

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 110/10 кВ «Индустриальная»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электрической энергии ПС 110/10 кВ «Индустриальная» (далее – АИИС КУЭ), предназначена для измерения электрической энергии, потребляемой объектами ПС 110/10 кВ «Индустриальная», а также регистрации и хранения параметров электропотребления, формирования отчетных документов и информационного обмена с субъектами оптового рынка электроэнергии (ОРЭ) и другими внешними пользователями. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой multifunctionальную, двухуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии,
 - периодический (1 раз в сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
 - хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
 - передача в организации (внешние пользователи) результатов измерений;
 - предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций (внешних пользователей);
 - обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
 - диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
 - конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
 - ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).
- 1-й уровень – (ИИК) (40 точек измерения) содержит в своем составе:
- измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности (КТ) 0,2 и 0,5 по ГОСТ 1983-2001;
 - измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности (КТ) 0,2S и 0,5S по ГОСТ 7746-2001;
 - вторичные измерительные цепи тока и напряжения;
 - multifunctionальные микропроцессорные счетчики СЭТ-4ТМ.03М.16 класса точности (КТ) 0,2S/0,5, СЭТ-4ТМ.03М.01, СЭТ-4ТМ.03М.09 класса точности (КТ) 0,5S/1,0 в ГР № 36697-12 по ГОСТ 31819.22-2012 при измерении активной электроэнергии и ГОСТ 31819.23-2012 при измерении реактивной электроэнергии. В виду отсутствия в ГОСТ 31819.23-2012 класса точности (КТ) 0,5 пределы погрешностей при измерении реактивной энергии не превышают значений аналогичных погрешностей для счетчиков класса точности 0,5S по ГОСТ 31819.22-2012 по каждому присоединению (измерительному каналу), указанному в таблице 2 (40 точек измерения).

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс (ИВК), выполняющий функции измерительно-вычислительного комплекса электроустановки (ИВКЭ), содержит в своем составе:

- промышленный сервер HP Proliant DL320e Gen8 v2;
- технические средства для организации локальной вычислительной сети разграничения прав доступа к информации;
- устройство синхронизации системного времени (УССВ) УСВ-3 , выполненное на основе GPS приемника;
- устройство бесперебойного питания сервера (UPS);
- коммуникационное оборудование (GSM-модемы);
- ПО «АльфаЦЕНТР».

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 преобразуют 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 поступает на сервер. Информация в сервере формируется в архивы и записывается на жесткий диск. Сервер подключается к коммунитатору сети Ethernet. На верхнем уровне системы выполняется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется в соответствии с согласованным сторонами регламентом.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), созданной на основе устройства синхронизации времени УСВ-3, установленного на уровне ИВК. Устройство синхронизации системного времени УСВ-3 включает в себя GPS – приемник, принимающий сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования 1 раз в час. Часы сервера АИИС КУЭ синхронизированы со временем GPS – приемника, корректировка часов сервера АИИС КУЭ выполняется при расхождении часов сервера и GPS – приемника на ± 1 с. Сверка часов счетчиков АИИС КУЭ с часами сервера происходит при каждом опросе, при расхождении часов счетчиков с часами сервера на ± 1 с выполняется их корректировка. Погрешность часов компонентов системы не превышает ± 5 с.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ «Индустриальная» используется программное обеспечение - ПО «АльфаЦЕНТР», которое базируется на принципах клиент-серверной архитектуры и обеспечивает соблюдение принципов взаимодействия открытых систем. В качестве СУБД используется ORACLE Personal Edition 11.

Идентификационные данные (признаки) программного обеспечения ПО «АльфаЦЕНТР», установленного на уровне ИВК АИИС КУЭ приведены в таблице 1.

Таблица 1

Идентификационные данные (признаки)	Значения
1	2
Наименование ПО	ПО "Альфа ЦЕНТР"
Идентификационное наименование ПО	Библиотека метрологических модулей
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.1.0.0
Наименование файла	ac_metrology.dll
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	md5

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений по Р 50.2.077-2014 – высокий.

Специальными средствами защиты метрологически значимой части ПО и измеренных данных от преднамеренных изменений являются:

- средства проверки целостности ПО (несанкционированная модификация метрологически значимой части ПО проверяется расчётом контрольной суммы для метрологически значимой части ПО и сравнением ее с действительным значением);
- средства обнаружения и фиксации событий (журнал событий);
- средства управления доступом (пароли).

Метрологические и технические характеристики

Перечень компонентов, входящих в измерительный канал АИИС КУЭ, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования присоединений, типов и классов точности средств измерений представлен в Таблице 2.

