



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

# СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.004.A № 49047

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

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

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР ПНГТ.411734.020

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ООО "Иматика", г. Ижевск

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 52011-12

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

ПНГТ.411734.020МП

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по  
техническому регулированию и метрологии от 07 декабря 2012 г. № 1100

Описание типа средств измерений является обязательным приложением  
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства

Ф.В.Булыгин

"....." ..... 2012 г.

Серия СИ

№ 007689

## 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 АИИС КУЭ МУП г. Ижевска «Ижводоканал») предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами МУП г. Ижевска «Ижводоканал»; сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ МУП г. Ижевска «Ижводоканал» представляет собой многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ МУП г. Ижевска «Ижводоканал» решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, средне интервальной мощности;
- периодический (1 раз в полчаса, час, сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени состояния средств измерений и результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- 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, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций–участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и хранящихся в АИИС КУЭ МУП г. Ижевска «Ижводоканал» 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 МУП г. Ижевска «Ижводоканал»;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ МУП г. Ижевска «Ижводоканал»;
- автоматическое ведение системы единого времени в АИИС КУЭ МУП г. Ижевска «Ижводоканал» (коррекция времени).

АИИС КУЭ МУП г. Ижевска «Ижводоканал» включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – совокупность информационно-измерительных комплексов точек измерения, которые состоят из приборов учёта – измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5 и 0,5S по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.02М, СЭТ-4ТМ.03М класса точности 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и 1,0 по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии указанных в таблице 2 (58 точек измерения), и соединяющие их измерительные цепи.

2-й уровень – ИВК включает в себя сервер АИИС (сервер опроса и сервер управления БД) фирмы Hewlett Packard (HP Micro G7N40L NHP EU Srv, S/N 5C7149P1D9, с ОС Windows 2008 Server Russian), ПО «Энергосфера» с лицензией MS SQL, ПО «Программный модуль «УСВ-2» Зав. № 2637, коммуникационное оборудование, каналы передачи данных.

Информация со счетчиков коммерческого учета собирается в ИВК посредством циф-

ровых интерфейсов, через организуемую сеть передачи данных. ИВК обеспечивает автоматизированный сбор и долгосрочное хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений, расчет потерь электроэнергии от точки измерений до точки поставки, вычисление дополнительных параметров, подготовку отчетов в формате таблиц данных для использования требуемых данных в других подразделениях МУП г. Ижевска «Ижводоканал».

АИИС КУЭ МУП г. Ижевска «Ижводоканал» оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя устройство синхронизации времени УСВ-2, подключенное к серверу АИИС КУЭ МУП г. Ижевска «Ижводоканал».

Устройство синхронизации времени УСВ-2 принимает сигналы от систем спутникового времени. Сличение времени часов сервера АИИС КУЭ МУП г. Ижевска «Ижводоканал» осуществляется 1 раз в час, корректировка осуществляется при расхождении времени  $\pm 1$  с. Сличение времени счетчиков со временем сервера опроса происходит при каждом сеансе связи со счетчиком, корректировка осуществляется при расхождении со временем сервера более  $\pm 2$  с. Корректировка времени счетчиков происходит не чаще 1 раза в сутки. Погрешность системного времени АИИС КУЭ МУП г. Ижевска «Ижводоканал» не превышает  $\pm 5$  с/сутки.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ МУП г. Ижевска «Ижводоканал» используется программный комплекс (ПК) «Энергосфера», - прикладное программное обеспечение, позволяющее решать конкретные технологические и производственные задачи пользователей с лицензией MS SQL.

ПК «Энергосфера» входит в состав программно-технического комплекса (ПТК) «ЭКОМ» (Госреестр №19542-05).

ПК «Энергосфера» состоит из основных компонентов, указанных в таблице 1.

ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – влияния нет.

Уровень защиты программного обеспечения, используемого в АИИС КУЭ МУП г. Ижевска «Ижводоканал», от непреднамеренных и преднамеренных изменений – С (в соответствии с МИ 3286-2010).

