

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности Филиала «Сочинская ТЭС» АО «Интер РАО - Электрогенерация» на оптовом рынке электроэнергии

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности Филиала «Сочинская ТЭС» АО «Интер РАО - Электрогенерация» на оптовом рынке электроэнергии (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности при определении величины учетных показателей, используемых в финансовых расчетах на оптовом рынке электроэнергии.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую систему с централизованным управлением и распределением функций измерения.

АИИС КУЭ решает следующие функции:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии и средних на 30-минутных интервалах значений активной и реактивной мощности;
- периодически (1 раз в 30 мин) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электрической энергии 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 результатов измерений в центры сбора и обработки информации (ЦСОИ) смежных субъектов оптового рынка;
- предоставление, по запросу, контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций - смежных участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей-диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ);
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени), соподчинённой национальной шкале времени.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - информационно-измерительные комплексы (ИИК) включающие в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), трансформаторы тока (ТТ), счетчики активной и реактивной электрической энергии, установленные на объекте, вторичные электрические цепи, технические средства каналов передачи данных. Все используемые компоненты ИИК имеют сертификаты или свидетельства об утверждении типа средств измерений.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) на основе системы информационно-измерительной контроля и учета энергопотребления «Пирамида 2000» производства ЗАО ИТФ «Системы и технологии» (№ 21906-11 в Государственном реестре средств измерений), включающий в себя линии связи, сервер баз данных АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени УСВ-1 производства ЗАО ИТФ «Системы и

технологии» (№ 28716-05 в Государственном реестре средств измерений), технические средства обеспечения питания технологического оборудования.

Между уровнями ИИК и ИВК с помощью каналобразующей аппаратуры организован канал связи, обеспечивающий передачу результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в режиме автоматизированной передачи данных от ИИК в ИВК. В качестве канала используются линия связи интерфейса RS-485 и Ethernet.

На уровне ИВК обеспечивается:

- автоматический регламентный сбор результатов измерений;
- автоматическое выполнение коррекции времени;
- сбор данных о состоянии средств измерений;
- контроль достоверности результатов измерений;
- восстановление данных (после восстановления работы каналов связи, восстановления питания и т.п.);
- возможность масштабирования долей именованных величин электрической энергии;
- хранение результатов измерений, состояний объектов и средств измерений в течение 3,5 лет;
- ведение нормативно-справочной информации;
- ведение «Журналов событий»;
- формирование отчетных документов;
- передачу результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в ПАК КО и другим заинтересованным субъектам ОРЭМ;
- безопасность хранения данных и ПО в соответствии с ГОСТ Р 52069.0 - 2003;
- конфигурирование и параметрирование технических средств и ПО;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к визуальным, печатным и электронным данным;
- диагностику работы технических средств и ПО;
- разграничение прав доступа к информации;
- измерение времени и синхронизацию времени от СОЕВ.

Данные хранятся в сервере базы данных. Последующее отображение накопленной информации происходит при помощи автоматизированного рабочего места (АРМ). Данные с ИВК передаются на АРМ, установленные в соответствующих службах, по сети Ethernet. Полный перечень информации, получаемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных электросчетчиков и уровнем доступа АРМ к базе данных и сервера базы данных.

АРМ обеспечивает представление в визуальном виде и на бумажном носителе следующей информации:

- отпуск или потребление активной и реактивной мощности, усредненной за 30-минутные интервалы по любой линии или объекту за любые интервалы времени;
- показатели режимов электропотребления;
- максимальные значения мощности по линиям и объектам по всем зонам суток и суткам;
- допустимый и фактический небаланс электрической энергии за любой контролируемый интервал времени.

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 электрической энергии мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика электрической энергии вычисляются мгновенные значения активной и полной электрической мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной электрической мощности.

Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации представляется как:

- активная и реактивная электрическая энергия как интеграл от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемых для интервалов времени 30 мин;

- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков электрической энергии поступает на входы преобразователя интерфейса. Цифровой сигнал с выходов преобразователя интерфейса поступает на сервер БД АИИС КУЭ. По запросу или в автоматическом режиме сервер БД АИИС КУЭ осуществляет опрос счетчиков электрической энергии.

На верхнем - втором уровне АИИС КУЭ выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

ИИК, ИВК и каналы связи между ними образуют измерительные каналы (ИК).