Таблица 2

Номер канала	Наименование присоединения	Состав измерительного канала			Вид эл.энергии	Пределы основной относительной погрешности ИК, ± (%)	Пределы погрешности ИК в рабочих условиях, ± (%)
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик			
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ОРУ-110 ЛЭП 110 кВ "Северная- Индуст- риальная №1"	AGU123 1000/1,КТ 0,2S А- Зав.№11401752 В-Зав.№11401757 С-Зав.№11401755	VCU123 (110:√3)/(0,1:√3) КТ 0,2 А- Зав №24200397 В- Зав №24200395 С- Зав №24200398	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Зав № 806150940	А Р	0,5 1,3	1,2 1,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
2	ОРУ-110 ЛЭП 110 кВ "Северная- Индустриаль- ная №2"	AGU123 1000/1,КТ 0,2S А-Зав№11401754 В-Зав№11401753 С-Зав№11401756	VCU123 (110:√3)/(0,1:√3) КТ 0,2 А- Зав №24200399 В- Зав №24200400 С- Зав №24200396	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Зав № 806150954	А Р	0,5 1,3	1,2 1,9
3	КРУ-10 кВ яч. 101, СВ	ТОЛ-10-М-4 4000/5, КТ 0,5S А- Зав № 5167 В- Зав № 5169 С- Зав № 5183	ЗНОЛ.06.4-10 (10:√3)/(0,1:√3) КТ 0,5 А- Зав № 5001133 В- Зав № 5001240 С- Зав № 5001134	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Зав № 0811140187		1,1 2,8	2,8 3,0
4	КРУ-10 кВ яч. 103	ТОЛ-10-01 1000/5, КТ 0,5S А- Зав № 14558 В- Зав № 14711 С- Зав № 14554	ЗНОЛ.06.4-10 (10:√3)/(0,1:√3) КТ 0,5 А- Зав № 5001133 В- Зав № 5001240 С- Зав № 5001134	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Зав № 0811140481		1,1 2,8	2,8 3,0
5	КРУ-10 кВ яч. 104	ТОЛ-10-01 1000/5,КТ 0,5S А- Зав № 14146 В- Зав № 14252 С- Зав № 14360	ЗНОЛ.06.4-10 (10:√3)/(0,1:√3) КТ 0,5 А- Зав № 5001133 В- Зав № 5001240 С- Зав № 5001134	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Зав № 0810142908		1,1 2,8	2,8 3,0
6	КРУ-10 кВ яч. 105	ТОЛ-10-01 1000/5,КТ 0,5S А- Зав № 14134 В- Зав № 14552 С- Зав № 14293	ЗНОЛ.06.4-10 (10:√3)/(0,1:√3) КТ 0,5 А- Зав № 5001133 В- Зав № 5001240 С- Зав № 5001134	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Зав № 0810142765		1,1 2,8	2,8 3,0
7	КРУ-10 кВ яч. 106	ТОЛ-10-01 1000/5,КТ 0,5S А- Зав № 14170 В- Зав № 14167 С- Зав № 14148	ЗНОЛ.06.4-10 (10:√3)/(0,1:√3) КТ 0,5 А- Зав № 5001133 В- Зав № 5001240 С- Зав № 5001134	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Зав № 0811140404		1,1 2,8	2,8 3,0
8	КРУ-10 кВ яч. 107	ТОЛ-10-01 1000/5,КТ 0,5S А- Зав № 14661 В- Зав № 14147 С- Зав № 14574	ЗНОЛ.06.4-10 (10:√3)/(0,1:√3) КТ 0,5 А- Зав № 5001133 В- Зав № 5001240 С- Зав № 5001134	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Зав № 0811140700		1,1 2,8	2,8 3,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
9	КРУ-10 кВ яч. 108	ТОЛ-10-01 1000/5,КТ 0,5S А- Зав № 14572 В- Зав № 14172 С- Зав № 14712	ЗНОЛ.06.4-10 (10:√3)/(0,1:√3) КТ 0,5 А- Зав № 5001133 В- Зав № 5001240 С- Зав № 5001134	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Зав № № 0811140495	А Р	1,1 2,8	2,8 3,0
10	КРУ-10 кВ яч. 109, ТСН-1	ТОЛ-10-01 100/5,КТ 0,5S А- Зав № 14678 В- Зав № 14713 С- Зав № 14496	ЗНОЛ.06.4-10 (10:√3)/(0,1:√3) КТ 0,5 А- Зав № 5001133 В- Зав № 5001240 С- Зав № 5001134	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Зав № 0811140672		1,1 2,8	2,8 3,0
11	КРУ-10 кВ яч. 110, ДГР	ТОЛ-10-01 100/5,КТ 0,5S А- Зав № 14691 В- Зав № 14666 С- Зав № 14663	ЗНОЛ.06.4-10 (10:√3)/(0,1:√3) КТ 0,5 А- Зав № 5001133 В- Зав № 5001240 С- Зав № 5001134	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Зав № 0811140521		1,1 2,8	2,8 3,0
12	КРУ-10 кВ яч. 111, Ввод 1	ТЛШ-10-6.1-4 5000/5,КТ 0,5S А- Зав № 239 В- Зав № 222 С- Зав № 241	ЗНОЛ.06.4-10 (10:√3)/(0,1:√3) КТ 0,5 А- Зав № 5001133 В- Зав № 5001240 С- Зав № 5001134	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Зав № 0810142866		1,1 2,8	2,8 3,0
