

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Томская генерация»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Томская генерация» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (далее - ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее - ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее - ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ 30206-94 и ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии по ГОСТ 26035-83 и ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 - 3.

2-й уровень - измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (далее - ИВКЭ), включающий в себя контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70 (далее - УСПД), каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК), который включает в себя ИВК энергообъектов Томская ГРЭС-2, Томская ТЭЦ-3 и ИВК Исполнительного аппарата Управления (далее - ИАУ) АО «Томская генерация». ИВК энергообъектов Томская ГРЭС-2, Томская ТЭЦ-3 и ИАУ АО «Томская генерация» включают в себя сервера на базе контроллеров многофункциональных «СИКОН С50» (далее - сервер) с установленным программным обеспечением (далее - ПО) «Пирамида 2000», устройства синхронизации системного времени на базе GPS-приемника типа УСВ-1 (далее - УСВ-1), автоматизированные рабочие места персонала (далее - АРМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Результаты измерений электроэнергии (W, кВт·ч, Q, квар·ч) передаются в целых числах и соотнесены с единым календарным временем.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным каналам связи поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление, отображение и передача накопленных данных на верхний уровень системы.

Связь между счётчиками и УСПД, УСПД и серверами энергообъектов (Томская ГРЭС-2 и Томская ТЭЦ-3) осуществляется по интерфейсам RS-485 и RS-232. Связь между серверами энергообъектов и сервером ИАУ АО «Томская генерация» осуществляется по сети Ethernet. Полный перечень информации, получаемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных электросчетчиков и уровнем доступа АРМ к серверам.

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

Данные по группам точек поставки в организации-участники ОРЭ и РРЭ, в том числе АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, передаются в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка с использованием ЭЦП субъекта рынка.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее - СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы внутренними таймерами устройств, входящими в систему (счетчиков, УСПД, серверов). Задача синхронизации времени решается использованием службы единого координированного времени UTC. Для его трансляции используется спутниковая система глобального позиционирования GPS. Синхронизация часов каждого сервера с единым координированным временем обеспечивается устройствами синхронизации времени типа УСВ-1 установленными на каждом из объектов. УСВ-1 синхронизируют собственное системное время к единому координированному времени по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемника. Сличение часов каждого сервера со временем в УСВ-1 осуществляется не реже, чем 1 раз в час, коррекция часов осуществляется при наличии расхождения. Сравнение показаний часов УСПД и серверов происходит с цикличностью не реже, чем один раз в сутки. Коррекция часов УСПД осуществляется при наличии расхождения показаний часов УСПД и серверов более чем ± 2 с. Сличение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД производится во время сеанса связи со счетчиками. Коррекция шкалы времени счетчиков осуществляется при наличии расхождения времени счетчиков с временем УСПД более чем ± 2 с.

Погрешность СОЕВ АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сут.

Журналы событий счетчиков, УСПД и серверов 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 ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят программные модули, указанные в таблице 1. ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000».

Таблица 1 - Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование модулей ПО:	CalcClients.dll
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
Идентификационное наименование модулей ПО:	CalcLeakage.dll
Цифровой идентификатор ПО	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
Идентификационное наименование модулей ПО:	CalcLosses.dll
Цифровой идентификатор ПО	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
Идентификационное наименование модулей ПО:	Metrology.dll
Цифровой идентификатор ПО	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Идентификационное наименование модулей ПО:	ParseBin.dll