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ) на базе устройства синхронизации времени УСВ-1, включающего в себя приемник сигналов точного времени GPS. Часы УСВ-1 синхронизированы с приемником сигналов точного времени, сличение ежесекундное.

Часы сервера БД АИИС КУЭ синхронизируются с часами УСВ-1 не реже 1 раза в час при достижении рассогласования времени более чем на ± 1 с. Сервер БД осуществляет корректировку показаний часов счетчиков электроэнергии не реже 1 раза в сутки при достижении рассогласования времени более чем на ± 1 с.

Ход часов компонентов системы за сутки не превышает ± 5 с/сут.

Журналы событий счетчиков электрической энергии отражают: время (ДД.ЧЧ.ММ) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Защищенность применяемых компонентов:

а) механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика электрической энергии;
- испытательной коробки;
- сервера БД;

б) защита информации на программном уровне:

- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);

- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на сервер.

Пломбирование АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение «Пирамида 2000», в котором измерительная информация защищена паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами.

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

Идентификационные данные ПО представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «Пирамида 2000» (Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета, CalcClients.dll).
	ПО «Пирамида 2000» (Модуль расчета небаланса энергии/мощности, CalcLeakage.dll).
	ПО «Пирамида 2000» (Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах, CalcLosses.dll).
	ПО «Пирамида 2000» (Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений, Metrology.dll).
	ПО «Пирамида 2000» (Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе, ParseBin.dll).
	ПО «Пирамида 2000» (Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК, ParseIEC.dll).
	ПО «Пирамида 2000» (Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus, ParseModbus.dll).
	ПО «Пирамида 2000» (Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида, ParsePiramida.dll).
	ПО «Пирамида 2000» (Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации, SynchronSI.dll).
	ПО «Пирамида 2000» (Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени, VerifyTime.dll).
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
	48e73a9283d1e66494 521f63d00b0d9f
	c391d64271acf4055b b2a4d3fe1f8f48
	ecf532935ca1a3fd32 15049af1fd979f
	530d9b0126f7cdc23e cd814c4eb7ca09
1ea5429b261fb0e288 4f5b356a1d1e75	
Другие идентификационные данные (алгоритм вычисления цифрового идентификатора)	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав и основные характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав и характеристики ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав 1-го уровня ИК			Состав 2-го уровня ИВК (сервер)	Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счетчик		
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ-110 кВ Сочинская ТЭС - Бытха	В65-СТ; K _I =600/1; КТ=0,2; № в гос. реестре 28140- 04	SU 145/Н53; K _U =110000/√3- 100/√3-100; КТ 0,2; № Гос. Реестра 28141-04	ZMD402СТ44. 0257.В4; I _{НОМ} =1А; КТ 0,2S/0,5, 5000 имп/кВтч. № в гос. реестре 22422- 02	«Пирамида 2000» № в Госреестре 21906-11	активная, реактив- ная
2	ВЛ-110 кВ Сочинская ТЭС - Мацеста	В65-СТ; K _I =600/1; КТ=0,2; № в гос. реестре 28140- 04	SU 145/Н53; K _U =110000/√3- 100/√3-100; КТ 0,2; № Гос. Реестра 28141-04	ZMD402СТ44. 0257.В4; I _{НОМ} =1А; КТ 0,2S/0,5, 5000 имп/кВтч. № в гос. реестре 22422- 02		активная, реактив- ная
3	ВЛ-110 кВ Сочинская ТЭС - Сочи I цепь,	В65-СТ; K _I =600/1; КТ=0,2; № в гос. реестре 28140- 04	SU 145/Н53; K _U =110000/√3- 100/√3-100; КТ 0,2; № Гос. Реестра 28141-04	ZMD402СТ44. 0257.В4; I _{НОМ} =1А; КТ 0,2S/0,5, 5000 имп/кВтч. № в гос. реестре 22422- 02		активная, реактив- ная
4	КВЛ-110 кВ Сочинская ТЭС - Альпийская с отпайкой на ПС Тоннельная.	В65-СТ; K _I =600/1; КТ=0,2; № в гос. реестре 28140- 04	SU 145/Н53; K _U =110000/√3- 100/√3-100; КТ 0,2; № Гос. Реестра 28141-04	ZMD402СТ44. 0257.В4; I _{НОМ} =1А; КТ 0,2S/0,5, 5000 имп/кВтч. № в гос. реестре 22422- 02		активная, реактив- ная
5	ЭВ-110 кВ Т-5	В65-СТ; K _I =600/1; КТ=0,2; № в гос. реестре 28140- 04	SU 145/Н53; K _U =110000/√3- 100/√3-100; КТ 0,2; № Гос. Реестра 28141-04	ZMD402СТ44. 0257.В4; I _{НОМ} =1А; КТ 0,2S/0,5, 5000 имп/кВтч. № в гос. реестре 22422- 02		активная, реактив- ная
6	ЭВ-10 кВ ПТУ-1	ТОЛ 10-1-1У2 K _I =1000/5, КТ=0,2S № в гос. реестре 15128- 03	ЗНОЛП-10 У2 K _U =11000/√3- 100/√3-100/3, КТ=0,5, № в гос. реестре 23544-02	ZMD402СТ44. 0257.В4; I _{НОМ} =5А; КТ 0,2S/0,5, 5000 имп/кВтч. № в гос. реестре 22422- 02		активная, реактив- ная