13	КРУ-10 кВ яч. 211, Ввод 2	ТЛШ-10-6.1-4 5000/5,КТ 0,5S А- Зав № 245 В- Зав № 240 С- Зав № 251	ЗНОЛ.06.4-10 (10:√3)/(0,1:√3) КТ 0,5 А- Зав № 5001127 В- Зав № 5001132 С- Зав № 5001137	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Зав № 0810142610		1,1 2,8	2,8 3,0
14	КРУ-10 кВ яч. 210, ДГР	ТОЛ-10-01 100/5,КТ 0,5S А- Зав № 14671 В- Зав № 14677 С- Зав № 14647	ЗНОЛ.06.4-10 (10:√3)/(0,1:√3) КТ 0,5 А- Зав № 5001127 В- Зав № 5001132 С- Зав № 5001137	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Зав № 0811140351		1,1 2,8	2,8 3,0
15	КРУ-10 кВ яч. 209, ТСН-2	ТОЛ-10-01 100/5,КТ 0,5S А- Зав № 14692 В- Зав № 14664 С- Зав № 14690	ЗНОЛ.06.4-10 (10:√3)/(0,1:√3) КТ 0,5 А- Зав № 5001127 В- Зав № 5001132 С- Зав № 5001137	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Зав № 0811140708		1,1 2,8	2,8 3,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
16	КРУ-10 кВ яч. 208	ТОЛ-10-01 1000/5,КТ 0,5S А- Зав № 14657 В- Зав № 14658 С- Зав № 14642	ЗНОЛ.06.4-10 (10:√3)/(0,1:√3) КТ 0,5 А- Зав № 5001127 В- Зав № 5001132 С- Зав № 5001137	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Зав № 0810142828	А Р	1,1 2,8	2,8 3,0
17	КРУ-10 кВ яч. 207	ТОЛ-10-01 1000/5,КТ 0,5S А- Зав № 14557 В- Зав № 14553 С- Зав № 14571	ЗНОЛ.06.4-10 (10:√3)/(0,1:√3) КТ 0,5 А- Зав № 5001127 В- Зав № 5001132 С- Зав № 5001137	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Зав № 0810142772		1,1 2,8	2,8 3,0
18	КРУ-10 кВ яч. 206	ТОЛ-10-01 1000/5,КТ 0,5S А- Зав № 14672 В- Зав № 14660 С- Зав № 14559	ЗНОЛ.06.4-10 (10:√3)/(0,1:√3) КТ 0,5 А- Зав № 5001127 В- Зав № 5001132 С- Зав № 5001137	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Зав № 0811140489		1,1 2,8	2,8 3,0
19	КРУ-10 кВ яч. 205	ТОЛ-10-01 1000/5,КТ 0,5S А- Зав № 14579 В- Зав № 14643 С- Зав № 14670	ЗНОЛ.06.4-10 (10:√3)/(0,1:√3) КТ 0,5 А- Зав № 5001127 В- Зав № 5001132 С- Зав № 5001137	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Зав № 0811140707		1,1 2,8	2,8 3,0
20	КРУ-10 кВ яч. 204	ТОЛ-10-01 1000/5,КТ 0,5S А- Зав № 14355 В- Зав № 14473 С- Зав № 14570	ЗНОЛ.06.4-10 (10:√3)/(0,1:√3) КТ 0,5 А- Зав № 5001127 В- Зав № 5001132 С- Зав № 5001137	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Зав № 0810143092		1,1 2,8	2,8 3,0
21	КРУ-10 кВ яч. 203	ТОЛ-10-01 1000/5,КТ 0,5S А- Зав № 14164 В- Зав № 14248 С- Зав № 14414	ЗНОЛ.06.4-10 (10:√3)/(0,1:√3) КТ 0,5 А- Зав № 5001127 В- Зав № 5001132 С- Зав № 5001137	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Зав № 0810142903		1,1 2,8	2,8 3,0
22	КРУ-10 кВ яч. 301, СВ	ТОЛ-10-М-4 4000/5,КТ 0,5S А- Зав № 5166 В- Зав № 5168 С- Зав № 5184	ЗНОЛ.06.4-10 (10:√3)/(0,1:√3) КТ 0,5 А- Зав № 5001135 В- Зав № 5001129 С- Зав № 5001138	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Зав № 0811140575		1,1 2,8	2,8 3,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
23	КРУ-10 кВ яч. 303	ТОЛ-10-01 1000/5,КТ 0,5S А- Зав № 14135 В- Зав № 14292 С- Зав № 14493	ЗНОЛ.06.4-10 (10:√3)/(0,1:√3) КТ 0,5 А- Зав № 5001135 В- Зав № 5001129 С- Зав № 5001138	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Зав № 0811140376	А Р	1,1 2,8	2,8 3,0
24	КРУ-10 кВ яч. 304	ТОЛ-10-01 1000/5,КТ 0,5S А- Зав № 14483 В- Зав № 14298 С- Зав № 14474	ЗНОЛ.06.4-10 (10:√3)/(0,1:√3) КТ 0,5 А- Зав № 5001135 В- Зав № 5001129 С- Зав № 5001138	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Зав № 0810142737		1,1 2,8	2,8 3,0
25	КРУ-10 кВ яч. 305	ТОЛ-10-01 1000/5,КТ 0,5S А- Зав № 14492 В- Зав № 14482 С- Зав № 14329	ЗНОЛ.06.4-10 (10:√3)/(0,1:√3) КТ 0,5 А- Зав № 5001135 В- Зав № 5001129 С- Зав № 5001138	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Зав № 0810142741		1,1 2,8	2,8 3,0
26	КРУ-10 кВ яч. 306	ТОЛ-10-01 1000/5,КТ 0,5S А- Зав № 14295 В- Зав № 14297 С- Зав № 14290	ЗНОЛ.06.4-10 (10:√3)/(0,1:√3) КТ 0,5 А- Зав № 5001135 В- Зав № 5001129 С- Зав № 5001138	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Зав № 0811140201		1,1 2,8	2,8 3,0