Идентификационные признаки	Значение
Цифровой идентификатор ПО	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Идентификационное наименование модулей ПО:	ParseIEC.dll
Цифровой идентификатор ПО	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Идентификационное наименование модулей ПО:	ParseModbus.dll
Цифровой идентификатор ПО	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
Идентификационное наименование модулей ПО:	ParsePiramida.dll
Цифровой идентификатор ПО	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
Идентификационное наименование модулей ПО:	SynchroNSI.dll
Цифровой идентификатор ПО	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
Идентификационное наименование модулей ПО:	VerifyTime.dll
Цифровой идентификатор ПО	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3.0
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические характеристики измерительных каналов (далее-ИК) АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Состав измерительного канала						Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК			
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД	ИВК	УСВ		Основная погрешность, (±) %	Погрешность в рабочих условиях, (±) %		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11		
Томская ГРЭС-2												
1	Томская ГРЭС-2, ОРУ-110 кВ, 2СШ, яч.6, С1	ТФМ-110 Ктт= 500/5 Кл.т. 0,5 Рег.№ 16023-97	НКФ-110 Ктт= 110000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5 Рег.№ 14205-94	EPQS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 25971-03	СИКОН С70, Рег.№ 28822-05	СИКОН С50, Рег.№ 65197-16	УСВ-1, Рег. № 28716-05	Активная	1,4	3,5		
										Реактивная	2,2	5,4
2	Томская ГРЭС-2, ОРУ-110 кВ, 1СШ, яч.3, С2	ТФМ-110 Ктт= 500/5 Кл.т. 0,5 Рег.№ 16023-97	НКФ-110 Ктт= 110000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5 Рег.№ 14205-94	EPQS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 25971-03						Активная	1,4	3,5
										Реактивная	2,2	5,4
3	Томская ГРЭС-2, ОРУ-110 кВ, 2СШ, яч.2, С3	ТФМ-110 Ктт= 500/5 Кл.т. 0,5 Рег.№ 16023-97	НКФ-110 Ктт= 110000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5 Рег.№ 14205-94	EPQS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 25971-03			Активная	1,4	3,5			
							Реактивная	2,2	5,4			
4	Томская ГРЭС-2, ОРУ-110 кВ, 1СШ, яч.1, С4	ТФМ-110 Ктт= 500/5 Кл.т. 0,5 Рег.№ 16023-97	НКФ-110 Ктт= 110000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5 Рег.№ 14205-94	EPQS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 25971-03			Активная	1,4	3,5			
							Реактивная	2,2	5,4			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11			
5	Томская ГРЭС-2, ОРУ-35 кВ, 1СШ, яч.11, 3501	ТВ-35/25 Ктт= 600/5 Кл.т. 0,5 Рег.№ 3186-72	ЗНОМ-35-65 Ктт= 35000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5 Рег.№ 912-70	EPQS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 25971-03	СИКОН С70, Рег.№ 28822-05	СИКОН С50, Рег.№ 65197-16	УСВ-1, Рег. № 28716-05	Активная	1,4	3,5			
										Реактивная	2,2	5,4	
6	Томская ГРЭС-2, ОРУ-35 кВ, 1СШ, яч.13, 3503	ТВДМ-35 Ктт= 600/5 Кл.т. 0,5 Рег.№ 3642-73	ЗНОМ-35-65 Ктт= 35000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5 Рег.№ 912-70	EPQS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 25971-03							Активная	1,4	3,5
											Реактивная	2,2	5,4
7	Томская ГРЭС-2, ОРУ-35 кВ, 2СШ, яч.14, 3504	ТВ-35/25 Ктт= 600/5 Кл.т. 0,5 Рег.№ 3186-72	ЗНОМ-35-65 Ктт= 35000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5 Рег.№ 912-70	EPQS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 25971-03							Активная	1,4	3,5
											Реактивная	2,2	5,4
8	Томская ГРЭС-2, ОРУ-35, 1СШ, яч.4, 3505	ТВДМ-35 Ктт= 600/5 Кл.т. 0,5 Рег.№ 3642-73	ЗНОМ-35-65 Ктт= 35000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5 Рег.№ 912-70	EPQS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 25971-03				Активная	1,4	3,5			
								Реактивная	2,2	5,4			
9	Томская ГРЭС-2, ОРУ-35, 2СШ, яч.6, 3506	ТВДМ-35 Ктт= 600/5 Кл.т. 0,5 Рег.№ 3642-73	ЗНОМ-35-65 Ктт= 35000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5 Рег.№ 912-70	EPQS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 25971-03				Активная	1,4	3,5			
								Реактивная	2,2	5,4			