№ ИК	Наименование ИК	Состав 1-го уровня ИК			Состав 2-го уровня ИВК (сервер)	Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счетчик		
1	2	3	4	5	6	7
7	ЭВ-10 кВ РЗ	ТОЛ 10-1-1У2 K _I =1000/5, КТ=0,2S № в гос. реестре 15128-03	ЗНОЛП-10 У2 K _U =11000/√3-100/√3-100/3, КТ=0,5, № в гос. реестре 23544-02	ZMD402CT44. 0257.В4; I _{НОМ} =5А; КТ 0,2S/0,5, 5000 имп/кВтч. № в гос. реестре 22422-02	«Пирамида 2000» № в Госреестре 21906-11	активная, реактивная
8	ЭВ-10 кВ ТСН-1	ТЛК 10, K _I =300/5, КТ=0,2S, № в гос. реестре 9143-83	ЗНОЛП-10 У2 K _U =11000/√3-100/√3-100/3, КТ=0,5, № в гос. реестре 23544-02	ZMD402CT44. 0257.В4; I _{НОМ} =5А; КТ 0,2S/0,5, 5000 имп/кВтч. № в гос. реестре 22422-02		активная, реактивная
9	ЭВ-10 кВ ГТУ-1	ТЛШ-10-5У3 K _I =3000/5, КТ=0,2S, № в гос. реестре 11077-03	ЗНОЛ.06-10 У3, K _U =11000/√3-100/√3-100/3, КТ=0,5, № в гос. реестре 3344-04	ZMD402CT44. 0257.В4; I _{НОМ} =5А; КТ 0,2S/0,5, 5000 имп/кВтч. № в гос. реестре 22422-02		активная, реактивная
10	ЭВ-10 кВ ПТУ-2	ТОЛ 10-1-1 У2, K _I =1000/5, КТ=0,2S, № в гос. реестре 15128-03	ЗНОЛП-10 У2 K _U =11000/√3-100/√3-100/3, КТ=0,5; № в гос. реестре 23544-02	ZMD402CT44. 0257.В4; I _{НОМ} =5А; КТ 0,2S/0,5, 5000 имп/кВтч. № в гос. реестре 22422-02		активная, реактивная
11	ЭВ-10 кВ ТСН-2	ТЛК 10, K _I =300/5, КТ=0,2S, № в гос. реестре 9143-83	ЗНОЛП-10 У2 K _U =11000/√3-100/√3-100/3, КТ=0,5, № в гос. реестре 23544-02	ZMD402CT44. 0257.В4; I _{НОМ} =5А; КТ 0,2S/0,5, 5000 имп/кВтч. № в гос. реестре 22422-02		активная, реактивная
12	ЭВ-10 кВ ГТУ-2	ТЛШ-10-5 У3 K _I =3000/5, КТ=0,2S, № в гос. реестре 11077-03	ЗНОЛ.06-10 У3, K _U =11000/√3-100/√3-100/3, КТ=0,5; № в гос. реестре 3344-04	ZMD402CT44. 0257.В4; I _{НОМ} =5А; КТ 0,2S/0,5, 5000 имп/кВтч. № в гос. реестре 22422-02		активная, реактивная