27	КРУ-10 кВ яч. 307	ТОЛ-10-01 1000/5,КТ 0,5S А- Зав № 14560 В- Зав № 14573 С- Зав № 14569	ЗНОЛ.06.4-10 (10:√3)/(0,1:√3) КТ 0,5 А- Зав № 5001135 В- Зав № 5001129 С- Зав № 5001138	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Зав № 0811140802		1,1 2,8	2,8 3,0
28	КРУ-10 кВ яч. 308, Ввод 3	ТЛШ-10-6.1-4 5000/5,КТ 0,5S А- Зав № 265 В- Зав № 257 С- Зав № 258	ЗНОЛ.06.4-10 (10:√3)/(0,1:√3) КТ 0,5 А- Зав № 5001135 В- Зав № 5001129 С- Зав № 5001138	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Зав № 0811140482		1,1 2,8	2,8 3,0
29	КРУ-10 кВ яч. 309	ТОЛ-10-01 1000/5,КТ 0,5S А- Зав № 14644 В- Зав № 14566 С- Зав № 14568	ЗНОЛ.06.4-10 (10:√3)/(0,1:√3) КТ 0,5 А- Зав № 5001135 В- Зав № 5001129 С- Зав № 5001138	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Зав № 0810142784		1,1 2,8	2,8 3,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
30	КРУ-10 кВ яч. 310, ДГР	ТОЛ-10-01 100/5,КТ 0,5S А- Зав № 14668 В- Зав № 14665 С- Зав № 14695	ЗНОЛ.06.4-10 (10:√3)/(0,1:√3) КТ 0,5 А- Зав № 5001135 В- Зав № 5001129 С- Зав № 5001138	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Зав № 0811140624	А Р	1,1 2,8	2,8 3,0
31	КРУ-10 кВ яч. 410, ДГР	ТОЛ-10-01 100/5,КТ 0,5S А- Зав № 14646 В- Зав № 14662 С- Зав № 14645	ЗНОЛ.06.4-10 (10:√3)/(0,1:√3) КТ 0,5 А- Зав № 5001130 В- Зав № 5001128 С- Зав № 5001239	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Зав № 0803145353		1,1 2,8	2,8 3,0
32	КРУ-10 кВ яч. 409	ТОЛ-10-01 1000/5,КТ 0,5S А- Зав № 14659 В- Зав № 14680 С- Зав № 14697	ЗНОЛ.06.4-10 (10:√3)/(0,1:√3) КТ 0,5 А- Зав № 5001130 В- Зав № 5001128 С- Зав № 5001239	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Зав № 0810142887		1,1 2,8	2,8 3,0
33	КРУ-10 кВ яч. 408, Ввод 4	ТЛШ-10-6.1-4 5000/5,КТ 0,5S А- Зав № 256 В- Зав № 266 С- Зав № 259	ЗНОЛ.06.4-10 (10:√3)/(0,1:√3) КТ 0,5 А- Зав № 5001130 В- Зав № 5001128 С- Зав № 5001239	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Зав № 0811140460		1,1 2,8	2,8 3,0
34	КРУ-10 кВ яч. 407	ТОЛ-10-01 1000/5,КТ 0,5S А- Зав № 14294 В- Зав № 14669 С- Зав № 14575	ЗНОЛ.06.4-10 (10:√3)/(0,1:√3) КТ 0,5 А- Зав № 5001130 В- Зав № 5001128 С- Зав № 5001239	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Зав № 0811140720		1,1 2,8	2,8 3,0
35	КРУ-10 кВ яч. 406	ТОЛ-10-01 1000/5,КТ 0,5S А- Зав № 14578 В- Зав № 14656 С- Зав № 14171	ЗНОЛ.06.4-10 (10:√3)/(0,1:√3) КТ 0,5 А- Зав № 5001130 В- Зав № 5001128 С- Зав № 5001239	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Зав № 0811140836		1,1 2,8	2,8 3,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
36	КРУ-10 кВ яч. 405	ТОЛ-10-01 1000/5,КТ 0,5S А- Зав № 14361 В- Зав № 14576 С- Зав № 14394	ЗНОЛ.06.4-10 (10:√3)/(0,1:√3) КТ 0,5 А- Зав № 5001130 В- Зав № 5001128 С- Зав № 5001239	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Зав № 0811140553	А Р	1,1 2,8	2,8 3,0
37	КРУ-10 кВ яч. 404	ТОЛ-10-01 1000/5,КТ 0,5S А- Зав № 14296 В- Зав № 14291 С- Зав № 14472	ЗНОЛ.06.4-10 (10:√3)/(0,1:√3) КТ 0,5 А- Зав № 5001130 В- Зав № 5001128 С- Зав № 5001239	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Зав № 0811140524		1,1 2,8	2,8 3,0
38	КРУ-10 кВ яч. 403	ТОЛ-10-01 1000/5,КТ 0,5S А- Зав №14413 В- Зав № 14167 С- Зав № 14494	ЗНОЛ.06.4-10 (10:√3)/(0,1:√3) КТ 0,5 А- Зав № 5001130 В- Зав № 5001128 С- Зав № 5001239	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Зав № 0811146609		1,1 2,8	2,8 3,0
39	ЩСН 0,4 кВ ЩСН, ввод 1	Т-0,66-3 600/5,КТ 0,5S А- Зав № 026615 В- Зав № 026617 С- Зав № 026613	—	СЭТ- 4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Зав № 0803150198		0,9 2,4	2,7 2,8
40	ЩСН 0,4 кВ ЩСН, ввод 2	Т-0,66-3 600/5,КТ 0,5S А- Зав № 026616 В- Зав № 026612 С- Зав № 026614	—	СЭТ- 4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Зав № 0803150958		0,9 2,4	2,7 2,8