Таблица 1. - Идентификационные данные программного обеспечения

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Программный модуль УСВ-2	Usv.exe	1.0.0.0	BA558D4565C3CEDB 9AACB83AFD6737B2	MD5
Сервер опроса	PSO.exe	6.4.68.1936	7FB9E30564ACC0129 D93E9BDD55F9885	MD5
Консоль администратора	AdCenter.exe	6.4.59.1024	66A5CBC5C186F334 B0341915D6DE7805	MD5
Редактор расчетных схем	AdmTool.exe	6.4.158.5711	99B95BE8488A520F4 5D962902767E50D	MD5
АРМ Энергосфера	ControlAge.exe	6.4.131.1477	3D169EF92523DF229 2560C372DD0C27D	MD5
Центр экспорта/импорта	expimp.exe	6.4.132.2726	C9FCE49F9A5005947 0CE3ACE8F8C4AB8	MD5

**Метрологические и технические характеристики**

Таблица 2. - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ МУП г. Ижевска «Ижводоканал» и их основные метрологические характеристики

Наименование объекта и номер точки измерений		Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	Сервер		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	
1	ПС «Водозабор» яч. №3 6кВ	ТПОЛ-10 600/5 Кл.т. 0,5	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5s/1,0	HP Micro G7N40L NHP EU Srv	Актив- ная,  реактив- ная	±1,1  ±2,7	±3,3  ±5,6
2	ПС «Водозабор» яч. №5 6кВ	ТПОЛ-10 600/5 Кл.т. 0,5	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5s/1,0				
3	ПС «Водозабор» яч. №7 6кВ	ТПЛ-10 200/5 Кл.т. 0,5	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5s/1,0				
4	ПС «Водозабор» яч. №8 6кВ	ТПОЛ-10 600/5 Кл.т. 0,5	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5s/1,0				
5	ПС «Водозабор» яч. №9 6кВ	ТПЛ-10 200/5 Кл.т. 0,5	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5s/1,0				
6	ПС «Водозабор» яч. №10 6кВ	ТПОЛ-10 600/5 Кл.т. 0,5	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5s/1,0				
7	ПС «Водозабор» яч. №12 6кВ	ТПЛ-10 200/5 Кл.т. 0,5	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5s/1,0	HP Micro G7N40L NHP EU Srv	Актив- ная,  реактив- ная	±1,1  ±2,7	±3,3  ±5,6
8	ПС «Водозабор» яч. №14 6кВ	ТПЛ-10 200/5 Кл.т. 0,5	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5s/1,0				
9	ПС «Водозабор» яч. №24 6кВ	ТПОЛ-10 600/5 Кл.т. 0,5 ТПК-10 600/5 Кл.т. 0,5	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5s/1,0				
10	ПС «Водозабор» яч. №25 6кВ	ТПОЛ-10 600/5 Кл.т. 0,5	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5s/1,0				



