ 49.50.11.110/82-035-6311012306-2025 «Инструкция. ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 287 приемо-сдаточный пункт в районе НПС «Калиновский Ключ» с подводным нефтепроводом и узлом

подключения к магистральному нефтепроводу «Альметьевск-Куйбышев-1», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства ФР.1.29.2025.52423.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии 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»

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (перечень, п. 6.1.1)

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерно-производственная фирма Вектор»

(ООО «ИПФ «Вектор»)

ИНН 7203256184

Адрес: 625031, г. Тюмень, ул. Шишкина, д.88

Телефон (3452) 388-720

Факс (3452) 388-727

E-mail: sekretar@ipfvektor.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Тюменской области, Ханты-Мансийском автономном округе – Югра, Ямало-Ненецком автономном округе»

(ФБУ «Тюменский ЦСМ»)

ИНН 7203004003

Адрес: 625027, г. Тюмень, ул. Минская, д.88

Телефон (3452) 20-62-95

Факс (3452) 28-00-84

Web-сайт: <https://тцмс.рф>

E-mail: mail@csm72.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311495

В части вносимых изменений

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области»

(ФБУ «Самарский ЦСМ»)

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

Телефон: 8 (846) 336-08-27

E-mail: info@samaragost.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311281

Регистрационный № 82606-21

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 1246 ПСП ООО «НЗНП Трейд»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 1246 ПСП ООО «НЗНП Трейд» (далее – СИКН) предназначена для измерений массы нефти прямым методом динамических измерений.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти с помощью счетчиков-расходомеров массовых. Выходные электрические сигналы счетчиков-расходомеров массовых, преобразователей температуры, давления, плотности, объемной доли воды в нефти поступают на соответствующие входы комплекса измерительно-вычислительного, который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

Массу нетто нефти вычисляет автоматизированное рабочее место оператора совместно с комплексом измерительно-вычислительным, как разность массы брутто нефти и массы балласта, используя результаты определения массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей в испытательной лаборатории, массовой доли воды по результатам измерений объемной доли воды в нефти с применением поточного влагомера или по результатам определения массовой доли воды в испытательной лаборатории.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта. Конструктивно СИКН состоит из основных функционально объединенных блоков:

- блок измерительных линий, предназначенный для непрерывных измерений массы и массового расхода нефти;
- блок измерений показателей качества нефти, предназначенный для непрерывных автоматических измерений показателей качества нефти;
- система обработки информации, предназначенная для сбора и обработки сигналов, поступающих от измерительных преобразователей, вычислений количества и показателей качества нефти по реализованному в ней алгоритму;
- блок трубопоршневой поверочной установки, предназначенный для проведения поверки и контроля метеорологических характеристик счетчиков-расходомеров массовых на месте их эксплуатации.

В состав указанных блоков входят измерительные компоненты, по своему функционалу участвующие в измерениях массы нефти, контроле и измерениях показателей качества нефти, контроле технологических режимов работы СИКН. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на СИКН и эксплуатационными документами на ее измерительные компоненты.

Блок измерительных линий СИКН состоит из двух рабочих и одной контрольно-резервной измерительных линий.

Все измерительные компоненты (средства измерений) и оборудование СИКН размещены в отапливаемых помещениях.

В состав СИКН входят измерительные компоненты, представленные средствами измерений, приведенными в таблице 1.

Таблица 1 – Измерительные компоненты

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF 300 с электронными преобразователями модели 2700 (далее – СРМ)	45115-16
Термопреобразователи сопротивления серии 90	68302-17
Термопреобразователи сопротивления 90.2820	60922-15
Датчики давления Метран-150	32854-13
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-15
Преобразователь плотности и расхода CDM	63515-16
Комплекс измерительно-вычислительный «Вектор-02» (далее – ИВК)	62761-15

Для местных измерений температуры и давления нефти применяются показывающие средства измерений температуры и давления утвержденных типов соответственно (термометры и манометры).