Примечание к таблице 2

1 А-активная электрическая энергия, Р-реактивная электрическая энергия;

2 Характеристики основной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);

3 Нормальные условия:

параметры сети: напряжение (0,98 - 1,02) Уном; ток (1 - 1,2) Ином, $\cos j = 0,9$ инд; температура окружающей среды $(20 \pm 5)^\circ\text{C}$.

4 Рабочие условия:

параметры сети: напряжение (0,9 - 1,1) Уном; ток (0,01 - 1,2) Ином, $\cos j = 0,8$ инд.;допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до плюс 70°C , для счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.от минус 40 до плюс 60°C ; для сервера от плюс 10 до плюс 40°C ;

5 Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, Технические параметры и метрологические характеристики трансформаторов тока отвечают требованиям ГОСТ 7746-2001, трансформаторов напряжения - ГОСТ 1983-2001, счетчиков электрической энергии – ГОСТ 31819.22-2012 при измерении активной электроэнергии и по ГОСТ 31819.23-2012 в режиме измерения реактивной электроэнергии. В режиме измерения реактивной электроэнергии в виду отсутствия в ГОСТ 31819.23-2012 класса точности 0,5 пределы погрешностей при измерении реактивной энергии не превышают значений аналогичных погрешностей для счетчиков класса точности 0,5S по ГОСТ 31819.22-2012.

6 Погрешность в рабочих условиях указана для $I = 0,02 I_{ном}$, $\cos \varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от $+10^{\circ}\text{C}$ до $+30^{\circ}\text{C}$. Основные технические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3

№ИК	Наименование характеристики		Значение
1 - 2	Номинальный ток:	первичный ($I_{Н1}$) вторичный ($I_{Н2}$)	1000 А 1 А
	Диапазон тока:	первичного (I_1) вторичного (I_2)	от 10 до 1000 А от 0,01 до 1 А
	Номинальное напряжение:	первичное ($U_{Н1}$) вторичное ($U_{Н2}$)	110 кВ 100 В
	Диапазон напряжения:	первичное ($U_{Н1}$) вторичное ($U_{Н2}$)	от 99 до 121 кВ от 90 до 110 В
	Коэффициент мощности $\cos \varphi$		от 0,5 до 1,0
	Номинальная нагрузка ТТ		30 В·А
	Допустимый диапазон нагрузки ТТ		от 7,5 до 30 В·А
	Допустимое значение $\cos \varphi$ 2 во вторичной цепи нагрузки ТТ		от 0,8 до 1,0
	Номинальная нагрузка ТН		100 В·А
	Допустимый диапазон нагрузки ТН		от 25 до 100 В·А
3, 22	Номинальный ток:	первичный ($I_{Н1}$) вторичный ($I_{Н2}$)	4000 А 5 А
	Диапазон тока:	первичного (I_1) вторичного (I_2)	от 40 до 4000 А от 0,05 до 5 А
	Номинальное напряжение:	первичное ($U_{Н1}$) вторичное ($U_{Н2}$)	10 кВ 100 В
	Диапазон напряжения:	первичное ($U_{Н1}$) вторичное ($U_{Н2}$)	от 9 до 11 кВ от 90 до 110 В
	Коэффициент мощности $\cos \varphi$		от 0,5 до 1,0
	Номинальная нагрузка ТТ		10 В·А
	Допустимый диапазон нагрузки ТТ		от 2,5 до 10 В·А
	Допустимое значение $\cos \varphi$ 2 во вторичной цепи нагрузки ТТ		от 0,8 до 1,0
	Номинальная нагрузка ТН		30 В·А
	Допустимый диапазон нагрузки ТН		от 7,5 до 30 В·А
12, 13, 28, 33	Номинальный ток:	первичный ($I_{Н1}$) вторичный ($I_{Н2}$)	5000 А 5 А
	Диапазон тока:	первичного (I_1) вторичного (I_2)	от 50 до 5000 А от 0,05 до 5 А
	Номинальное напряжение:	первичное ($U_{Н1}$) вторичное ($U_{Н2}$)	10 кВ 100 В
	Диапазон напряжения:	первичное ($U_{Н1}$) вторичное ($U_{Н2}$)	от 9 до 11 кВ от 90 до 110 В