10	Томская ГРЭС-2, ОРУ-35 кВ, 2СШ, яч.10, 3508	ТВДМ-35 Ктт= 600/5 Кл.т. 0,5 Зав.№ 3642-73	ЗНОМ-35-65 Ктт= 35000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5 Рег.№ 912-70	EPQS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 25971-03				Активная	1,4	3,5			
								Реактивная	2,2	5,4			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11			
11	Томская ГРЭС-2, ОРУ-35 кВ, 2СШ, яч.2, 3512	ТВ-35/25 Ктт= 600/5 Кл.т. 0,5 Рег.№ 3186-72	ЗНОМ-35-65 Ктт= 35000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5 Рег.№ 912-70	EPQS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 25971-03	СИКОН С70, Рег.№ 28822-05	СИКОН С50, Рег.№ 65197-16	УСВ-1, Рег. № 28716-05	Активная	1,4	3,5			
										Реактивная	2,2	5,4	
12	Томская ГРЭС-2, ОРУ-35 кВ, 1СШ, яч.8, 35101	ТВ-35/25 Ктт= 600/5 Кл.т. 0,5 Рег.№ 3186-72	ЗНОМ-35-65 Ктт= 35000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5 Рег.№ 912-70	EPQS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 25971-03							Активная	1,4	3,5
											Реактивная	2,2	5,4
13	Томская ГРЭС-2, ОРУ-35 кВ, 2СШ, яч.9, 35102	ТВДМ-35 Ктт= 600/5 Кл.т. 0,5 Рег.№ 3642-73	ЗНОМ-35-65 Ктт= 35000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5 Рег.№ 912-70	EPQS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 25971-03							Активная	1,4	3,5
											Реактивная	2,2	5,4
14	Томская ГРЭС-2, ТГ-3, камера вы- водов ТГ-3	ТПШФ Ктт= 4000/5 Кл.т. 0,5 Рег.№ 519-50	НТМИ-10 Ктт= 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег.№ 831-69	EPQS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 25971-03				Активная	1,4	3,5			
								Реактивная	2,2	5,4			
15	Томская ГРЭС-2, ТГ-6, камера вы- водов ТГ-6	ТПШФ Ктт= 3000/5 Кл.т. 0,5 Рег.№ 519-50	НОМ-10 Ктт= 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег.№ 363-49	EPQS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 25971-06				Активная	1,4	3,5			
								Реактивная	2,1	5,8			
16	Томская ГРЭС-2, КРУ-6 кВ, 1СШ, яч.4, ф.631	ТЛО-10 Ктт= 150/5 Кл.т. 0,5S Рег.№ 25433-07	ЗНОЛ-06 Ктт= 6300/√3:100/√3 Кл.т. 0,5 Рег.№ 3344-08	EPQS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 25971-03				Активная	1,4	3,5			
								Реактивная	2,2	7,4			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11			
17	Томская ГРЭС-2, КРУ-6 кВ, 1СШ, яч.5, ф.633	ТЛО-10 Ктт= 300/5 Кл.т. 0,5S Рег.№ 25433-07	ЗНОЛ-06 Ктт= 6300/√3:100/√3 Кл.т. 0,5 Рег.№ 3344-08	EPQS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 25971-03	СИКОН С70, Рег.№ 28822-05	СИКОН С50, Рег.№ 65197-16	УСВ-1, Рег. № 28716-05	Активная	1,4	3,5			
										Реактивная	2,2	7,4	
18	Томская ГРЭС-2, КРУ-6 кВ, 1СШ, яч.6, ф.635	ТЛО-10 Ктт= 150/5 Кл.т. 0,5S Рег.№ 25433-08	ЗНОЛ-06 Ктт= 6300/√3:100/√3 Кл.т. 0,5 Рег.№ 3344-08	EPQS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 25971-03							Активная	1,4	3,5
											Реактивная	2,2	7,4
19	Томская ГРЭС-2, КРУ-6 кВ, 2СШ, яч.9, ф.630	ТЛО-10 Ктт= 150/5 Кл.т. 0,5S Рег.№ 25433-08	ЗНОЛ-06 Ктт= 6300/√3:100/√3 Кл.т. 0,5 Рег.№ 3344-08	EPQS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 25971-03							Активная	1,4	3,5
											Реактивная	2,2	7,4
20	Томская ГРЭС-2, КРУ-6 кВ, 2СШ, яч.7, ф.634	ТЛО-10 Ктт= 300/5 Кл.т. 0,5S Рег.№ 25433-08	ЗНОЛ-06 Ктт= 6300/√3:100/√3 Кл.т. 0,5 Рег.№ 3344-08	EPQS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 25971-03							Активная	1,4	3,5
								Реактивная	2,2	7,4			
21	Томская ГРЭС-2, ГРУ-10 кВ, 1СШ, яч.11, ф.1011	ТЛП-10 Ктт= 400/5 Кл.т. 0,2S Рег.№ 30709-08	НАМИ-10 Ктт= 10000/100 Кл.т. 0,2 Рег.№ 11094-87	EPQS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 25971-03				Активная	0,9	2,4			
								Реактивная	1,5	6,2			
22	Томская ГРЭС-2, ГРУ-10 кВ, 1СШ, яч.1, ф.1001	ТЛП-10 Ктт= 600/5 Кл.т. 0,2S Рег.№ 30709-08	НАМИ-10 Ктт= 10000/100 Кл.т. 0,2 Рег.№ 11094-87	EPQS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 25971-03				Активная	0,9	2,4			
								Реактивная	1,5	6,2			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11			
23	Томская ГРЭС-2, ГРУ-10 кВ, 2СШ, яч.41, ф.1007	ТЛП-10 Ктт= 400/5 Кл.т. 0,2S Рег.№ 30709-08	НАМИ-10 Ктт= 10000/100 Кл.т. 0,2 Рег.№ 11094-87	EPQS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 25971-06	СИКОН С70, Рег.№ 28822-05	СИКОН С50, Рег.№ 65197-16	УСВ-1, Рег. № 28716-05	Активная	0,9	2,4			
										Реактивная	1,4	4,2	