1	2	3	4	5	6	7	8	
25	ТП-664 Водоузел №9 яч. №4 10кВ (ввод-1 от РП-24)	ТПЛ-10 150/5 Кл.т. 0,5	НТМИ-10-66 10000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5s/1,0		Актив- ная,	±1,1	±3,3
26	ТП-664 Водоузел №9 яч. №10 10кВ (ввод-2 от РП-29)	ТПЛ-10 150/5 Кл.т. 0,5	НТМИ-10-66 10000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5s/1,0		реактив- ная	±2,7	±5,6
27	ТП-375 ГКНС-1 яч. №2 6кВ (ввод- 1 от РП-41)	ТОЛ-10-І- 1 400/5 Кл.т. 0,5s	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5s/1,0	НР Micro G7N40L NHP EU Srv	Актив- ная,	±1,1	±3,1
28	ТП-375 ГКНС-1 яч. №8 6кВ (ввод- 2 от РП-25)	ТОЛ-10-І- 1 400/5 Кл.т. 0,5s	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5s/1,0		реактив- ная	±2,7	±5,2
29	ТП-375 ГКНС-1 яч. №11 6кВ (ввод-3 от РП- 356)	ТОЛ-10-І- 1 400/5 Кл.т. 0,5s	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5s/1,0				
30	ТП-220 ГКНС-1 яч. №6 6кВ (ввод- 4 от РП-62)	ТОЛ-10 400/5 Кл.т. 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5s/1,0				
31	ТП-220 ГКНС-1 яч. №19 6кВ (ввод-5 от КТП- 1021)	ТОЛ-10 400/5 Кл.т. 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5s/1,0		Актив- ная,	±1,1	±3,3
32	ТП-220 ГКНС-1 яч. №22 6кВ (ввод-6 от РП-75)	ТОЛ-10 400/5 Кл.т. 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5s/1,0		реактив- ная	±2,7	±5,6
33	ПС «Нефтемаш» яч. №10216 6кВ	ТЛМ-10 600/5 Кл.т. 0,5	ЗНОЛ.06 6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5s/1,0				
34	ПС «Нефтемаш» яч. №10317 6кВ	ТЛМ-10 600/5 Кл.т. 0,5	ЗНОЛ.06 6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5s/1,0				
35	ТП-710 ГКНС-2 яч. №16 6кВ (ввод-3)	ТПЛ-10 150/5 Кл.т. 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5s/1,0	НР Micro G7N40L NHP EU Srv	Актив- ная,	±1,1	±3,3
36	ТП-710 ГКНС-2 яч. №12 6кВ (ГСК «Позимь»)	ТПЛ-10 100/5 Кл.т. 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5s/1,0		реактив- ная	±2,7	±5,6
37	ПС «Автозавод» яч. №906 10кВ	ТПЛ-10 200/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10 10000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5s/1,0				
38	ПС «Автозавод» яч. №955 10кВ	ТПЛ-10 200/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10 10000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5s/1,0				
39	ТП-523(700) КНС-5 яч. №8 6кВ (ввод- 3 от ПС Опытная)	ТПЛ-10 100/5 Кл.т. 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5s/1,0		Актив- ная, реактив- ная	±1,1 ±2,7	±3,6 ±6,2
40	ТП-523(700) КНС-5 КЛ-0,4кВ «ГСК «Луч» ввод-1»	ТОП-0,66 100/5 Кл.т. 0,5s	–	СЭТ- 4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5s/1,0		Актив- ная, реактив- ная	±1,0 ±2,3	±2,4 ±4,0