№ ИК	Наименование ИК	Состав 1-го уровня ИК			Состав 2-го уровня ИВК (сервер)	Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счетчик		
1	2	3	4	5	6	7
13	ЭВ-220 кВ АТ-1	АМТ 245/1; KI=500/1, КТ=0,2S, № в гос. реестре 37101-08	SU245/S, KU=220/ $\sqrt{3}$ - 0,1/ $\sqrt{3}$ -0,1/ $\sqrt{3}$ -0,1, КТ=0,2; № в гос. реестре 37115-08	ZMD402CT44. 0457.S3 CU- E22; I _{НОМ} =1А; КТ=0,2S/0,5, 5000 имп/кВтч. № в гос. реестре 22422-07	«Пирамида 2000» № в Госреестре 21906-11	активная, реактив- ная
14	КВЛ-220 кВ Сочинская ТЭС - Дагомыс	АМТ 245/1; KI=600/1, КТ=0,2S, № в гос. реестре 37101-08	SU245/S, KU=220/ $\sqrt{3}$ - 0,1/ $\sqrt{3}$ -0,1/ $\sqrt{3}$ -0,1, КТ=0,2; № в гос. реестре 37115-08	ZMD402CT44. 0457.S2 CU- E22; I _{НОМ} =1А; КТ=0,2S/0,5, 5000 имп/кВтч. № в гос. реестре 22422-07		активная, реактив- ная
15	КВЛ-220 кВ Сочинская ТЭС - Псоу	АМТ 245/1; KI=600/1, КТ=0,2S, № в гос. реестре 37101-08	SU245/S, KU=220/ $\sqrt{3}$ - 0,1/ $\sqrt{3}$ -0,1/ $\sqrt{3}$ -0,1, КТ=0,2; № в гос. реестре 37115-08	ZMD402CT44. 0457.S2 CU- E22; I _{НОМ} =1А; КТ=0,2S/0,5, 5000 имп/кВтч. № в гос. реестре 22422-07		активная, реактив- ная
16	ЭВ-110 кВ АТ-1	В65-СТ; KI=600/1, КТ=0,2S, № в гос. реестре 28140-04	SU145/Н53, KU=110000/ $\sqrt{3}$ - 100/ $\sqrt{3}$ -100, КТ=0,2; № в гос. реестре 28141-04	ZMD402CT44. 0457.S2 CU- E22; I _{НОМ} =1А; КТ=0,2S/0,5, 5000 имп/кВтч. № в гос. реестре 22422-07		активная, реактив- ная
17	ВЛ-110 кВ Сочинская ТЭС - Сочи II цепь	В65-СТ; KI=600/1, КТ=0,2S, № в гос. реестре 28140-04	SU145/Н53, KU=110000/ $\sqrt{3}$ - 100/ $\sqrt{3}$ -100, КТ=0,2; № в гос. реестре 28141-04	ZMD402CT44. 0457.S2 CU- E22; I _{НОМ} =1А; КТ=0,2S/0,5, 5000 имп/кВтч. № в гос. реестре 22422-07		активная, реактив- ная
18	КВЛ-110 кВ Сочинская ТЭС - Хоста	В65-СТ; KI=600/1, КТ=0,2S, № в гос. реестре 28140-04	SU145/Н53, KU=110000/ $\sqrt{3}$ - 100/ $\sqrt{3}$ -100, КТ=0,2; № в гос. реестре 28141-04	ZMD402CT44. 0457.S2 CU- E22; I _{НОМ} =1А; КТ=0,2S/0,5, 5000 имп/кВтч. № в гос. реестре 22422-07		активная, реактив- ная