24	Томская ГРЭС-2, ГРУ-10 кВ, 1СШ, яч.9, ф.1009	ТЛП-10 Ктт= 400/5 Кл.т. 0,2S Рег.№ 30709-08	НАМИ-10 Ктт= 10000/100 Кл.т. 0,2 Рег.№ 11094-87	EPQS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 25971-03							Активная	0,9	2,4
											Реактивная	1,5	6,2
25	Томская ГРЭС-2, ГРУ-10 кВ, 1СШ, яч.13, ф.1013	ТЛП-10 Ктт= 400/5 Кл.т. 0,2S Рег.№ 30709-08	НАМИ-10 Ктт= 10000/100 Кл.т. 0,2 Рег.№ 11094-87	EPQS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 25971-03							Активная	0,9	2,4
											Реактивная	1,5	6,2
26	Томская ГРЭС-2, ГРУ-10 кВ, 2СШ, яч.27, ф.1027	ТЛП-10 Ктт= 400/5 Кл.т. 0,2S Рег.№ 30709-08	НАМИ-10 Ктт= 10000/100 Кл.т. 0,2 Рег.№ 11094-87	EPQS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 25971-03							Активная	0,9	2,4
											Реактивная	1,5	6,2
27	Томская ГРЭС-2, ГРУ-10 кВ, 2СШ, яч.33, ф.1033	ТЛП-10 Ктт= 1000/5 Кл.т. 0,2S Рег.№ 30709-08	НАМИ-10 Ктт= 10000/100 Кл.т. 0,2 Рег.№ 11094-87	EPQS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 25971-06				Активная	0,9	2,4			
								Реактивная	1,4	4,2			
28	Томская ГРЭС-2, ГРУ-10 кВ, 1СШ, яч.10, ф.1039	ТЛП-10 Ктт= 800/5 Кл.т. 0,2S Рег.№ 30709-08	НАМИ-10 Ктт= 10000/100 Кл.т. 0,2 Рег.№ 11094-87	EPQS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 25971-03				Активная	0,9	2,4			
								Реактивная	1,5	6,2			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11			
29	Томская ГРЭС-2, ГРУ-10 кВ, 1СШ, яч.7, ф.1041	ТЛП-10 Ктт= 600/5 Кл.т. 0,2S Рег.№ 30709-08	НАМИ-10 Ктт= 10000/100 Кл.т. 0,2 Рег.№ 11094-87	EPQS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 25971-03	СИКОН С70, Рег.№ 28822-05	СИКОН С50, Рег.№ 65197-16	УСВ-1, Рег. № 28716-05	Активная	0,9	2,4			
										Реактивная	1,5	6,2	
30	Томская ГРЭС-2, ГРУ-10 кВ, 2СШ, яч.39, ф.1010	ТЛП-10 Ктт= 600/5 Кл.т. 0,2S Рег.№ 30709-08	НАМИ-10 Ктт= 10000/100 Кл.т. 0,2 Рег.№ 11094-87	EPQS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 25971-03							Активная	0,9	2,4
											Реактивная	1,5	6,2
31	Томская ГРЭС-2, ГРУ-10 кВ, 1СШ, яч.12, ф.1012	ТЛП-10 Ктт= 400/5 Кл.т. 0,2S Рег.№ 30709-08	НАМИ-10 Ктт= 10000/100 Кл.т. 0,2 Рег.№ 11094-87	EPQS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 25971-03							Активная	0,9	2,4
											Реактивная	1,5	6,2
32	Томская ГРЭС-2, ГРУ-10 кВ, 1СШ, яч.14, ф.1014	ТЛП-10 Ктт= 400/5 Кл.т. 0,2S Рег.№ 30709-08	НАМИ-10 Ктт= 10000/100 Кл.т. 0,2 Рег.№ 11094-87	EPQS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 25971-03							Активная	0,9	2,4
								Реактивная	1,5	6,2			
33	Томская ГРЭС-2, ГРУ-10 кВ, 1СШ, яч.16, ф.1016	ТЛП-10 Ктт= 400/5 Кл.т. 0,2S Рег.№ 30709-08	НАМИ-10 Ктт= 10000/100 Кл.т. 0,2 Рег.№ 11094-87	EPQS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 25971-03				Активная	0,9	2,4			
								Реактивная	1,5	6,2			
34	Томская ГРЭС-2, ГРУ-10 кВ, 2СШ, яч.20, ф.1020	ТЛП-10 Ктт= 600/5 Кл.т. 0,2S Рег.№ 30709-08	НАМИ-10 Ктт= 10000/100 Кл.т. 0,2 Рег.№ 11094-87	EPQS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 25971-03				Активная	0,9	2,4			
								Реактивная	1,5	6,2			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11			
35	Томская ГРЭС-2, ГРУ-10 кВ, 2СШ, яч.26, ф.1026	ТЛП-10 Ктт= 400/5 Кл.т. 0,2S Рег.№ 30709-08	НАМИ-10 Ктт= 10000/100 Кл.т. 0,2 Рег.№ 11094-87	EPQS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 25971-03	СИКОН С70, Рег.№ 28822-05	СИКОН С50, Рег.№ 65197-16	УСВ-1, Рег. № 28716-05	Активная	0,9	2,4			
										Реактивная	1,5	6,2	
36	Томская ГРЭС-2, ГРУ-10 кВ, 2СШ, яч.38, ф.1038	ТЛП-10 Ктт= 600/5 Кл.т. 0,2S Рег.№ 30709-08	НАМИ-10 Ктт= 10000/100 Кл.т. 0,2 Рег.№ 11094-87	EPQS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 25971-03							Активная	0,9	2,4
											Реактивная	1,5	6,2
37	Томская ГРЭС-2, ГРУ-10 кВ, 2СШ,яч.40, ф.1040	ТЛП-10 Ктт= 600/5 Кл.т. 0,2S Рег.№ 30709-08	НАМИ-10 Ктт= 10000/100 Кл.т. 0,2 Рег.№ 11094-87	EPQS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 25971-03							Активная	0,9	2,4
											Реактивная	1,5	6,2
38	Томская ГРЭС-2, ТГ-5, камера выво- дов ТГ-5	ТПШФ Ктт= 4000/5 Кл.т. 0,5 Рег.№ 519-50	НТМИ-10 Ктт= 10000/100 Кл.т. 0,5 Рег.№ 831-69	EPQS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 25971-03				Активная	1,4	3,5			
								Реактивная	2,2	5,4			
