

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» марта 2021 г. №425

Регистрационный № 81306-21

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности филиала «Сочинская ТЭС» АО «Интер РАО - Электрогенерация»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности филиала «Сочинская ТЭС» АО «Интер РАО - Электрогенерация» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений приращений активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной и переданной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ состоит из двух уровней:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) на основе программного обеспечения (ПО) «Пирамида 2000», включающий в себя линии связи, сервер баз данных АИИС КУЭ, устройство синхронизации времени УСВ-3 (рег. № 64242-16), технические средства обеспечения питания технологического оборудования.

ИИК, ИВК, технические средства приема-передачи данных и линии связи образуют измерительные каналы (ИК).

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям измерительных цепей 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, реактивной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

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

- средняя на интервале времени 30 минут активная и реактивная электрическая мощность.

ИВК осуществляет:

– один раз в 30 минут опрос счетчиков электрической энергии и сбор результатов измерений;

– хранение результатов измерений в базе данных;

– передачу результатов измерений в ИВК.

- синхронизацию (коррекцию) времени в сервере и коррекцию времени в счетчиках;
- периодический (один раз в сутки) и по запросу автоматический сбор результатов измерений электрической энергии;
- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений и состоянии объектов измерений;
- хранение не менее 3,5 лет результатов измерений и журналов событий;
- автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
- перемножение результатов измерений, хранящихся в базе данных, на коэффициенты трансформации ТТ и ТН;
- формирование отчетных документов;
- ведение журнала событий с фиксацией изменений результатов измерений, осуществляемых в ручном режиме, изменений коэффициентов ТТ и ТН, синхронизации (коррекции) времени с указанием времени до и после синхронизации (коррекции), пропадания питания, замены счетчика, событий, отраженных в журналах событий счетчиков;
- конфигурирование и параметрирование технических средств ИВК;
- сбор и хранение журналов событий счетчиков;
- ведение журнала событий ИВК;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;
- самодиагностику с фиксацией результатов в журнале событий.

ИВК осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), с другими АИИС КУЭ утвержденного типа, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе: АО «АТС», АО «СО ЕЭС». Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии между информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ осуществляется по электронной почте в виде электронных документов XML в форматах 80020, 80030 заверенных электронно-цифровой подписью.

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

- посредством интерфейса Ethernet (ВОЛС) для передачи данных от счетчиков до ИВК;
- посредством локальной вычислительной сети интерфейса Ethernet для передачи данных с сервера баз данных на АРМ;
- посредством наземного канала связи Ethernet для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы (основной канал);
- посредством наземного канала связи Ethernet для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы (резервный канал).

В АИИС КУЭ на функциональном уровне выделена система обеспечения единого времени (СОЕВ), включающая в себя часы сервера и счетчиков. Сервер получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от УСВ-3. Синхронизация часов сервера с УСВ-3 происходит при расхождении времени более чем на ± 1 с. Журналы событий счетчиков и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения наносится на формуляр.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида-2000». Идентификационные признаки ПО приведены в таблице 1. Уровень защиты программного обеспечения «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО

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 (Алгоритм вычисления цифрового идентификатора MD5)	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
	48e73a9283d1e66494 521f63d00b0d9f
	c391d64271acf4055b b2a4d3fe1f8f48
	ecf532935ca1a3fd32 15049af1fd979f
	530d9b0126f7cdc23e cd814c4eb7ca09
	1ea5429b261fb0e288 4f5b356a1d1e75

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4 и 5.

