

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Пензенской ТЭЦ-1

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Пензенской ТЭЦ-1 (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 сбора и базы данных (сервер) с программным обеспечением (ПО) «Пирамида 2000», устройство синхронизации времени, автоматизированные рабочие места (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.

Для ИК №№ 3, 4, 34-36, 51-54 цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи стандарта RS-485 через преобразователь интерфейса поступает в волоконно-оптическую линию связи (ВОЛС), далее через преобразователи интерфейса ВОЛС/RS-485 и RS-485/Ethernet сигнал поступает в локальную вычислительную сеть (ЛВС) на сервер.

Для ИК №№ 26-29 цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи стандарта RS-485 поступает на соответствующий модем, работающий в режиме пакетной передачи данных (GPRS) через Интернет, и по каналу связи поступает в ЛВС на сервер. При невозможности установить TCP/IP соединение с удаленным сервером через Интернет с использованием режима GPRS передача сигнала со счётчиков выполняется в режиме канальной передачи данных (CSD).

Для остальных ИК цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи стандарта RS-485 через преобразователь интерфейса RS-485/Ethernet поступает в ЛВС на сервер.

На сервере осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации (о результатах измерений и состоянии средств измерений), оформление отчетных документов. От сервера информация в виде xml-файлов формата 80020 поступает на АРМ филиала «Нижегородский» ПАО «Т Плюс» по каналу связи сети Internet.

Передача информации от сервера или АРМ филиала «Нижегородский» ПАО «Т Плюс» в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» Пензенское РДУ и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния 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, часы сервера, устройство синхронизации времени УСВ-2, синхронизирующее часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от ГЛОНАСС/GPS-приемника.

Сравнение показаний часов сервера с УСВ-2 осуществляется 1 раз в час. Корректировка часов сервера производится при расхождении с УСВ-2 на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется 1 раз в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков и часов 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) «Пирамида 2000». ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000». Метрологически значимая часть ПО «Пирамида 2000» указана в таблице 1. Уровень защиты ПО «Пирамида 2000» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000»

