

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Казаньоргсинтез» с Изменением № 1

Назначение средства измерений

Настоящее описание типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ОАО «Казаньоргсинтез» с Изменением № 1 (далее – АИИС КУЭ) является дополнением к описанию типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ОАО «Казаньоргсинтез», свидетельство об утверждении типа RU.E.34.010.A № 40470, регистрационный № 44927-10, и включает в себя описание 6 дополнительных измерительных каналов, соответствующих точкам измерений, приведенным в таблице 2.

АИИС КУЭ ОАО «Казаньоргсинтез» с Изменением № 1 предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения 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:

Измерительные каналы (далее – ИК) № 13-14 состоят из трех уровней:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по 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 - 4.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) СИКОН С70 Госреестр № 28822-05, технические средства приема-передачи данных, каналы связи, для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), программное обеспечение (далее – ПО) «Пирамида», устройство синхронизации системного времени (УССВ) УСВ-2 Госреестр № 41681-09, а так же совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

ИК № 15-16, 21, 24 состоят из двух уровней:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по 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 - 4.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), программное обеспечение (далее – ПО) «Пирамида», устройство синхронизации системного времени (УССВ) УСВ-2 Госреестр № 41681-09, а так же совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

зующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

Первичные фазные 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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК № 13-14 посредством линий связи RS – 485 поступает в УСПД СИКОН С70, где производится сбор, хранение результатов измерений и далее по локальной вычислительной сети предприятия результаты измерений передаются на сервер БД.

Цифровой сигнал с выходов счетчика для ИК № 15-16, 21, 24 по линиям связи поступает на входы сервера баз данных, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации-участники оптового рынка электрической энергии и мощности (ОАО «АТС», ОАО «Генерирующая компания», ОАО «ТГК-16», ОАО «Татэнергосбыт» (по согласованию), ОАО «КАЗАНЬОРГСИНТЕЗ», филиал ОАО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента) через каналы связи.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Казаньоргсинтез» с Изменением № 1, свидетельство об утверждении типа RU.E.34.004.A № 55977 от 08.07.2014 г., регистрационный № 44927-14 взаимодействует посредством информационного обмена по электронной почте с системой автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ ОАО «ТГК-16», свидетельство об утверждении типа RU.E.34.004.A № 40893 от 01.11.2010 г., регистрационный № 45275-10 и с системой автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии Филиала ОАО «ТГК-16» - «Казанская ТЭЦ-3» (вторая очередь), свидетельство об утверждении типа RU.E.34.007.A № 58450 от 24.04.2015 г., регистрационный № 60384-15. Полученные данные от сервера АИИС КУЭ ОАО «ТГК-16», в формате xml, импортируются в БД АИИС КУЭ ОАО «Казаньоргсинтез»

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы (счетчиков и ИВК). АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени на основе УСВ-2, подключенным к серверу БД, синхронизирующих собственное время по сигналам времени, получаемым от GPS/GLONASS-приемника. Ход часов УСВ-2 не более $\pm 0,1$ с.

Сличение времени УСПД со временем сервера БД происходит при каждом обращении к серверу, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени осуществляется при расхождении времени сервера с временем УСПД на величину более ± 2 с.

Сличение времени счетчиков с временем УСПД происходит при каждом обращении к счётчику, но не реже 1 раза в 30 минут. Корректировка времени осуществляется при расхождении времени счётчиков с временем УСПД на величину более ± 1 с.

Сличение времени счетчиков на подстанциях не оборудованных УСПД со временем СБД происходит при каждом обращении к счётчику, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка

времени осуществляется при расхождении времени счётчиков с временем сервера БД на величину более ± 2 с.

Передача данных осуществляется по каналам связи со скоростью не менее 9600 бит/с, следовательно, время задержки составляет меньше 0,2 с.

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и сервера БД отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректровке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ОАО «Казаньоргсинтез» с Изменением № 1 используется ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО «Пирамида 2000».

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

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
Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета	CalcClients.dll	3	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	MD5
Модуль расчета небаланса энергии/мощности	CalcLeakage.dll	3	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	MD5
Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах	CalcLosses.dll	3	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	MD5
Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений	Metrology.dll	3	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе	ParseBin.dll	3	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	ParseIEC.dll	3	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	ParseModbus.dll	3	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	MD5

Окончание таблицы 1

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
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	ParsePiramida.dll	3	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	MD5
Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации	SynchroNSI.dll	3	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	MD5
Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени	VerifyTime.dll	3	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	MD5

Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида», включающие в себя ПО «Пирамида 2000», внесены в Госреестр № 21906-11. ПО «Пирамида 2000» аттестовано на соответствие требованиям нормативной документации, свидетельство об аттестации № АПО-209-15 от 26 октября 2011 года, выданное ФГУП «ВНИИМС».

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых электросчетчиков и измерительных трансформаторов.