Продолжение таблицы 3

12, 13, 28, 33	Коэффициент мощности $\cos \varphi$		от 0,5 до 1,0
	Номинальная нагрузка ТТ		10 В·А
	Допустимый диапазон нагрузки ТТ		от 2,5 до 10 В·А
	Допустимое значение $\cos \varphi$ 2 во вторичной цепи нагрузки ТТ		от 0,8 до 1,0
	Номинальная нагрузка ТН		30 В·А
	Допустимый диапазон нагрузки ТН		от 7,5 до 30 В·А
10, 11, 14, 15, 30, 31	Номинальный ток:	первичный (I_{H1}) вторичный (I_{H2})	100 А 5 А
	Диапазон тока:	первичного (I_1) вторичного (I_2)	от 1 до 100 А от 0,05 до 5 А
	Номинальное напряжение:	первичное (U_{H1}) вторичное (U_{H2})	10 кВ 100 В
	Диапазон напряжения:	первичное (U_{H1}) вторичное (U_{H2})	от 9 до 11 кВ от 90 до 110 В
	Коэффициент мощности $\cos \varphi$		от 0,5 до 1,0
	Номинальная нагрузка ТТ		10 В·А
	Допустимый диапазон нагрузки ТТ		от 2,5 до 10 В·А
	Допустимое значение $\cos \varphi$ 2 во вторичной цепи нагрузки ТТ		от 0,8 до 1,0
	Номинальная нагрузка ТН		30 В·А
	Допустимый диапазон нагрузки ТН		от 7,5 до 30 В·А
4 – 9 16 – 21 23 – 27 29, 32, 34 - 38	Номинальный ток:	первичный (I_{H1}) вторичный (I_{H2})	1000 А 5 А
	Диапазон тока:	первичного (I_1) вторичного (I_2)	от 10 до 4000 А от 0,05 до 5 А
	Номинальное напряжение:	первичное (U_{H1}) вторичное (U_{H2})	10 кВ 100 В
	Диапазон напряжения:	первичное (U_{H1}) вторичное (U_{H2})	от 9 до 11 кВ от 90 до 110 В
	Коэффициент мощности $\cos \varphi$		от 0,5 до 1,0
	Номинальная нагрузка ТТ		10 В·А
	Допустимый диапазон нагрузки ТТ		от 2,5 до 10 В·А
	Допустимое значение $\cos \varphi$ 2 во вторичной цепи нагрузки ТТ		от 0,8 до 1,0
	Номинальная нагрузка ТН		30 В·А
	Допустимый диапазон нагрузки ТН		от 7,5 до 30 В·А
39, 40	Номинальный ток:	первичный (I_{H1}) вторичный (I_{H2})	600 А 5 А
	Диапазон тока:	первичного (I_1) вторичного (I_2)	от 6 до 600 А от 0,05 до 5 А
	Номинальное напряжение:	первичное (U_{H1})	380 В
	Диапазон напряжения:	первичное (U_{H1})	от 361 до 399 В
	Коэффициент мощности $\cos \varphi$		от 0,5 до 1,0
	Номинальная нагрузка ТТ		5 В·А

Продолжение таблицы 3

39, 40	Допустимый диапазон нагрузки ТТ	от 1,25 до 5 В·А
	Допустимое значение $\cos \varphi$ 2 во вторичной цепи нагрузки ТТ	от 0,8 до 1,0
	Номинальная нагрузка ТН	-
	Допустимый диапазон нагрузки ТН	-

Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении (реактивной) электрической энергии в рабочих условиях представлены в таблицах 4,5.