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измере- ний	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электро- энергии	Метрологические характери- стики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	Устройство синхрони- зации вре- мени			Границы до- пускаемой ос- новной отно- сительной по- грешности, (±δ) %	Границы до- пускаемой относитель- ной погреш- ности в рабо- чих условиях, (±δ) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Пензенская ТЭЦ-1, ТГ-4	ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 4000/5 Рег. № 1423-60 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-6 Кл.т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 3344-72 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-2 Рег. № 41681-10	HPE DL380 Gen10	Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,2
2	Пензенская ТЭЦ-1, ТГ-5	ТЛШ10 Кл.т. 0,5 5000/5 Рег. № 11077-89 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-72 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,2
3	Пензенская ТЭЦ-1, ТГ-7	ТШЛ20Б-1 Кл.т. 0,2 8000/5 Рег. № 4016-74 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-08 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,0	2,1
							Реак- тивная	1,8	3,5
4	Пензенская ТЭЦ-1, ТГ-8	ТШЛ20Б-1 Кл.т. 0,2 8000/5 Рег. № 4016-74 Фазы: А; С	ЗНОМ-15-63 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 1593-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Актив- ная	1,0	2,1
							Реак- тивная	1,8	4,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	Пензенская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, I СШ 110 кВ, яч. 0, ВЛ-110 кВ Пензенская ТЭЦ-1 - Маяк I цепь	ТВ-110/50 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 3190-72 Фазы: А; В; С	I СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: А; В; С II СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-2 Рег. № 41681-10	HPE DL380 Gen10	Актив- ная	1,1	3,2
									Реак- тивная
6	Пензенская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, II СШ 110 кВ, яч. 1, ВЛ-110 кВ Пензенская ТЭЦ-1 - Маяк II цепь	ТВ-110/50 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 3190-72 Фазы: А; В; С	II СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: А; В; С I СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,1	3,2
							Реак- тивная	2,2	5,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
7	Пензенская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, II СШ 110 кВ, яч. 2, ВЛ-110 кВ Пензенская ТЭЦ-1 - Пенза-1 II цепь	ТВ-110/50 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 3190-72 Фазы: А; В; С	II СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: А; В; С I СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-2 Рег. № 41681-10	HPE DL380 Gen10	Актив- ная	1,1	3,2
								Реак- тивная	2,2
8	Пензенская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, I СШ 110 кВ, яч. 5, ВЛ-110 кВ Пензенская ТЭЦ-1 - Пенза-1 I цепь	ТВ-110/50 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 3190-72 Фазы: А; В; С	I СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: А; В; С II СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,1	3,2
							Реак- тивная	2,2	5,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
9	Пензенская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, I СШ 110 кВ, яч. 8, ВЛ-110 кВ Пензенская ТЭЦ-1 - Селликса тяговая	ТВ-110/50 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 3190-72 Фазы: А; В; С	I СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: А; В; С II СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-2 Рег. № 41681-10	HPE DL380 Gen10	Актив- ная	1,1	3,2
									Реак- тивная
10	Пензенская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, II СШ 110 кВ, яч. 9, ВЛ-110 кВ Пензенская ТЭЦ-1 - Леонидовка тяговая с отпайкой на ПС Восточная	ТВ-110/50 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 3190-72 Фазы: А; В; С	II СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: А; В; С I СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,1	3,2
							Реак- тивная	2,2	5,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11	Пензенская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, I СШ 110 кВ, яч. 10, ВЛ-110 кВ Пензенская ТЭЦ-1 - ЗИФ	ТВ-110/50 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 3190-72 Фазы: А; В; С	I СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: А; В; С II СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-2 Рег. № 41681-10	НРЕ DL380 Gen10	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,2	3,2 5,1
12	Пензенская ТЭЦ-1, ОРУ-35 кВ, I СШ 35 кВ, яч. 3, КЛ-35 кВ Пензенская ТЭЦ-1 - Са-ранская II цепь	ТВ 35-IV Кл.т. 0,5 800/5 Рег. № 3198-89 Фазы: А; С	I СШ: НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС II СШ: НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	ПСЧ-4ТМ.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04			Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 5,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
13	Пензенская ТЭЦ-1, ОРУ-35 кВ, II СШ 35 кВ, яч. 7, ВЛ-35 кВ Пензенская ТЭЦ-1 - Радиозавод	ТВ 35-IV Кл.т. 0,5 800/5 Рег. № 3198-89 Фазы: А; С	II СШ: НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС I СШ: НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	ПСЧ-4ТМ.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04	УСВ-2 Рег. № 41681-10	НРЕ DL380 Gen10	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 5,2