№ ИК	Наименование ИК	Состав 1-го уровня ИК			Состав 2-го уровня ИВК (сервер)	Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счетчик		
1	2	3	4	5	6	7
19	ВВ - 10 кВ АТ-1 1 секция шин	ТЛО-10 1 У3; KI=2000/5, КТ=0,2S, № в гос. реестре 25433-08	ЗНОЛПМИ-10 УХЛ2; КУ=10000/√3-100/√3-100/3, КТ=0,5; № в гос. реестре 35505-07	ZMD402CT44.0457.S2 CU-E22; I _{НОМ} =5А; КТ=0,2S/0,5, 5000 имп/кВтч. № в гос. реестре 22422-07		активная, реактивная
20	ВВ - 10 кВ АТ-1 2 секция шин	ТЛО-10 1 У3; KI=2000/5, КТ=0,2S, № в гос. реестре 25433-08	ЗНОЛПМИ-10 УХЛ2; КУ=10000/√3-100/√3-100/3, КТ=0,5; № в гос. реестре 46738-11, 35505-07	ZMD402CT44.0457.S2 CU-E22; I _{НОМ} =5А; КТ=0,2S/0,5, 5000 имп/кВтч. № в гос. реестре 22422-07		активная, реактивная
21	ВВ - 10 кВ Р-9	ТРУ45.41; KI=2000/5, КТ= 0,2, № в гос. реестре 17085-98	ЗНОЛПМИ-10 УХЛ2; КУ=10500/√3-100/√3-100/3, КТ= 0,5; № в гос. реестре 46738-11, 35505-07	ZMD402CT44.0457.S2 CU-E22; I _{НОМ} =5А; КТ=0,2S/0,5, 5000 имп/кВтч. № в гос. реестре 22422-07		активная, реактивная
22	ВВ - 10 кВ ПТУ-3	ТРУ45.41; KI=2000/5, КТ= 0,2, № в гос. реестре 17085-98	ЗНОЛПМИ-10 УХЛ2; КУ=10500/√3-100/√3-100/3, КТ=0,5; № в гос. реестре 35505-07	ZMD402CT44.0457.S2 CU-E22; I _{НОМ} =5А; КТ=0,2S/0,5, 5000 имп/кВтч. № в гос. реестре 22422-07		активная, реактивная
23	ВВ-10 кВ ГТУ-3	ТРУ46.41; KI=2500/5, КТ=0,2, № в гос. реестре 17085-98	ЗНОЛПМИ-10 УХЛ2; КУ=10500/√3-100/√3-100/3, КТ=0,5; № в гос. реестре 35505-07	ZMD402CT44.0457.S2 CU-E22; I _{НОМ} =5А; КТ=0,2S/0,5, 5000 имп/кВтч. № в гос. реестре 22422-07		активная, реактивная
24	ВВ-10 кВ ГТУ-4	ТРУ46.41; KI=2500/5, КТ=0,2, № в гос. реестре 17085-98	ЗНОЛПМИ-10 УХЛ2; КУ=10500/√3-100/√3-100/3, КТ=0,5; № в гос. реестре 35505-07	ZMD402CT44.0457.S2 CU-E22; I _{НОМ} =5А; КТ=0,2S/0,5, 5000 имп/кВтч. № в гос. реестре 22422-07		активная, реактивная

№ ИК	Наименование ИК	Состав 1-го уровня ИК			Состав 2-го уровня ИВК (сервер)	Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счетчик		
1	2	3	4	5	6	7
25	ВВ - 10 кВ ТСН-7	ТРУ40.41; КІ=150/5, КТ=0,2, № в гос. реестре 17085-98	ЗНОЛПМИ-10 УХЛ2; КУ=10500/√3-100/√3-100/3, КТ=0,5; № в гос. реестре 35505-07	ZMD402CT44.0457.S2 CU-E22; I _{НОМ} =5А; КТ=0,2S/0,5, 5000 имп/кВтч. № в гос. реестре 22422-07		активная, реактивная
26	ВВ - 10 кВ ТСН-8	ТРУ40.41; КІ=150/5, КТ=0,2, № в гос. реестре 17085-98	ЗНОЛПМИ-10 УХЛ2; КУ=10500/√3-100/√3-100/3, КТ=0,5; № в гос. реестре 35505-07	ZMD402CT44.0457.S2 CU-E22; I _{НОМ} =5А; КТ=0,2S/0,5, 5000 имп/кВтч. № в гос. реестре 22422-07		активная, реактивная
27	ВВ - 10 кВ ТСН-12	ТРУ40.41; КІ=150/5, КТ=0,2, № в гос. реестре 17085-98	ЗНОЛПМИ-10 УХЛ2; КУ=10500/√3-100/√3-100/3, КТ=0,5; № в гос. реестре 46738-11, 35505-07	ZMD402CT44.0457.S2 CU-E22; I _{НОМ} =5А; КТ=0,2S/0,5, 5000 имп/кВтч. № в гос. реестре 22422-07		активная, реактивная

Примечания:

1. Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение (0,98 - 1,02) U_{ном}; ток (1,00 - 1,20) I_{ном}, cos φ = 0,80 инд.;
- температура окружающего воздуха (21 - 25) °С;
- относительная влажность воздуха от 30 до 80 %;
- атмосферное давление от 84 до 106 кПа (от 630 до 795 мм рт ст.);
- частота питающей сети переменного тока от 49,6 до 50,4 Гц;