39	Томская ГРЭС-2, ТГ-7, камера выво- дов ТГ-7	ТЛШ-10 Ктт= 5000/5 Кл.т. 0,5 Рег.№ 11077-07	ЗНОЛ-06 Ктт= 10000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5 Рег.№ 3344-08	EPQS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 25971-06				Активная	1,1	2,5			
								Реактивная	1,6	4,3			
40	Томская ГРЭС-2, ТГ-8, на токопро- воде. в нуле ТГ-8	ТШЛ-20 Ктт= 8000/5 Кл.т. 0,5 Рег.№ 8771-00	ЗНОЛ-06 Ктт= 11000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5 Рег.№ 3344-72	EPQS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 25971-03				Активная	1,4	3,5			
								Реактивная	2,2	5,4			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
41	Томская ГРЭС-2, ТГ-2, комплект то- копроводов ТГ-2	ТШЛ-10 Ктт= 5000/5 Кл.т. 0,2S Рег.№ 3972-03	ЗНОЛП Ктт= 10500/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег.№ 23544-07	EPQS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 25971-06	СИКОН С70, Рег.№ 28822-05	СИКОН С50, Рег.№ 65197-16	УСВ-1, Рег. № 28716-05	Активная Реактивная	1,1 1,6	2,5 4,3
Томская ТЭЦ-3										
42	Томская ТЭЦ-3, ТГ-1, камера ввода ТГ-1	ТШ-20 Ктт= 8000/5 Кл.т. 0,2 Рег.№ 8771-82	ЗНОМ-20-63 Ктт= 18000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег.№ 1593-62	EPQS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 25971-03	СИКОН С70, Рег.№ 28822-05	СИКОН С50, Рег.№ 65197-16	УСВ-1, Рег. № 28716-05	Активная Реактивная	1,1 1,8	2,5 3,8
43	Томская ТЭЦ-3, ОРУ 220 кВ, 1СШ, яч.10,Т-210	ТВ-220-1 Ктт= 1000/1 Кл.т. 0,5 Рег.№ 3191-72	НКФ-220-58 Ктт= 220000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег.№ 14626-00	EPQS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 25971-03				Активная Реактивная	1,4 2,2	3,5 5,4
44	Томская ТЭЦ-3, ОРУ 220 кВ, 2СШ, яч.8,Т-211	ТВ-220-1 Ктт= 1000/1 Кл.т. 0,5 Рег.№ 3191-72	НКФ-220-58 Ктт= 220000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег.№ 14626-00	EPQS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 25971-03				Активная Реактивная	1,4 2,2	3,5 5,4
45	Томская ТЭЦ-3, ОРУ 220 кВ, 1СШ, яч.6,Т-212	ТВ-220-1 Ктт= 1000/1 Кл.т. 0,5 Рег.№ 3191-72	НКФ-220-58 Ктт= 220000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег.№ 14626-00	EPQS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 25971-03				Активная Реактивная	1,4 2,2	3,5 5,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11			
46	Томская ТЭЦ-3, ОРУ 220 кВ, 1СШ, яч.7,ОВ-220	ТВ-220-1 Ктт= 1000/1 Кл.т. 0,5 Рег.№ 3191-72	НКФ-220-58 Ктт= 220000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5 Рег.№ 14626-00	EPQS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 25971-03	СИКОН С70, Рег.№ 28822-05	СИКОН С50, Рег.№ 65197-16	УСВ-1, Рег. № 28716-05	Активная	1,4	3,5			
										Реактивная	2,2	5,4	
47	Томская ТЭЦ-3, ОРУ 110 кВ, 1СШ, яч.6,С-131	ТФЗМ-110Б-1У1 Ктт= 400/5 Кл.т. 0,5 Рег.№ 2793-88	НКФ-110 Ктт= 110000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5 Рег.№ 14205-94	EPQS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 25971-03							Активная	1,4	3,5
											Реактивная	2,2	5,4
48	Томская ТЭЦ-3, ОРУ 110 кВ, 2СШ, яч.8,С-132	ТФЗМ-110Б-1У1 Ктт= 300/5 Кл.т. 0,5 Рег.№ 2793-88	НКФ-110 Ктт= 110000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5 Рег.№ 14205-94	EPQS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 25971-03							Активная	1,4	3,5
								Реактивная	2,2	5,4			
49	Томская ТЭЦ-3, ОРУ 110 кВ, 1СШ, яч.4,С-134	ТФЗМ-110Б-1У1 Ктт= 400/5 Кл.т. 0,5 Рег.№ 2793-88	НКФ-110 Ктт= 110000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5 Рег.№ 14205-94	EPQS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 25971-03				Активная	1,4	3,5			
								Реактивная	2,2	5,4			
50	Томская ТЭЦ-3, ОРУ 110 кВ, 2СШ, яч.2,С-135	ТФЗМ-110Б-1У1 Ктт= 400/5 Кл.т. 0,5 Рег.№ 2793-88	НКФ-110 Ктт= 110000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5 Рег.№ 14205-94	EPQS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 25971-03				Активная	1,4	3,5			
								Реактивная	2,2	5,4			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
51	Томская ТЭЦ-3, ОРУ 110 кВ, 1СШ, яч.5, ОВ-110	ТФЗМ-110Б- 1У1 К _{тт} = 800/5 Кл.т. 0,5 Рег.№ 2793-88	НКФ-110 К _{тт} = 110000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5 Рег.№ 14205-94	EPQS Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 25971-03	СИКОН С70, Рег.№ 28822-05	СИКОН С50, Рег.№ 65197-16	УСВ-1, Рег. № 28716-05	Активная Реактивная	1,4 2,2	3,5 5,4