1	2	3	4	5	6	7	8	
41	ТП-523(700) КНС-5 КЛ-0,4кВ «ГСК «Луч» ввод-2»	ТОП-0,66 100/5 Кл.т. 0,5s	-	СЭТ- 4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5s/1,0	НР Micro G7N40L NHP EU Srv	Актив- ная, реактив- ная	±1,0 ±2,3	±2,4 ±4,0
42	ТП-624 КНС-12А яч. №1 6кВ (ввод- 1 от РП-55)	ТПОЛ-10 200/5 Кл.т. 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5s/1,0		Актив- ная,	±1,1	±3,3
43	ТП-624 КНС-12А яч. №16 6кВ (ввод-2 от РП-56)	ТПЛ-10 200/5 Кл.т. 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5s/1,0		реактив- ная	±2,7	±5,6
44	ТП-624 КНС-12А яч. №8 6кВ (ввод- 3 от РП-72)	ТПОЛ-10 200/5 Кл.т. 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5s/1,0		Актив- ная,	±1,0	±2,4
45	ТП-17 КНС-16 ввод-1 0,4кВ (от ф.18 ПС Химик)	ТШП-0,66 1000/5 Кл.т. 0,5s	-	СЭТ- 4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5s/1,0		реактив- ная	±2,3	±4,0
46	ТП-17 КНС-16 ввод-2 0,4кВ (от ф.20 ПС Химик)	ТШП-0,66 1000/5 Кл.т. 0,5s	-	СЭТ- 4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5s/1,0		Актив- ная,	±1,0	±2,4
47	ТП-17 КНС-16 КЛ-1 0,4 кВ «ГУ «ПТЦ ФПС по УР»	ТОП-0,66 100/5 Кл.т. 0,5s	-	СЭТ-4ТМ. 02М.11 Кл.т. 0,5s/1,0	НР Micro G7N40L NHP EU Srv	реактив- ная	±2,3	±4,0
48	ТП-17 КНС-16 КЛ-2 0,4 кВ «ГУ «ПТЦ ФПС по УР»	ТОП-0,66 100/5 Кл.т. 0,5s	-	СЭТ-4ТМ. 02М.11 Кл.т. 0,5s/1,0		Актив- ная, реактив- ная	±1,0 ±2,3	±2,4 ±4,0
49	КТП-703 КНС-13 1 ввод-1 0,4кВ (от ТП-515)	ТНШЛ- 0,66 1500/5 Кл.т. 0,5	-	СЭТ-4ТМ. 02М.11 Кл.т. 0,5s/1,0		Актив- ная, реактив- ная	±1,0 ±2,3	±3,5 ±6,1
50	РП-3 ООО «ОАГ» яч. №316 10кВ	ТПЛУ-10 100/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10 У2 10000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ. 03М.01 Кл.т. 0,5s/1,0		Актив- ная, реактив- ная	±1,1 ±2,7	±3,3 ±5,6
51	РП-10 кВ ОАО «Ижмолоко» яч. №5 10кВ	ТПОЛ-10 600/5 Кл.т. 0,5	ЗНОЛ-СЭЦ-10 10000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ. 03М.01 Кл.т. 0,5s/1,0		Актив- ная,	±1,1	±3,6
52	РП-10 кВ ОАО «Ижмолоко» яч. №8 10кВ	ТПОЛ-10 100/5 Кл.т. 0,5	ЗНОЛ-СЭЦ-10 10000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ. 03М.01 Кл.т. 0,5s/1,0		реактив- ная	±2,7	±6,2
53	ПС «Заречная» яч. №613 6кВ	ТПЛ-10с 400/5 Кл.т. 0,5	ЗНОЛ.06 6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5s/1,0	НР Micro G7N40L NHP EU Srv	Актив- ная,	±1,1	±3,3
54	ПС «Заречная» яч. №628 6кВ	ТПЛМ-10 400/5 Кл.т. 0,5	ЗНОЛ.06 6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5s/1,0		реактив- ная	±2,7	±5,6
55	ПС «Медведево» яч. №1409 6кВ	ТВЛМ-10 600/5 Кл.т. 0,5	ЗНОЛ.06 6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5s/1,0		Актив- ная,	±1,1	±3,3
56	ПС «Медведево» яч. №1427 6кВ	ТВЛМ-10 600/5 Кл.т. 0,5	ЗНОЛ.06 6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5s/1,0		реактив- ная	±2,7	±5,6
57	ПС «Медведево» яч. №1416 6кВ	ТПЛ-10 400/5 Кл.т. 0,5	ЗНОЛ.06 6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5s/1,0		Актив- ная,	±1,1	±3,3

1	2	3	4	5	6	7	8
58	ПС «Медведево» яч. №1422 6кВ	ТПЛ-10 400/5 Кл.т. 0,5	ЗНОЛ.06 6000/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5s/1,0			

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовая);

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;

3. Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение (0,98 - 1,02)  $U_{ном}$ ; ток (1 - 1,2)  $I_{ном}$ ,  $\cos\phi = 0,9$  инд.;
- температура окружающей среды ( $20 \pm 5$ ) °С.