14	Пензенская ТЭЦ-1, ОРУ-35 кВ, II СШ 35 кВ, яч. 5, КЛ-35 кВ Пензенская ТЭЦ-1 - Саранская I цепь	ТВ 35-IV Кл.т. 0,5 800/5 Рег. № 3198-89 Фазы: А; С	II СШ: НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС I СШ: НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	ПСЧ-4ТМ.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04			Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 5,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
15	Пензенская ТЭЦ-1, ОРУ-35 кВ, I СШ 35 кВ, яч. 9, ВЛ-35 кВ Пензенская ТЭЦ-1 - Компрессорный завод	ТВ 35-IV Кл.т. 0,5 800/5 Рег. № 3198-89 Фазы: А; С	I СШ: НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС II СШ: НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	ПСЧ-4ТМ.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04	УСВ-2 Рег. № 41681-10	HPE DL380 Gen10	Актив- ная	1,3	3,3
16	Пензенская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, I сек. II СШ 6 кВ, яч. 17, КЛ-6 кВ Город-I	ТЛП-10 Кл.т. 0,2S 1000/5 Рег. № 30709-05 Фазы: А; С	НОЛ.08-6УТ2 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3345-04 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,0	2,2
17	Пензенская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, II сек. II СШ 6 кВ, яч. 20, КЛ-6 кВ Город-II	ТЛП-10 Кл.т. 0,2S 1000/5 Рег. № 30709-05 Фазы: А; С	НОЛ.08-6УТ2 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3345-04 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,0	2,2
							Реак- тивная	2,5	5,2
							Реак- тивная	1,8	5,1
							Реак- тивная	1,8	5,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
18	Пензенская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, II сек. II СШ 6 кВ, яч. 18, КЛ-6 кВ Город-III	ТЛП-10 Кл.т. 0,2S 1500/5 Рег. № 30709-11 Фазы: А; С	НОЛ.08-6УТ2 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3345-04 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-2 Рег. № 41681-10	HPE DL380 Gen10	Актив- ная	1,0	2,2		
								Реак- тивная	1,8	5,1	
19	Пензенская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, I сек. II СШ 6 кВ, яч. 19, КЛ-6 кВ Шуист-I	ТЛП-10 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 30709-05 Фазы: А; С	НОЛ.08-6УТ2 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3345-04 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04					Актив- ная	1,0	2,2
									Реак- тивная	1,8	5,1
20	Пензенская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, II сек. II СШ 6 кВ, яч. 16, КЛ-6 кВ Шуист-II	ТЛП-10 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 30709-05 Фазы: А; С	НОЛ.08-6УТ2 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3345-04 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04					Актив- ная	1,0	2,2
							Реак- тивная	1,8	5,1		
21	Пензенская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, II сек. II СШ 6 кВ, яч. 26, КЛ-6 кВ КПД-I	ТЛП-10 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 30709-05 Фазы: А; С	НОЛ.08-6УТ2 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3345-04 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,0	2,2		
							Реак- тивная	1,8	5,1		
22	Пензенская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, I сек. II СШ 6 кВ, яч. 23, КЛ-6 кВ КПД-II	ТЛП-10 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 30709-05 Фазы: А; С	НОЛ.08-6УТ2 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3345-04 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,0	2,2		
							Реак- тивная	1,8	5,1		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
23	Пензенская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, I сек. II СШ 6 кВ, яч. 21, КЛ-6 кВ ГНС	ТЛП-10 Кл.т. 0,2S 400/5 Рег. № 30709-05 Фазы: А; С	НОЛ.08-6УТ2 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3345-04 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-2 Рег. № 41681-10	HPE DL380 Gen10	Актив- ная	1,0	2,2		
								Реак- тивная	1,8	4,0	
24	Пензенская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, II сек. II СШ 6 кВ, яч. 22, КЛ-6 кВ ВЭМ	ТЛП-10 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 30709-05 Фазы: А; С	НОЛ.08-6УТ2 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3345-04 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04					Актив- ная	1,0	2,2
									Реак- тивная	1,8	5,1
25	Пензенская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, II сек. II СШ 6 кВ, яч. 34, КЛ-6 кВ ЧП Орлов	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S 150/5 Рег. № 25433-03 Фазы: А; С	НОЛ.08-6УТ2 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3345-04 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04					Актив- ная	1,0	2,2
							Реак- тивная	1,8	5,1		
26	Пензенская ТЭЦ-1, РУ-0,4 кВ, Щит № 17, П-10, КЛ-0,4 кВ Литвинова поляна	ТШП 0,66 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 15173-06 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04			Актив- ная	1,0	3,2		
							Реак- тивная	2,1	5,1		
27	Пензенская ТЭЦ-1, РУ-0,4 кВ, РШк-204, гр. 2, КЛ-0,4 кВ ВЕЕ LINE	ТТИ-А Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 28139-07 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04			Актив- ная	1,0	3,2		
							Реак- тивная	2,1	5,1		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
28	Пензенская ТЭЦ-1, РУ-0,4 кВ, «РШ Потребителей», яч. 3, КЛ-0,4 кВ Здоровье	ТШП 0,66 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 15173-96 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04	УСВ-2 Рег. № 41681-10	HPE DL380 Gen10	Актив- ная	1,0	3,2	