Таблица 4

№ п/п	Номер ИК	Диапазон значений $\cos \varphi$	Тип нагрузки	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электроэнергии при значении рабочего тока в % от номинального первичного тока ТТ, ± (%)				
				$1 \leq I_{\text{раб}} < 2$	$2 \leq I_{\text{раб}} < 5$	$5 \leq I_{\text{раб}} < 20$	$20 \leq I_{\text{раб}} < 100$	$100 \leq I_{\text{раб}} < 120$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	1, 2	$0,5 \leq \cos \varphi < 0,8$	инд.	не норм.	1,9	1,3	1,0	1,0
		$0,8 \leq \cos \varphi < 0,866$	инд.	не норм.	1,2	0,8	0,6	0,6
		$0,866 \leq \cos \varphi < 0,9$	инд.	не норм.	1,1	0,7	0,6	0,6
		$0,9 \leq \cos \varphi < 0,95$	инд.	не норм.	1,0	0,7	0,6	0,6
		$0,95 \leq \cos \varphi < 0,99$	инд.	не норм.	1,0	0,6	0,5	0,5
		$0,99 \leq \cos \varphi < 1$	инд.	не норм.	0,9	0,6	0,5	0,5
		$\cos \varphi = 1$		1,0	0,9	0,6	0,5	0,5
		$0,8 \leq \cos \varphi < 1$	емк.	не норм.	1,2	0,9	0,7	0,7
2	3-38	$0,5 \leq \cos \varphi < 0,8$	инд.	не норм.	4,9	3,2	2,4	2,4
		$0,8 \leq \cos \varphi < 0,866$	инд.	не норм.	2,8	1,8	1,4	1,5
		$0,866 \leq \cos \varphi < 0,9$	инд.	не норм.	2,5	1,6	1,3	1,3
		$0,9 \leq \cos \varphi < 0,95$	инд.	не норм.	2,3	1,5	1,3	1,3
		$0,95 \leq \cos \varphi < 0,99$	инд.	не норм.	2,2	1,4	1,2	1,2
		$0,99 \leq \cos \varphi < 1$	инд.	не норм.	2,0	1,3	1,1	1,1
		$\cos \varphi = 1$		2,1	2,0	1,2	1,1	1,1
		$0,8 \leq \cos \varphi < 1$	емк.	не норм.	2,8	2,0	1,5	1,5
3	39, 40	$0,5 \leq \cos \varphi < 0,8$	инд.	не норм.	4,8	2,9	2,0	2,0
		$0,8 \leq \cos \varphi < 0,866$	инд.	не норм.	2,7	1,7	1,2	1,2
		$0,866 \leq \cos \varphi < 0,9$	инд.	не норм.	2,4	1,5	1,1	1,1
		$0,9 \leq \cos \varphi < 0,95$	инд.	не норм.	2,2	1,4	1,1	1,1
		$0,95 \leq \cos \varphi < 0,99$	инд.	не норм.	2,1	1,2	1,0	1,0
		$0,99 \leq \cos \varphi < 1$	инд.	не норм.	1,9	1,1	0,9	0,9
		$\cos \varphi = 1$		2,0	1,9	1,1	0,9	0,9
		$0,8 \leq \cos \varphi < 1$	емк.	не норм.	2,7	1,8	1,3	1,3

Таблица 5

№ п/п	Номер ИК	Диапазон значений $\cos \varphi$	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электроэнергии при значении рабочего тока в % от номинального первичного тока ТТ, $\pm$ (%)				
			$1 \leq I_{\text{раб}} < 2$	$2 \leq I_{\text{раб}} < 5$	$5 \leq I_{\text{раб}} < 20$	$20 \leq I_{\text{раб}} < 100$	$100 \leq I_{\text{раб}} < 120$
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1, 2	$0,5 \leq \cos \varphi \leq 0,8$	не норм.	1,9	1,3	1,2	1,2
		$0,8 < \cos \varphi \leq 0,866$	не норм.	2,2	1,5	1,3	1,4
		$0,866 < \cos \varphi \leq 0,9$	не норм.	не норм.	1,7	1,5	1,5
		$0,9 < \cos \varphi \leq 0,95$	не норм.	не норм.	2,3	1,9	2,0
		$0,95 < \cos \varphi \leq 1$	не норм.	не норм.	не норм.	не норм.	не норм.
2	3 -38	$0,5 \leq \cos \varphi \leq 0,8$	не норм.	не норм.	3,0	2,3	2,4
		$0,8 < \cos \varphi \leq 0,866$	не норм.	не норм.	3,5	2,7	2,7
		$0,866 < \cos \varphi \leq 0,9$	не норм.	не норм.	не норм.	3,1	3,1
		$0,9 < \cos \varphi \leq 0,95$	не норм.	не норм.	не норм.	4,1	4,1
		$0,95 < \cos \varphi \leq 1$	не норм.	не норм.	не норм.	не норм.	не норм.
3	39, 40	$0,5 \leq \cos \varphi \leq 0,8$	не норм.	не норм.	2,8	2,1	2,1
		$0,8 < \cos \varphi \leq 0,866$	не норм.	не норм.	3,3	2,4	2,4
		$0,866 < \cos \varphi \leq 0,9$	не норм.	не норм.	не норм.	2,7	2,7
		$0,9 < \cos \varphi \leq 0,95$	не норм.	не норм.	не норм.	3,6	3,6
		$0,95 < \cos \varphi \leq 1$	не норм.	не норм.	не норм.	не норм.	не норм.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчётчик - среднее время наработки на отказ не менее $T_{\text{ср}} = 140\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности не более $t_{\text{в}} = 2$ ч;
- Трансформатор тока - среднее время наработки на отказ не менее $T_{\text{ср}} = 400\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности не более $t_{\text{в}} = 2$ ч;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T_{\text{ср}} = 1\,200\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности не более $t_{\text{в}} = 2$ ч;