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- измерения массы и массового расхода нефти с применением СРМ, преобразователей давления и температуры по каждой измерительной линии и по СИКН в целом;
- вычисления массы нетто нефти, как разности массы брутто нефти и массы балласта, используя результаты определения массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей в испытательной лаборатории, массовой доли воды по результатам измерений объемной доли воды в нефти с применением поточного влагомера или по результатам определения массовой доли воды в испытательной лаборатории;
- измерения температуры и давления нефти автоматические и с применением показывающих средств измерений температуры и давления соответственно;
- измерения температуры, избыточного давления, плотности, объемной доли воды в нефти, объемного расхода нефти в блоке измерений показателей качества нефти;
- измерения разности давления нефти на фильтрах блока фильтров и блока измерений показателей качества нефти;
- проведение поверки и контроля метрологических характеристик СРМ с применением поверочной установки на месте эксплуатации;
- проведение контроля метрологических характеристик рабочих СРМ с применением контрольно-резервного СРМ, применяемого в качестве контрольного;
- автоматический и ручной отбор проб нефти согласно ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматизированное управление регулирующей и запорной арматурой;
- автоматический контроль параметров измеряемой среды (нефти), их индикация и сигнализация нарушений установленных границ, регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов;
- защита информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Единичный экземпляр СИКН имеет заводской № 90.

Заводской номер СИКН нанесен методом металлографии на маркировочную табличку, установленную на технологическом комплексе СИКН. Возможность нанесения знака поверки на СИКН не предусмотрена.

Общий вид СИКН представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид СИКН

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКН (ИВК, автоматизированные рабочие места (АРМ) оператора) обеспечивает реализацию функций СИКН. ПО ИВК и АРМ оператора настроено для работы и испытано при испытаниях СИКН в целях утверждения типа.

Наименование ПО и идентификационные данные указаны в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ИВК	АРМ Вектор
Идентификационное наименование ПО	icc_mt	calc.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.4.2	1.2
Цифровой идентификатор ПО	3555877189	E40D584A
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32	

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений осуществляется наличием системы ограничения доступа, установкой логина и пароля разного уровня доступа. Уровень защиты ПО СИКН «средний» в соответствии с рекомендациями по метрологии Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики СИКН приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений массового расхода измеряемой среды (нефти), т/ч	От 10,0 до 158,0*
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	$\pm 0,35$
*Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки СИКН и не может превышать максимальный диапазон измерений.	

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Количество измерительных линий, шт.	3 (2 рабочие, 1 контрольно-резервная)
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858 «Нефть. Общие технические условия»
Параметры измеряемой среды: - диапазон избыточного давления, МПа - диапазон температуры, °С - диапазон плотности при 20 °С, кг/м ³ - диапазон плотности при 15 °С, кг/м ³ - диапазон кинематической вязкости при температуре измеряемой среды, мм ² /с (сСт) - массовая доля воды, %, не более - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более - массовая доля механических примесей, %, не более - давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.), не более - содержание свободного газа	От 0,4 до 2,5 От +10,0 до +40,0 От 875,7 до 895,0 От 879,2 до 898,4 От 3,0 до 133,0 0,5 100 0,05 66,7 (500) Не допускается
Режим работы СИКН	Непрерывный*
Параметры окружающей среды: - диапазон температуры окружающего воздуха в помещениях СИКН, °С	От +5,0 до +35,0
Параметры электрического питания: - напряжение питания переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	380±38 (трехфазное) 220±22 (однофазное) 50±1
* Допускается периодический режим работы СИКН.	

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку методом металлографии и на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКН приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 1246 ПСП ООО «НЗНП Трейд», заводской № 90	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 1246 ПСП ООО «НЗНП Трейд»	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 1246 ПСП ООО «НЗНП Трейд» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2025.52615).

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление правительства Российской Федерации №1847 от 16.11.2020 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (п. 6.1.1)

Приказ Росстандарта от 26.09.2022 № 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»

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «НЗНП Трейд»

(ООО «НЗНП Трейд»)

ИНН 6167072123

Юридический адрес: 628690, Ханты-Мансийский автономный округ - Югра, г. Мегион, пгт. Высокий, ул. Путейская, д. 1, кабинет 2

Телефон: 8 (3452) 568-168

E-mail: info@nznpt.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерно-производственная фирма Вектор»

(ООО «ИПФ Вектор»)

ИНН 7203256184

Адрес: 625031, РФ, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. Шишкова, д. 88

Телефон (3452) 388-720, факс (3452) 388-727, e-mail: sekretar@ipfvektor.ru

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии – филиал
Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский
научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева»

(ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)

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

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

ИНН 7809022120

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

Web-сайт: www.vniir.org, e-mail: office@vniir.org