								Реак- тивная	2,1	5,1
29	Пензенская ТЭЦ-1, РУ-0,4 кВ, «РШ Потребителей», яч. 1, КЛ-0,4 кВ Концепт	ТШП 0,66 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 15173-96 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04					Актив- ная	1,0
							Реак- тивная	2,1	5,1	
30	Пензенская ТЭЦ-1, РУ-0,4 кВ, Щит освещения П 10, КЛ-0,4 кВ Новочеркасская-5	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 36382-07 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04			Актив- ная	1,0	3,2	
							Реак- тивная	2,1	5,1	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
31	Пензенская ТЭЦ-1, ОРУ- 110 кВ, ОВ- 110 кВ	ТВ-110/50 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 3190-72 Фазы: А; В; С	<p>І СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: А; В; С</p> <p>ІІ СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: А; В; С</p>	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,1	3,2
					УСВ-2 Рег. № 41681-10	НРЕ DL380 Gen10	Реак- тивная	2,2	5,1
32	Трансформа- тор блока 5ГТ-110 кВ	ТВ-110/50 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 3190-72 Фазы: А; В; С	<p>І СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: А; В; С</p> <p>ІІ СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: А; В; С</p>	ПСЧ-4ТМ.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04			Актив- ная	1,1	3,2
							Реак- тивная	2,2	5,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
33	Трансформатор блока 6ГТ-110 кВ	ТВ-110/50 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 3190-72 Фазы: А; В; С	II СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: А; В; С I СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: А; В; С	ПСЧ-4ТМ.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04	УСВ-2 Рег. № 41681-10	HPE DL380 Gen10	Актив- ная	1,1	3,2
									Реак- тивная
34	Трансформатор блока 7ГТ-110 кВ	ТВ-110/50 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 3190-72 Фазы: А; В; С	I СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: А; В; С II СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: А; В; С	ПСЧ-4ТМ.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04			Актив- ная	1,1	3,2
							Реак- тивная	2,2	5,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
35	Трансформатор блока 8ГТ-110 кВ	ТВ-110/50 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 3190-72 Фазы: А; В; С	II СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: А; В; С I СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: А; В; С	ПСЧ-4ТМ.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04	УСВ-2 Рег. № 41681-10	HPE DL380 Gen10	Актив- ная	1,1	3,2
									Реак- тивная
36	Трансформатор 20Т-110 кВ	ТВТ Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 3634-89 Фазы: А; С	II СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: А; В; С I СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: А; В; С	ПСЧ-4ТМ.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04			Актив- ная	1,1	3,2
							Реак- тивная	2,2	5,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
37	Трансформатор Т1Т-35 кВ	ТВ 35-IV Кл.т. 1,0 600/5 Рег. № 3198-89 Фазы: А; С	<p>I СШ: НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС</p> <p>II СШ: НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС</p>	<p>ПСЧ-4ТМ.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04</p>	УСВ-2 Рег. № 41681-10	HPE DL380 Gen10	Актив- ная	1,9	5,7
							Реак- тивная	3,9	8,9
38	Трансформатор Т1Т-6 кВ	ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 1423-60 Фазы: А; С	<p>I секц. I СШ: НОЛ.08-6УТ2 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3345-04 Фазы: А; С</p>	<p>ПСЧ-4ТМ.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04</p>			Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
39	Трансформатор блока 5ГТ-35 кВ	ТВ 35-IV Кл.т. 0,5 1200/5 Рег. № 3198-89 Фазы: А; С	<p>I СШ: НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС</p> <p>II СШ: НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС</p>	<p>ПСЧ-4ТМ.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04</p>	УСВ-2 Рег. № 41681-10	HPE DL380 Gen10	Актив-ная	1,3	3,3
							Реак-тивная	2,5	5,2
40	Трансформатор блока 6ГТ-35 кВ	ТВ 35-IV Кл.т. 0,5 1200/5 Рег. № 3198-89 Фазы: А; С	<p>II СШ: НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС</p> <p>I СШ: НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС</p>	<p>ПСЧ-4ТМ.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04</p>			Актив-ная	1,3	3,3
							Реак-тивная	2,5	5,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
41	Трансформатор Т2Т-35 кВ	ТВ 35-IV Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 3198-89 Фазы: А; С	II СШ: НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС I СШ: НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	ПСЧ-4ТМ.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04	УСВ-2 Рег. № 41681-10	HPE DL380 Gen10	Актив- ная	1,3	3,3	
								Реак- тивная	2,5	5,2
42	Трансформатор Т2Т- 6 кВ	ТПШФ Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 519-50 Фазы: А; С	II секц. I СШ: НОЛ.08-6УТ2 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3345-04 Фазы: А; С	ПСЧ-4ТМ.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04					Актив- ная	1,3
							Реак- тивная	2,5	5,2	
43	Рабочее питание 4 секции	ТЛП-10 Кл.т. 0,2S 1000/5 Рег. № 30709-05 Фазы: А; С	II секц. I СШ: НОЛ.08-6УТ2 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3345-04 Фазы: А; С	ПСЧ-4ТМ.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04			Актив- ная	1,0	2,2	