2. Рабочие условия:

- параметры сети: напряжение (0,90 - 1,10) U_{ном}; ток (0,05 - 1,20) I_{ном}, 0,50 инд < cos φ < 0,80 емк;
- температура окружающего воздуха для измерительных трансформаторов от минус 40 до 60 °С; счетчиков электрической энергии от минус 40 до 60 °С;
- относительная влажность воздуха до 90 %;
- давление от 84 до 106 кПа (от 630 до 795 мм рт ст.);
- частота питающей сети переменного тока от 49 до 51 Гц;

3. Глубина хранения информации:

- счетчик электрической энергии - для ZMD402CT44.0257.B4 и ZMD402CT44.0457.S2 CU-E22 глубина хранения каждого массива профиля, при времени интегрирования 30,0 минут, составляет 149,3 суток;

- ИВК - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений за весь срок эксплуатации системы.

4. Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчик электрической энергии - для ZMD402CT44.0257.B4 и ZMD402CT44.0457.S2 CU-E22 среднее время наработки на отказ не менее 140 000 часов, среднее время восстановления работоспособности 2 часа;

- сервер БД - среднее время наработки на отказ не менее 120 000 часов, среднее время восстановления работоспособности .

Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 - Пределы допускаемых относительных погрешностей при измерении электрической энергии в рабочих условиях, в %

Номер канала	Состав ИК	cos φ (sin φ)	$\pm d_{I(2)\%}$, $I_{(2)\%} \leq I_{ИЗМ} < I_{5\%}$		$\pm d_{5\%P}$, $I_{5\%} \leq I_{ИЗМ} < I_{20\%}$		$\pm d_{20\%P}$, $I_{20\%} \leq I_{ИЗМ} < I_{100\%}$		$\pm d_{100\%P}$, $I_{100\%} \leq I_{ИЗМ} \leq I_{120\%}$	
1-5	ТТ класс точности 0,2 ТН класс точности 0,2 счетчик - класс точности 0,2S (активная энергия)	1,00	-	$\pm 1,10$	$\pm 0,80$	$\pm 0,80$				
		0,80	-	$\pm 1,50$	$\pm 1,10$	$\pm 1,00$				
		0,50	-	$\pm 2,20$	$\pm 1,40$	$\pm 1,20$				
	ТТ класс точности 0,2 ТН класс точности 0,2 счетчик - класс точности 0,5 (реактивная энергия)	0,80 (0,60)	-	$\pm 3,50$	$\pm 2,30$	$\pm 2,10$				
		0,50 (0,87)	-	$\pm 2,90$	$\pm 2,10$	$\pm 2,00$				
6-12, 21, 22	ТТ класс точности 0,2S ТН класс точности 0,5 счетчик - класс точности 0,2S (активная энергия)	1,00	$\pm 1,30$	$\pm 1,00$	$\pm 0,90$	$\pm 0,90$				
		0,80	$\pm 1,60$	$\pm 1,30$	$\pm 1,20$	$\pm 1,20$				
		0,50	$\pm 2,40$	$\pm 1,80$	$\pm 1,60$	$\pm 1,60$				
	ТТ класс точности 0,2S ТН класс точности 0,5 счетчик - класс точности 0,5 (реактивная энергия)	0,80 (0,60)	-	$\pm 4,00$	$\pm 3,80$	$\pm 3,80$				
		0,50 (0,87)	-	$\pm 3,50$	$\pm 3,40$	$\pm 3,40$				
15-20	ТТ класс точности 0,2S ТН класс точности 0,2 счетчик - класс точности 0,2S (активная энергия)	1,00	$\pm 1,20$	$\pm 0,80$	$\pm 0,80$	$\pm 0,80$				
		0,80	$\pm 1,50$	$\pm 1,10$	$\pm 1,00$	$\pm 1,00$				
		0,50	$\pm 2,20$	$\pm 1,50$	$\pm 1,20$	$\pm 1,20$				
	ТТ класс точности 0,2S ТН класс точности 0,2 счетчик - класс точности 0,5 (реактивная энергия)	0,80 (0,60)	-	$\pm 3,90$	$\pm 3,70$	$\pm 3,70$				
		0,50 (0,87)	-	$\pm 3,50$	$\pm 3,40$	$\pm 3,40$				