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой);
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
3. Допускается замена измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков, УСПД, серверов, УСВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками такими же, как у перечисленных в таблице 2. Замена оформляется актом в установленном собственником порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ, как его неотъемлемая часть;
4. В Таблице 2 в графах 10 и 11, приведены границы погрешности результата измерений посредством ИК при доверительной вероятности $P=0,95$, $\cos\varphi=0,8$ ($\sin\varphi=0,6$); токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий и при $\cos\varphi=0,8$ ($\sin\varphi=0,6$); токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ для рабочих условий, температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от 0 до плюс 30 °С.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	51
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ <p>- коэффициент мощности</p> <p>- температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 98 до 102</p> <p>от 100 до 120</p> <p>0,9</p> <p>от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos j$ ($\sin j$) - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С - температура окружающей среды в месте расположения серверов, °С 	<p>от 90 до 110</p> <p>от 2 до 120</p> <p>от 0,5_{инд.} до 0,8_{емк}</p> <p>от -40 до +40</p> <p>от -35 до +55</p> <p>от -10 до +50</p> <p>от -10 до +35</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Электросчетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>УСВ-1:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>сервера:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч 	<p>70000</p> <p>2</p> <p>70000</p> <p>2</p> <p>35000</p> <p>2</p> <p>100000</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Электросчетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее <p>сервера:</p> <ul style="list-style-type: none"> - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее 	<p>45</p> <p>10</p> <p>45</p> <p>5</p> <p>3,5</p>