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ - метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблицах 2-4

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта	Состав измерительного канала					Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД	Сервер	
1	2	3	4	5	6	7	8
13	ОП ООО «Камский завод полимерных материалов»; ЦРП-1 (110/6 кВ), РУ-6кВ, I с.ш., яч.13	ТОЛ-10-I-8 У2 Кл. т. 0,5S 300/5 Зав. № 527 Зав. № 24583	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 6000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Зав. № 3904 Зав. № 4180 Зав. № 4301	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0808101886	СИКОН С70 Зав. № 05277	Intel Corp. DPP3510J	Активная Реактивная
14	ОП ООО «Камский завод полимерных материалов»; ЦРП-1 (110/6 кВ), РУ-6кВ, IV с.ш., яч.36	ТОЛ-10-I-8 У2 Кл. т. 0,5S 300/5 Зав. № 526 Зав. № 529	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 6000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Зав. № 4304 Зав. № 3387 Зав. № 4356	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0808100058	СИКОН С70 Зав. № 05277	Intel Corp. DPP3510J	Активная Реактивная
15	ООО «МХ»; РП-74 (10 кВ), РУ-10кВ, I с.ш., яч.3	ТЛК-10-5 У3 Кл. т. 0,5S 600/5 Зав. № 3100120000003 Зав. № 3100120000005 Зав. № 3317120000004	НТМИ-10-66 У3 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 3289	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0810091810	-	Intel Corp. DPP3510J	Активная Реактивная

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
16	ООО «МХ»; РП-74 (10 кВ), РУ-10кВ, II с.ш., яч.16	ТЛК-10-5 У3 Кл. т. 0,5S 600/5 Зав. № 3317120000001 Зав. № 3100120000001 Зав. № 3317120000002	НТМИ-10-66 У3 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 1251	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0810090921	-	Intel Corp. DPP3510J	Активная Реактивная
21	ОАО КСУ «Термостепс»; КТП-15А (6/0,4 кВ), РУ-0,4 кВ, I с.ш., ЩО- 70, АВ №1, ЩУ	Т-0,66 М У3 Кл. т. 0,5 100/5 Зав. № 352623 Зав. № 349020 Зав. № 342158	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0812093491	-	Intel Corp. DPP3510J	Активная Реактивная
24	МУП «Водоканал»; КТП-15А (6/0,4 кВ), РУ-0,4 кВ, I с.ш., ЩО-70, АВ №4, ЩУ	Т-0,66 М У3 Кл. т. 0,5S 150/5 Зав. № 360525 Зав. № 360519 Зав. № 360522	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0812095754	-	Intel Corp. DPP3510J	Активная Реактивная

Таблица 3 - Метрологические характеристики измерительных каналов (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Основная погрешность, ($\pm d$), %			Погрешность в рабочих условиях, ($\pm d$), %		
		$\cos j = 0,9$	$\cos j = 0,8$	$\cos j = 0,5$	$\cos j = 0,9$	$\cos j = 0,8$	$\cos j = 0,5$
1	2	3	4	5	6	7	8
13-16 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	1,2	1,4	2,3	1,8	1,9	2,7
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,2	1,4	2,3	1,8	1,9	2,7
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	1,5	1,8	3,2	2,0	2,2	3,5
	$0,01(0,02) I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	2,3	2,8	4,9	2,7	3,1	5,1
21 (ТТ 0,5; ТН –; Сч 0,5S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	1,0	1,2	1,9	1,6	1,8	2,4
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,3	1,5	2,8	1,8	2,0	3,1
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	2,3	2,9	5,4	2,7	3,2	5,6
	$0,01(0,02) I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	-	-	-	-	-	-
24 (ТТ 0,5S; ТН –; Сч 0,5S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	1,0	1,2	1,9	1,6	1,8	2,4
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,0	1,2	1,9	1,6	1,8	2,4
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	1,3	1,6	2,9	1,9	2,1	3,2
	$0,01(0,02) I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	2,2	2,7	4,8	2,6	3,0	5,0

Таблица 4 - Метрологические характеристики измерительных каналов (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Основная погрешность, ($\pm d$), %			Погрешность в рабочих условиях, ($\pm d$), %		
		$\cos j = 0,9$	$\cos j = 0,8$	$\cos j = 0,5$	$\cos j = 0,9$	$\cos j = 0,8$	$\cos j = 0,5$
1	2	3	4	5	6	7	8
13-16 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 1,0)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	2,8	2,1	1,6	4,3	3,8	3,4
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,8	2,1	1,6	4,3	3,8	3,4
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	3,8	2,8	1,9	5,0	4,2	3,4
	$0,01(0,02) I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	5,9	4,2	2,8	6,7	5,2	4,1
21 (ТТ 0,5; ТН –; Сч 1,0)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	2,4	1,8	1,4	4,0	3,7	3,4
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	3,3	2,4	1,7	4,6	4,0	3,4
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	6,4	4,5	2,7	7,2	5,5	3,4
	$0,01(0,02) I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	-	-	-	-	-	-
24 (ТТ 0,5S; ТН –; Сч 1,0)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	2,4	1,8	1,4	4,0	3,7	3,4
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,4	1,8	1,4	4,0	3,7	3,4
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	3,5	2,6	1,8	4,8	4,1	3,4
	$0,01(0,02) I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	5,7	4,1	2,7	6,5	5,1	4,1