							Реак- тивная	1,8	5,1	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
44	Линия резервного питания 1	ТПШФ Кл.т. 0,5 4000/5 Рег. № 519-50 Фазы: А; С	І секц. І СШ: НОЛ.08-6УТ2 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3345-04 Фазы: А; С	ПСЧ-4ТМ.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04	УСВ-2 Рег. № 41681-10	HPE DL380 Gen10	Актив- ная	1,3	3,3		
									Реак- тивная	2,5	5,2
45	Рабочее пита- ние 5 секции	ТЛП-10 Кл.т. 0,2S 750/5 Рег. № 30709-05 Фазы: А; С	І секц. І СШ: НОЛ.08-6УТ2 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3345-04 Фазы: А; С	ПСЧ-4ТМ.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04					Актив- ная	1,0	2,2
									Реак- тивная	1,8	5,1
46	Линия резервного питания 2	ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 4000/5 Рег. № 1423-60 Фазы: А; С	ІІ секц. І СШ: НОЛ.08-6УТ2 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3345-04 Фазы: А; С	ПСЧ-4ТМ.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04					Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,2		
47	Рабочее пита- ние 6 секции	ТЛП-10 Кл.т. 0,2S 750/5 Рег. № 30709-05 Фазы: А; С	ІІ секц. І СШ: НОЛ.08-6УТ2 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3345-04 Фазы: А; С	ПСЧ-4ТМ.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04			Актив- ная	1,0	2,2		
							Реак- тивная	1,8	5,1		
48	Рабочее пита- ние 7 секции	ТЛП-10 Кл.т. 0,2S 1000/5 Рег. № 30709-05 Фазы: А; С	І секц. І СШ: НОЛ.08-6УТ2 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3345-04 Фазы: А; С	ПСЧ-4ТМ.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04			Актив- ная	1,0	2,2		
							Реак- тивная	1,8	5,1		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
49	Рабочее питание 8 секции	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S 1500/5 Рег. № 25433-03 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04 Фазы: А; В; С	ПСЧ-4ТМ.05М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07			Актив- ная	1,0	2,2
							Реак- тивная	1,8	4,0
50	Рабочее питание 9 секции	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S 1500/5 Рег. № 25433-03 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04 Фазы: А; В; С	ПСЧ-4ТМ.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04			Актив- ная	1,0	2,2
							Реак- тивная	1,8	5,1
51	Рабочее питание 10 секции	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S 1500/5 Рег. № 25433-03 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04 Фазы: А; В; С	ПСЧ-4ТМ.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04	УСВ-2 Рег. № 41681-10	HPE DL380 Gen10	Актив- ная	1,0	2,2
							Реак- тивная	1,8	5,1
52	Рабочее питание 11 секции	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S 1500/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,0	2,2
							Реак- тивная	1,8	5,1
53	Шинопровод- А	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S 1500/5 Рег. № 25433-03 Фазы: А; С	НОМ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 159-49 Фазы: А; С	ПСЧ-4ТМ.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04			Актив- ная	1,0	2,2
							Реак- тивная	1,8	5,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
54	Шинопровод- Б	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S 1500/5 Рег. № 25433-03 Фазы: А; С	НОМ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 159-49 Фазы: А; С	ПСЧ-4ТМ.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04	УСВ-2 Рег. № 41681-10	НРЕ DL380 Gen10	Актив- ная Реак- тивная	1,0 1,8	2,2 5,1
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 для ИК №№ 16-25, 43, 45, 47-54 указана 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 устройства синхронизации времени на аналогичное утвержденного типа, а также 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
1	2
Количество ИК	54
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от $U_{ном}$</p> <p>ток, % от $I_{ном}$</p> <p>для ИК №№ 16-25, 43, 45, 47-54</p> <p>для остальных ИК</p> <p>коэффициент мощности $\cos\varphi$</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 95 до 105</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 5 до 120</p> <p>0,9</p> <p>от 49,8 до 50,2</p> <p>от +15 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от $U_{ном}$</p> <p>ток, % от $I_{ном}$</p> <p>для ИК №№ 16-25, 43, 45, 47-54</p> <p>для остальных ИК</p> <p>коэффициент мощности $\cos\varphi$</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С</p>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 5 до 120</p> <p>от 0,5 до 1,0</p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от -45 до +40</p> <p>от +10 до +35</p> <p>от +15 до +20</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03, ПСЧ-4ТМ.05:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для счетчиков типа ПСЧ-4ТМ.05М:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для УСВ-2:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для сервера:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>90000</p> <p>2</p> <p>165000</p> <p>2</p> <p>140000</p> <p>2</p> <p>35000</p> <p>2</p> <p>100000</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации:</p> <p>для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03, ПСЧ-4ТМ.05М, СЭТ-4ТМ.03М:</p> <p>тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее</p> <p>при отключении питания, лет, не менее</p>	<p>113</p> <p>40</p>