Надежность системных решений:

- резервирование питания с помощью устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации – участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи;

Регистрация событий:

в журнале счётчика:

- параметрирование;
- пропадания напряжения;
- коррекция времени;
- журнал ИВК:
- параметрирование;
- попытка не санкционируемого доступа;
- коррекция времени;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
- электросчётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера.

- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании;
- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи)
- установка пароля на счётчик;
- установка пароля на сервер;

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Глубина хранения информации:

- электросчётчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 2730 часов.

Сервер баз данных обеспечивает хранение результатов измерений, состояний средств измерений на срок не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на ИК АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений. Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4.

Таблица 4

Наименование компонента системы	Гос.реестр	Количество (шт.)
Многофункциональные счетчики электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М.16, КТ 0,2S/0,5	36697-12	2
Многофункциональные счетчики электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М.01, КТ 0,5S/1,0	36697-12	36
Многофункциональные счетчики электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М.09, КТ 0,5S/1,0	36697-12	2
Трансформатор тока AGU123, КТ 0,2S	40087-08	6
Трансформатор тока ТОЛ-10-М-4, КТ 0,5S	15128-07	6
Трансформатор тока ТОЛ-10-01, КТ 0,5S	15128-07	90
Трансформатор тока ТЛШ-10-6.1-4, КТ 0,5S	15128-07	12
Трансформатор тока ТЛ-0,66, КТ 0,5S	13578-00	6
Трансформатор напряжения VCU123, КТ 0,2	37847-08	6
Трансформатор напряжения ЗНОЛ.06.4-10, КТ 0,5	3344-04	12
Сервер HP Proliant DL320e Gen8 v2		1 комплект
ПО Альфа Центр АС_PE_40		1 комплект
Устройство синхронизации системного времени УСВ-3	51644-12	1
Наименование документации		
Методика поверки МП-4222-05-7705939064-2015		1
Формуляр ФО-4222-05-7705939064-2015		1

Поверка

осуществляется в соответствии с документом МП 4222-05-7705939064-2015 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электрической энергии ПС 110/10 кВ «Индустриальная». Методика поверки», утвержденным ФБУ «Самарский ЦСМ» 21.09.2015 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторы тока по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторы напряжения по ГОСТ 8.216-2011;
- многофункциональные счетчики электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ. Методика поверки согласована ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г;
- радиочасы МИР РЧ-01, ПГ±1 мкс.
- средства поверки УСВ-3 в соответствии с документом «Инструкция. Устройства синхронизации времени УСВ-3». Методика поверки. ВЛСТ.240.00.000МП», утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2012 г.
- средства измерений вторичной нагрузки ТТ, ТН, падения напряжения в линии соединения счетчика с ТН : мультиметр «Ресурс-ПЭ». Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений угла фазового сдвига между напряжениями $\pm 0,1^\circ$. Пределы допускаемой относительной погрешности в диапазоне (15 – 300) В- ПГ± 0,2 %; в диапазоне (15-150) мВ, ПГ±2,0%. Пределы допускаемой относительной погрешности измерений тока в диапазоне (0,05 - 0,25) А, ПГ ± 1,0 %; в диапазоне (0,25 - 7,5) А, ПГ ± 0,3 %. Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты $\pm 0,02$ Гц;

Сведения о методиках (методах) измерений

Методы измерений, которые используются в системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии ПС 110/10 кВ «Индустриальная» приведены в документе - «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии ПС 110/10 кВ «Индустриальная» - МВИ 4222-05-7705939064-2015.

Методика аттестована ФБУ «Самарский ЦСМ» в соответствии с ГОСТ Р 8.563-2009. Свидетельство об аттестации №111/RA.RU 311290/2015 от 25.09.2015г

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии ПС 110/10 кВ «Индустриальная»

- ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
- ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
- ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
- ГОСТ 31819.22-2012. «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».
- ГОСТ 31819.23-2012. «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Электроконтроль»
(ООО «Электроконтроль»). г.Москва
Юридический адрес: 117449, Москва, ул. Карьер, д. 2, стр. 9
Тел/факс: 8(495) 6478818
E-mail: info.elkontrol@gmail.com
ИНН 7705939064

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Самарский центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области» (ФБУ «Самарский ЦСМ»)
Адрес: 443013, пр. Карла Маркса, 134, г.Самара
Тел. (846) 3360827
E-mail: smrcsm@saminfo.ru
Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30017-13 от 21.10.2013 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агенства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2015 г.