4. Рабочие условия:

- параметры сети: напряжение (0,9 - 1,1)  $U_{ном}$ ; ток (0,02 - 1,2)  $I_{ном}$  для точки измерений № 22, 27 - 29, (0,01 - 1,2)  $I_{ном}$  для точек измерений № 40, 41, 45 – 48, ток (0,05 - 1,2)  $I_{ном}$  для остальных точек измерений;
- допустимая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до плюс 70 °С, для счетчиков от минус 40 до плюс 60 °С; для сервера от плюс 15 до плюс 35 °С;

5. Погрешность в рабочих условиях указана  $I=0,02 I_{ном} \cos\phi = 0,8$  инд. для точек измерений № 22, 27 - 29,  $I=0,01 I_{ном} \cos\phi = 0,8$  инд. для точек измерений № 40, 41, 45 – 48,  $I=0,05 I_{ном} \cos\phi = 0,8$  для остальных точек измерений и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии:

- от плюс 5 °С до плюс 30 °С – для точек измерений № 1 - 23, 25- 38, 40 - 48, 50, 53 – 58;
- от минус 20 °С до плюс 30 °С – для точек измерений № 24, 39, 49, 51, 52;

6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М и СЭТ-4ТМ.02М по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии;

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 6 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть;

8. В составе измерительных каналов, перечисленных в таблице 2, применяются измерительные компоненты утвержденных типов.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчётчики СЭТ-4ТМ.03М и СЭТ-4ТМ.02М - среднее время наработки на отказ  $T=140000$  ч, среднее время восстановления работоспособности ( $t_v$ ) не более 76 ч;
- сервер HP Micro G7N40L NHP EU Srv - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 140273$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 0,5$  ч;
- Устройство синхронизации времени УСВ-2 - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 35000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 12$  ч. В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование;
- электросчётчика;



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

- электросчетчика;
- сервера.

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; сохранение информации при отключении питания - не менее 10 лет;
- сервер БД - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

### **Знак утверждения типа**

Знак утверждения типа наносится типографским способом на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП г. Ижевска «Ижводоканал».

### **Комплектность средства измерений**

Комплектность системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП г. Ижевска «Ижводоканал» определяется в паспорте-формуляре № ПНГТ.411734.020.ПФ.

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений, а также методика поверки «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП г. Ижевска «Ижводоканал». Измерительные каналы. Методика поверки № ПНГТ.411734.020МП».

### **Поверка**

осуществляется по методике поверки «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП г. Ижевска «Ижводоканал». Измерительные каналы. Методика поверки № ПНГТ.411734.020МП» утвержденной ФГУП «ВНИИМС» 30 октября 2012г.

Средства поверки - по НД на измерительные компоненты:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН – по ГОСТ 8.216-88 и/или по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005;
- счетчики СЭТ-4ТМ.03М и СЭТ-4ТМ.02М, – по методике поверки «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1
- УСВ-2 (поверка ВЛСТ 237.00.001 И1)

### **Сведения о методиках (методах) измерений**

Метод измерений приведен в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП г. Ижевска «Ижводоканал» № ПНГТ.411734.020.ФО

### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП г. Ижевска «Ижводоканал»**

ГОСТ 1983-2001	«Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
ГОСТ 7746-2001	«Трансформаторы тока. Общие технические условия».
ГОСТ Р 52323-2005	«Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».
ГОСТ Р 52425-2005	«Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».
ГОСТ 34.601-90	«Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
ГОСТ 22261-94	Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
ГОСТ Р 8.596-2002	ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

### **Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

- осуществление торговли и товарообменных операций.

### **Изготовитель**

ООО «Иматика»  
Тел.: 8 (3412) 958-911  
Факс: 8 (3412) 958-912  
Адрес: 426060, г. Ижевск, ул. Буммашевская, 8 офис 4

### **Испытательный центр**

ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»  
Адрес: 119361, Москва, ул. Озерная, 46  
Тел.: 8 (495) 437 55 77  
Факс: 8 (495) 437 56 66  
Электронная почта: [office@vniims.ru](mailto:office@vniims.ru)  
Аттестат аккредитации – зарегистрированный в Государственном реестре средств измерений № 30004-08 от 27.06.2008 года.

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин