

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «МСК Энерго» в части электроснабжения потребителей в г. Челябинск

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «МСК Энерго» в части электроснабжения потребителей в г. Челябинск (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, 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 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), измерительные 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 с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированное рабочее место (АРМ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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 по проводным линиям связи поступает на соответствующий GSM-модем и далее по каналам связи стандарта GSM посредством службы передачи данных GPRS (основной канал) 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. При отказе основного канала связи опрос счётчиков выполняется по резервному каналу связи, организованному по технологии CSD стандарта GSM.

Передача информации от сервера в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах кВт·ч и соотнесены с единым календарным временем.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков и часы сервера. СОЕВ имеет доступ к серверу синхронизации шкалы времени по протоколу NTP – NTP-серверу ФГУП «ВНИИФТРИ», обеспечивающему передачу точного времени через глобальную сеть Интернет. Синхронизация системного времени NTP-серверов первого уровня осуществляется от сигналов шкалы времени Государственного первичного эталона времени и частоты. Погрешность синхронизации системного времени NTP-серверов первого уровня относительно шкалы времени UTC (SU) не превышает 10 мс. Сравнение часов сервера с NTP-сервером ФГУП «ВНИИФТРИ», передача точного времени через глобальную сеть Интернет осуществляется с помощью протокола NTP в соответствии с международным стандартом сетевого взаимодействия. Контроль показаний времени часов сервера осуществляется 1 раз в 30 мин, корректировка часов сервера производится при расхождении с NTP-сервером ФГУП «ВНИИФТРИ» на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется при каждом сеансе связи со счетчиками. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера на величину более ± 2 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.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО «АльфаЦЕНТР» указана в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 15.08
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты			Сервер	Вид электро- энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик			Границы допус- каемой основной относительной погрешности (±δ), %	Границы допус- каемой относи- тельной по- грешности в ра- бочих условиях (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ТП-2283 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТЧН-12 Кл.т. 0,5S 3000/5 Рег. № 26100-03 Фазы: А; В; С	-	Меркурий 234 ARTM-03 PB.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	HPE Pro- Liant ML10 Gen9	Актив- ная	1,0	3,2
						Реактив- ная	2,1	5,5
2	ТП-2283 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТЧН-12 Кл.т. 0,5S 3000/5 Рег. № 26100-03 Фазы: А; В; С	-	Меркурий 234 ARTM-03 PB.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11		Актив- ная	1,0	3,2
						Реактив- ная	2,1	5,5
3	ТП-2283 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 3 СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТЧН-12 Кл.т. 0,5S 3000/5 Рег. № 26100-03 Фазы: А; В; С	-	Меркурий 234 ARTM-03 PB.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11		Актив- ная	1,0	3,2
						Реактив- ная	2,1	5,5
4	ТП-2283 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 4 СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТЧН-12 Кл.т. 0,5S 3000/5 Рег. № 26100-03 Фазы: А; В; С	-	Меркурий 234 ARTM-03 PB.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11		Актив- ная	1,0	3,2
						Реактив- ная	2,1	5,5
5	РП-174 10 кВ, РУ- 10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.3	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 51679-12 Фазы: А; С	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12 Фазы: А; В; С	Меркурий 234 ARTM-00 PB.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11		Актив- ная	1,3	3,2
						Реактив- ная	2,5	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	РП-174 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.4	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 51679-12 Фазы: А; С	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12 Фазы: А; В; С	Меркурий 234 ARTM-00 PB.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	HPE Pro- Liant ML10 Gen9	Актив- ная	1,3	3,2
						Реактив- ная	2,5	5,5
7	РП-174 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.10	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 51679-12 Фазы: А; С	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12 Фазы: А; В; С	Меркурий 234 ARTM-00 PB.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11		Актив- ная	1,3	3,2
						Реактив- ная	2,5	5,5
8	РП-174 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.11	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 51679-12 Фазы: А; С	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12 Фазы: А; В; С	Меркурий 234 ARTM-00 PB.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11		Актив- ная	1,3	3,2
						Реактив- ная	2,5	5,5
9	РП-174 10 кВ, РУ-10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, яч.17	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 51679-12 Фазы: А; С	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12 Фазы: А; В; С	Меркурий 234 ARTM-00 PB.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11		Актив- ная	1,3	3,2
					Реактив- ная	2,5	5,5	
10	РП-174 10 кВ, РУ-10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, яч.18	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 51679-12 Фазы: А; С	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12 Фазы: А; В; С	Меркурий 234 ARTM-00 PB.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	Актив- ная	1,3	3,2	
					Реактив- ная	2,5	5,5	
11	РП-174 10 кВ, РУ-10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, яч.19	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 51679-12 Фазы: А; С	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12 Фазы: А; В; С	Меркурий 234 ARTM-00 PB.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	Актив- ная	1,3	3,2	
					Реактив- ная	2,5	5,5	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	РП-174 10 кВ, РУ-10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, яч.25	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 51679-12 Фазы: А; С	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12 Фазы: А; В; С	Меркурий 234 ARTM-00 PB.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	HPE Pro-Liant ML10 Gen9	Актив-ная	1,3	3,2
						Реактив-ная	2,5	5,5
13	РП-174 10 кВ, РУ-10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, яч.26	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 51679-12 Фазы: А; С	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12 Фазы: А; В; С	Меркурий 234 ARTM-00 PB.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11		Актив-ная	1,3	3,2
						Реактив-ная	2,5	5,5
14	РП-174 10 кВ, РУ-10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, яч.27	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 51679-12 Фазы: А; С	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12 Фазы: А; В; С	Меркурий 234 ARTM-00 PB.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11		Актив-ная	1,3	3,2
						Реактив-ная	2,5	5,5
15	ТП-5756 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.11	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; С	ЗНОЛ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	Меркурий 234 ARTM-00 PB.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11		Актив-ная	1,3	3,2
					Реактив-ная	2,5	5,5	
16	ТП-5756 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.1	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; С	ЗНОЛ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	Меркурий 234 ARTM-00 PB.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	Актив-ная	1,3	3,2	
					Реактив-ная	2,5	5,5	
17	ВРУ-0,4 кВ ООО «Лента», 1 с.ш. 0,4 кВ, ввод №1	ТСН-12 Кл.т. 0,5S 3000/5 Рег. № 26100-03 Фазы: А; В; С	-	Меркурий 234 ART-03 P Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	Актив-ная	1,0	3,2	
					Реактив-ная	2,1	5,5	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
18	ВРУ-0,4 кВ ООО «Лента», 2 с.ш. 0,4 кВ, ввод №2	ТЧН-12 Кл.т. 0,5S 3000/5 Рег. № 26100-03 Фазы: А; В; С	-	Меркурий 234 ART-03 P Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	HPE Pro- Liant ML10 Gen9	Актив- ная	1,0	3,2
						Реактив- ная	2,1	5,5
19	РП-109 10 кВ, РУ- 10 кВ, 1 с. ш. 10 кВ, яч. 3	ТОЛ-10-И Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: АВС	Меркурий 234 ARTM-00 P.B.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11		Актив- ная	1,3	3,2
						Реактив- ная	2,5	5,5
20	РП-109 10 кВ, РУ- 10 кВ, 1 с. ш. 10 кВ, яч. 4	ТОЛ-10-И Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: АВС	Меркурий 234 ARTM-00 P.B.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11		Актив- ная	1,3	3,2
						Реактив- ная	2,5	5,5
21	РП-109 10 кВ, РУ- 10 кВ, 2 с. ш. 10 кВ, яч. 11	ТОЛ-10-И Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: АВС	Меркурий 234 ARTM-00 P.B.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11		Актив- ная	1,3	3,2
					Реактив- ная	2,5	5,5	
22	РП-109 10 кВ, РУ- 10 кВ, 3 с. ш. 10 кВ, яч. 18	ТОЛ-10-И Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: АВС	Меркурий 234 ARTM-00 P.B.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	Актив- ная	1,3	3,2	
					Реактив- ная	2,5	5,5	
23	РП-109 10 кВ, РУ- 10 кВ, 4 с. ш. 10 кВ, яч. 24	ТОЛ-10-И Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: АВС	Меркурий 234 ARTM-00 P.B.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	Актив- ная	1,3	3,2	
					Реактив- ная	2,5	5,5	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
24	РП-109 10 кВ, РУ-10 кВ, 4 с. ш. 10 кВ, яч. 25	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: АВС	Меркурий 234 ARTM-00 РВ.Р Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	HPE Pro- Liant ML10 Gen9	Актив- ная	1,3	3,2
						Реактив- ная	2,5	5,5
25	ТП-1183 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, гр.1	ТТИ-100 Кл.т. 0,5 2500/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	-	Меркурий 234 ARTM-03 РВ.Р Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11		Актив- ная	1,0	3,1
						Реактив- ная	2,1	5,4
26	ТП-1183 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, гр.1	ТШЛ-0,66 Кл.т. 0,5 2500/5 Рег. № 47957-11 Фазы: А; В; С	-	Меркурий 234 ARTM-03 РВ.Р Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11		Актив- ная	1,0	3,1
						Реактив- ная	2,1	5,4
27	ТП-1181 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, гр.1	ТТИ-100 Кл.т. 0,5 1250/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	-	Меркурий 234 ARTM-03 РВ.Р Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11		Актив- ная	1,0	3,1
					Реактив- ная	2,1	5,4	
28	ТП-1181 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, гр.1	ТТИ-100 Кл.т. 0,5 1250/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	-	Меркурий 234 ARTM-03 РВ.Р Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	Актив- ная	1,0	3,1	
					Реактив- ная	2,1	5,4	
29	ЭЩ-0,4 кВ кино- театра «УРАЛ», 1 СШ 0,4 кВ, ввод №1	Т-0,66 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	-	Меркурий 234 ART-03 Р Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	Актив- ная	1,0	3,1	
					Реактив- ная	2,1	5,4	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
30	ЭЩ-0,4 кВ кино-театра «УРАЛ», 2 СШ 0,4 кВ, ввод №2	Т-0,66 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	-	Меркурий 234 ART-03 Р Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	HPE Pro- Liant ML10 Gen9	Актив- ная	1,0	3,1
						Реактив- ная	2,1	5,4
31	ЭЩ-0,4 кВ кино-театра «УРАЛ», 3 СШ 0,4 кВ, ввод №3	Т-0,66 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	-	Меркурий 234 ART-03 Р Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	HPE Pro- Liant ML10 Gen9	Актив- ная	1,0	3,2
						Реактив- ная	2,1	5,5