Номер канала	Состав ИК	cos φ (sin φ)	$\pm d_{I(2)} \%$,	$\pm d_5 \%$,	$\pm d_{20} \%$,	$\pm d_{100} \%$,
			$I_{1(2)} \%$ £ $I_{ИЗМ} < I_5 \%$	$I_5 \%$ £ $I_{ИЗМ} < I_{20} \%$	$I_{20} \%$ £ $I_{ИЗМ} < I_{100} \%$	$I_{100} \%$ £ $I_{ИЗМ} < I_{120} \%$
23-29	ТГ класс точности 0,2 ТН класс точности 0,5 счетчик - класс точности 0,2S (активная энергия)	1,00	-	±1,20	±1,00	±0,90
		0,80	-	±1,60	±1,20	±1,20
		0,50	-	±2,40	±1,80	±1,60
	ТГ класс точности 0,2 ТН класс точности 0,5 счетчик - класс точности 0,5 (реактивная энергия)	0,80 (0,60)	-	±4,20	±3,80	±3,80
		0,50 (0,87)	-	±3,50	±3,40	±3,40

Таблица 4 - Пределы допускаемых относительных погрешностей при измерении электрической энергии в нормальных условиях, в %

Номер канала	Состав ИК	cos φ (sin φ)	$\pm d_{I(2)} \%$,	$\pm d_5 \%$,	$\pm d_{20} \%$,	$\pm d_{100} \%$,
			$I_{1(2)} \%$ £ $I_{ИЗМ} < I_5 \%$	$I_5 \%$ £ $I_{ИЗМ} < I_{20} \%$	$I_{20} \%$ £ $I_{ИЗМ} < I_{100} \%$	$I_{100} \%$ £ $I_{ИЗМ} < I_{120} \%$
1-5	ТГ класс точности 0,2 ТН класс точности 0,2 счетчик - класс точности 0,2S (активная энергия)	1,00	-	±0,90	±0,60	±0,50
		0,80	-	±1,30	±0,80	±0,60
		0,50	-	±2,00	±1,20	±0,90
	ТГ класс точности 0,2 ТН класс точности 0,2 счетчик - класс точности 0,5 (реактивная энергия)	0,80 (0,60)	-	±2,40	±1,50	±1,30
		0,50 (0,87)	-	±1,80	±1,30	±1,20
6-12, 21, 22	ТГ класс точности 0,2S ТН класс точности 0,5 счетчик - класс точности 0,2S (активная энергия)	1,00	±1,10	±0,80	±0,70	±0,70
		0,80	±1,45	±1,10	±0,90	±0,90
		0,50	±2,30	±1,65	±1,40	±1,40
	ТГ класс точности 0,2S ТН класс точности 0,5 счетчик - класс точности 0,5 (реактивная энергия)	0,80 (0,60)	-	±2,10	±1,60	±1,60
		0,50 (0,87)	-	±1,50	±1,30	±1,30
15-20	ТГ класс точности 0,2S ТН класс точности 0,2 счетчик - класс точности 0,2S (активная энергия)	1,00	±1,00	±0,60	±0,50	±0,50
		0,80	±1,30	±0,90	±0,60	±0,60
		0,50	±2,00	±1,25	±0,90	±0,90
	ТГ класс точности 0,2S ТН класс точности 0,2 счетчик - класс точности 0,5 (реактивная энергия)	0,80 (0,60)	-	±1,90	±1,30	±1,30
		0,50 (0,87)	-	±1,40	±1,20	±1,20

Номер канала	Состав ИК	cos φ (sin φ)	$\pm d_{I(2)} \%$,	$\pm d_{5\%P}$,	$\pm d_{20\%P}$,	$\pm d_{100\%P}$,
			$I_{I(2)}\% \leq I_{ИЗМ} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{ИЗМ} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{ИЗМ} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{ИЗМ} \leq I_{120\%}$
23-29	ТТ класс точности 0,2 ТН класс точности 0,5 счетчик - класс точности 0,2S (активная энергия)	1,00	-	$\pm 1,00$	$\pm 0,80$	$\pm 0,70$
		0,80	-	$\pm 1,50$	$\pm 1,00$	$\pm 0,90$
		0,50	-	$\pm 2,3$	$\pm 1,60$	$\pm 1,40$
	ТТ класс точности 0,2 ТН класс точности 0,5 счетчик - класс точности 0,5 (реактивная энергия)	0,80 (0,60)	-	$\pm 2,50$	$\pm 1,70$	$\pm 1,60$
		0,50 (0,87)	-	$\pm 1,70$	$\pm 1,40$	$\pm 1,30$

Примечание:

1. Характеристики пределов допускаемых относительных погрешностей ИК АИИС КУЭ даны для измерения электроэнергии и средней мощности и указаны для границ интервалов, соответствующие вероятности 0,95.

2. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Замена оформляется актом. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ Филиала «Сочинская ТЭС» АО «Интер РАО - Электрогенерация» на оптовом рынке электроэнергии как его неотъемлемая часть.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации и паспорта АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование изделия	Кол-во шт.	Примечание
Счетчик электрической энергии многофункциональный ZMD402CT44.0257.B4	12	
Счетчик электрической энергии многофункциональный ZMD402CT44.0457.S2 CU-E22	15	
Трансформатор тока В65-СТ	24	
Трансформатор тока ТОЛ 10-1-1У2	9	
Трансформатор тока ТЛК 10	6	
Трансформатор тока ТЛШ 10-5-1У3	6	
Трансформатор тока АМТ 245/1	9	
Трансформатор тока ТРУ45.41	6	
Трансформатор тока ТРУ46.41	6	
Трансформатор тока ТРУ40.41	9	
Трансформатор тока ТЛО-10	6	
Трансформатор напряжения SU 145/H53	6	
Трансформатор напряжения SU 245/S	6	
Трансформатор напряжения ЗНОЛП-10У2	12	
Трансформатор напряжения ЗНОЛ.06-10 У3	12	

Наименование изделия	Кол-во шт.	Примечание
Трансформатор напряжения ЗНОЛПМИ-10 УХЛ2	24	
Устройство синхронизации времени УСВ-1	1	
Сервер БД HP ProLiant DL160 Gen9	1	
Система информационно-измерительная контроля и учета энергопотребления «Пирамида 2000»	1	
Методика поверки 2405Р-16. МП	1	
Инструкция по эксплуатации АИИС КУЭ 2405Р-16. ИЭ	1	
Паспорт АИИС КУЭ 2405Р-16.ПС	1	

Поверка

осуществляется по документу 2405Р-16.МП «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности Филиала «Сочинская ТЭС» АО «Интер РАО - Электрогенерация» на оптовом рынке электроэнергии. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Марийский ЦСМ» 30.09.2016 г.

Основные средства поверки:

- для трансформаторов тока - в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;

- для трансформаторов напряжения - в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2845-2003 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 6√3...35 кВ. Методика проверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;

- для счетчиков электрической энергии ZMD402СТ44.0257.В4 и ZMD402СТ44.0457.С2 СУ-Е22 - в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии многофункциональные серии Dialog ZMD и ZFD. Методика поверки», утвержденной ФГУП ВНИИМС 22 января 2007 года;

- средства измерений в соответствии с МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;

- средства измерений в соответствии с МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;

- радиосервер РСТВ-01(регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 40586-09), Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта сигнала «1 с» относительно шкалы UTC(SU) ±0,1 мкс, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), ;

- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и радиосервером РСТВ-01;

- термогигрометр «CENTER» (мод.314).

Знак поверки наносится на свидетельство и паспорт АИИС КУЭ клеймом и (или) наклеиванием клейма в виде наклейки.

Допускается применять средства поверки, не приведенных в перечне, но обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых средств измерений с требуемой точностью.

Сведения о методиках (методах) измерений отсутствуют.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности Филиала «Сочинская ТЭС» АО «Интер РАО - Электрогенерация» на оптовом рынке электроэнергии

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

Акционерное общество «Ивэлектроналадка» (АО «Ивэлектроналадка»)

ИНН 3729003630

Адрес: 153002, г. Иваново, ул. Калинина, д.5

Телефон (факс): (4932) 230-230, 230-591, 37-44-26, факс (4932) 29-88-22

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

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений Федерального бюджетного учреждения «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Республике Марий Эл» (ГЦИ СИ ФБУ «Марийский ЦСМ»)

Адрес: 424006, Республика Марий Эл, г. Йошкар-Ола, ул. Соловьева, д.3

Тел. (8362) 41-20-18, факс (8362) 41-16-94, www.maricsm.ru

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Марийский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30118-11 от 08.08.2011 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2016 г.