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания УСПД и серверов 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 коммутируемого канала.

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервера (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы паспорта-формуляра на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Томская генерация» типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТФМ-110	12 шт.
Трансформатор тока	ТВ-35/25	12 шт.
Трансформатор тока	ТВДМ-35	15 шт.
Трансформатор тока	ТПШФ	6 шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	15 шт.
Трансформатор тока	ТЛП-10	34 шт.
Трансформатор тока	ТЛШ-10	3 шт.
Трансформатор тока	ТШЛ-20	2 шт.
Трансформатор тока	ТШ-20	2 шт.
Трансформатор тока	ТВ-220-1	12 шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ-110Б-1У1	15 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-110	12 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	6 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-10	2 шт.
Трансформатор напряжения	НОМ-10	2 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-06	9 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	2 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП	3 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-20-63	3 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58	6 шт.
Счетчик электрической энергии	EPQS	51 шт.
Сервер с ПО «Пирамида 2000»	СИКОН С50	3 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-1	3 шт.
УСПД	СИКОН С70	9 шт.
Методика поверки	МП 4222-02-3329074523- 2017	1 экз.
Паспорт - формуляр	АСВЭ 162.00.00 ФО	1 экз

Поверка

осуществляется по документу МП 4222-02-3329074523- 2017 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Томская генерация». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Самарский ЦСМ» 20 октября 2017 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока - в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения - в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- по МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- счётчики электрической энергии многофункциональные EPQS - по РМ-1039597-26:2002 «Счетчики многофункциональные электрической энергии EPQS», утвержденной Государственной метрологической службой Литовской Республики в 2002 г.;
- СИКОН С70 - в соответствии с документом «Контроллеры сетевые индустриальные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в 2005 г.;

- «СИКОН С50» - осуществляется по документу РТ-МП-3371-441-2016 «ГСИ. Контроллеры многофункциональные «СИКОН С70» Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» от 01.7.2016 г.;

- УСВ-1 - Поверка производится соответствии документом «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ 221.00.000МП», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 15.12.04 г.;

- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 27008-04;

- термогигрометр CENTER 314 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22129-04);

- барометр-анероид метеорологический БАММ-1 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 5738-76);

- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28134-04);

- мультиметр «Ресурс-ПЭ-5» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 33750-07).

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде оттиска и (или) наклейки со штрих-кодом и заверяется подписью поверителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АО «Томская генерация» МВИ 4222-02-3329074523-2017, аттестованной в соответствии с требованиями Приказа Минпромторга РФ от 15.12.2015 г № 4091 ФБУ «Самарский ЦСМ» 03.09.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Томская генерация»

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

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

Изготовитель

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

ИНН 3329074523

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

Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д.15

Телефон: 8 (4922) 60-43-42

E-mail: info@autosysen.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон: +7 (846) 336-08-27

Факс: +7 (846) 336-15-54

E-mail: referent@samaragost.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU 311281 от 16.11.2015 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2017 г.