Продолжение таблицы 3

1	2
для счетчиков типа ПСЧ-4ТМ.05: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	56
при отключении питания, лет, не менее	40
для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике.
- журнал сервера:
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	ТПШЛ-10	6
Трансформаторы тока	ТЛШ10	2
Трансформаторы тока шинные	ТШЛ20Б-1	4
Трансформаторы тока	ТВ-110/50	36
Трансформаторы тока встроенные	ТВ 35-IV	16
Трансформаторы тока	ТЛП-10	26
Трансформаторы тока	ТЛО-10	14
Трансформаторы тока шинные	ТШП 0,66	9
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-А	3
Трансформаторы тока	Т-0,66	3
Трансформаторы тока встроенные	ТВТ	2
Трансформаторы тока	ТПШФ	4
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06-6	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06-10	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-15-63	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	2
Трансформаторы напряжения	НОЛ.08-6УТ2	8
Трансформаторы напряжения измерительные	ЗНОЛ.06-6	12
Трансформаторы напряжения	НОМ-6	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	21
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05	30
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	1
Сервер	HP DL380 Gen10	1
Методика поверки	МП ЭПР-109-2018	1
Паспорт-формуляр	ЭНСТ.411711.175.ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП ЭПР-109-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Пензенской ТЭЦ-1. Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 26.10.2018 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с нормативными документами на средства измерений, входящие в состав АИИС КУЭ;
- радиочасы МИР РС-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 46656-11);
- термогигрометр CENTER (мод.315) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22129-09);
- барометр-анероид метеорологический БАММ-1 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 5738-76);

- термометр стеклянный жидкостный вибростойкий авиационный ТП-6 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 257-49);
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28134-04);
- 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 Пензенской ТЭЦ-1», свидетельство об аттестации № 127/RA.RU.312078/2018.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Пензенской ТЭЦ-1

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: 143444, Московская обл., Красногорский район, г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57

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. « ____ » _____ 2018 г.