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. Нормальные условия эксплуатации:

– параметры сети:

– диапазон напряжения (0,9 – 1,1) $U_{ном}$;

– диапазон силы тока (0,01 – 1,2) $I_{ном}$,

– частота (50±0,2) Гц;

– коэффициент мощности $\cos \varphi = 0,9$ инд.;

– температура окружающей среды:

– ТТ и ТН от минус 45 °С до плюс 40 °С;

– УСПД СИКОН С70 от плюс 5 до плюс 35 °С;

– счетчиков от плюс 21 до плюс 25 °С;

– сервера БД от плюс 10 °С до плюс 30 °С;

– магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

4. Рабочие условия эксплуатации:

– для ТТ и ТН:

– параметры сети:

– диапазон первичного напряжения (0,9 – 1,1) $U_{н1}$;

– диапазон силы первичного тока - (0,01 – 1,2) $I_{н1}$;

– коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5);

– частота - (50 ± 0,2) Гц;

– температура окружающего воздуха от минус 45 °С до плюс 40 °С.

– для счетчиков электроэнергии:

– параметры сети:

– диапазон вторичного напряжения (0,9 – 1,1) $U_{н2}$;

– диапазон силы вторичного тока (0,01 – 1,2) $I_{н2}$;

– коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) - 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5);

– частота - (50 ± 0,4) Гц;

– температура окружающего воздуха от плюс 15 °С до плюс 35 °С;

– магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,5 мТл.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,9; 0,8; 0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 °С до плюс 35 °С.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2, УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном в ОАО «Казаньоргсинтез» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

– счётчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее $T = 165\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

– УСВ-2 – среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

- УСПД СИКОН С70 – среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- сервер БД – среднее время наработки на отказ не менее $T = 40\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 0,25$ ч.

Надежность системных решений:

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

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;
- журнал сервера БД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
 - 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 БД;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - УСПД;
 - сервера БД.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерений 3 мин, 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 3 мин, 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД СИКОН С70 - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии потребленной за месяц по каждому каналу - не менее 45 суток; при отключении питания – не менее 5 лет;
- сервер БД - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – за 3,5 года (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Казаньоргсинтез» с Изменением № 1.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	№ Госреестра	Количество, шт.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТОЛ-10-1-8 У2	15128-07	4
	ТЛК-10-5 У3	9143-06	6
	Т-0,66 М У3	17551-06	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-6	23544-07	6
	НТМИ-10-66 У3	831-69	2
Счётчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	36697-08	4
	СЭТ-4ТМ.03М.09		2
УСПД	СИКОН С70	28822-05	1
Методика поверки	–	–	1
Формуляр	–	–	1
Руководство по эксплуатации	–	–	1

Поверка

осуществляется по документу САИМ.425210.029.МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Казаньоргсинтез» с Изменением № 1. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в апреле 2014 г.

Перечень основных средств 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»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – по методике поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ, согласованному с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в декабре 2007 г.;
- УСПД СИКОН С70 – по методике поверки «ВЛСТ 220.00.000 И1», утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2005 г.;
- ИВК «ИКМ-Пирамида» – по документу «Комплексы информационно-вычислительные «ИКМ-Пирамида». Методика поверки. ВЛСТ 230.00.000 И1», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2010 г.;
- УСВ-2 – по документу «Устройство синхронизации времени УСВ-3. Методика поверки ВЛСТ 240.00.000МП», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» в августе 2012 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100%, дискретность 0,1%.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений количества электрической энергии и мощности с использованием АИИС КУЭ ОАО «Казаньоргсинтез» с Изменением № 1», аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № 01.00225-2011 от 29.06.2011 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ)

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.

ГОСТ 7746–2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия.

ГОСТ 1983–2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003) 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 (МЭК 62053-23:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

МИ 3000-2006 Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки.

Изготовитель

ОАО «Казаньоргсинтез»

Юридический адрес: 420051, г. Казань, ул. Беломорская, 101, ИНН 1658008723

Тел.: (843)533-98-09

Факс: (843)533-97-64

E-mail: kos@kos.ru

Заявитель

ООО «Рашн Энерджи»

Юридический адрес: 129626, г. Москва, Первый Рижский переулок, д. 2, стр.1.

Тел.: (495) 989-65-61

Факс: (495) 989-65-62

E-mail: office@russian-energy.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»
(ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Тел/факс: (495)437-55-77 / 437 56 66

E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа №30004-13 от 26.07.2013

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. «_____» _____ 2015 г.