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ ± 5 с.

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 ИК №№ 1-4, 17, 18, 31 для тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – для тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos \varphi = 0,8$ 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 сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 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
Количество ИК	31
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1-4, 17, 18, 31 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 1 до 120 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1-4, 17, 18, 31 для остальных ИК 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 -45 до +40 от +10 до +30 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 сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2 100000 1
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	170 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 счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

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

В комплект поставки входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТСН-12	18
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	20
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-1	16
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-100	9
Трансформаторы тока шинные	ТШЛ-0,66	3
Трансформаторы тока	Т-0,66	9
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-10	12
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛ-10	6
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	4
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 234	31
Сервер	HPE ProLiant ML10 Gen9	1
Методика поверки	МП ЭПР-192-2019	1
Паспорт-формуляр	ЭНСТ.411711.181.ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП ЭПР-192-2019 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «МСК Энерго» в части электроснабжения потребителей в г. Челябинск. Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 06.09.2019 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с нормативными документами на средства измерений, входящие в состав АИИС КУЭ;
- радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 46656-11);
- анализатор количества и показателей качества электрической энергии AR.5L (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 44131-10);
- вольтамперфазометр ПАРМА ВАФ®-А (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22029-10).

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «МСК Энерго» в части электроснабжения потребителей в г. Челябинск», свидетельство об аттестации № 221/RA.RU.312078/2019.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «МСК Энерго» в части электроснабжения потребителей в г. Челябинск

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 «Энергосистемы» (ООО «Энергосистемы»)
ИНН 3328498209

Адрес: 600028, г. Владимир, ул. Сурикова, д. 10 «А», помещение 10

Телефон (факс): (4922) 60-23-22

Web-сайт: ensys.su

E-mail: post@ensys.su

Испытательный центр

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

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

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Аттестат аккредитации ООО «ЭнергоПромРесурс» по проведению испытаний средств
измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312047 от 26.01.2017 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « ____ » _____ 2019 г.