Таблица 2 – Состав ИК

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УССБ/Сервер
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ-110 кВ Сочинская ТЭС - Бытха	В65-СТ Кл.т. 0,2 Ктт = 600/1 Рег. № 28140-04	SU145/H53 Кл.т. 0,2 Ктн = 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 28141-04	A1802RAL- P4GE-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	УСБ-3 Рег. № 64242-16 / HP ProLiant DL160 Gen9
2	ВЛ-110 кВ Сочинская ТЭС - Мацеста	В65-СТ Кл.т. 0,2 Ктт = 600/1 Рег. № 28140-04	SU145/H53 Кл.т. 0,2 Ктн = 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 28141-04	A1802RAL- P4GE-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
3	ВЛ-110 кВ Сочинская ТЭС - Сочи I цепь	В65-СТ Кл.т. 0,2 Ктт = 600/1 Рег. № 28140-04	SU145/H53 Кл.т. 0,2 Ктн = 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 28141-04	A1802RAL- P4GE-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
4	КВЛ-110 кВ Сочинская ТЭС - Альпийская с отпайкой на ПС Тоннельная	В65-СТ Кл.т. 0,2 Ктт = 600/1 Рег. № 28140-04	SU145/H53 Кл.т. 0,2 Ктн = 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 28141-04	A1802RAL- P4GE-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
5	ЭВ-110 кВ Т-5	В65-СТ Кл.т. 0,2 Ктт = 600/1 Рег. № 28140-04	SU145/H53 Кл.т. 0,2 Ктн = 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 28141-04	A1802RAL- P4GE-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
6	ЭВ-10 кВ ПТУ-1	ТОЛ 10-1-1У2 Кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 Рег. № 15128-03	ЗНОЛП- 10 У2 Кл.т. 0,5 Ктн = 11000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 23544-02	A1802RAL- P4GE-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
7	ЭВ -10 кВ РЗ	ТОЛ 10-1-1У2 Кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 Рег. № 15128-03	ЗНОЛП- 10 У2 Кл.т. 0,5 Ктн = 11000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 23544-02	A1802RAL- P4GE-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
8	ЭВ -10 кВ ТСН-1	ТЛК 10 Кл.т. 0,2S Ктт = 300/5 Рег. № 9143-83	ЗНОЛП- 10 У2 Кл.т. 0,5 Ктн = 11000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 23544-02	A1802RAL- P4GE-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
9	ЭВ -10 кВ ГТУ-1	ТЛШ-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 3000/5 Рег. № 11077-03	ЗНОЛ.06- 10 У3 Кл.т. 0,5 Ктн = 11000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 3344-04	A1802RAL- P4GE-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
10	ЭВ -10 кВ ПТУ-2	ТОЛ 10-1-1У2 Кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 Рег. № 15128-03	ЗНОЛП- 10 У2 Кл.т. 0,5 Ктн = 11000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 23544-02	A1802RAL- P4GE-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
11	ЭВ -10 кВ ТСН-2	ТЛК 10 Кл.т. 0,2S Ктт = 300/5 Пер. № 9143-83	ЗНОЛП- 10 У2 Кл.т. 0,5 Ктн = 11000/√3/100/√3 Пер. № 23544-02	A1802RAL- P4GE-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-20	УСВ-3 Пер. № 64242-16 / HP ProLiant DL160 Gen9
12	ЭВ -10 кВ ГТУ-2	ТЛШ-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 3000/5 Пер. № 11077-03	ЗНОЛ.06- 10 У3 Кл.т. 0,5 Ктн = 11000/√3/100/√3 Пер. № 3344-04	A1802RAL- P4GE-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-20	
13	ЭВ -220 кВ АТ-1	АМТ 245/1 Кл.т. 0,2S Ктт = 500/1 Пер. № 37101-08	SU245/S Кл.т. 0,2 Ктн = 220000/√3/100/√3 Пер. № 37115-08	A1802RAL- P4GE-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-20	
14	КВЛ-220 кВ Сочинская ТЭС - Дагомыс	АМТ 245/1 Кл.т. 0,2S Ктт = 600/1 Пер. № 37101-08	SU245/S Кл.т. 0,2 Ктн = 220000/√3/100/√3 Пер. № 37115-08	A1802RAL- P4GE-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-20	
15	КВЛ-220 кВ Сочинская ТЭС - Псоу	АМТ 245/1 Кл.т. 0,2S Ктт = 600/1 Пер. № 37101-08	SU245/S Кл.т. 0,2 Ктн = 220000/√3/100/√3 Пер. № 37115-08	A1802RAL- P4GE-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-20	
16	ЭВ -110 кВ АТ-1	В65-СТ Кл.т. 0,2S Ктт = 600/1 Пер. № 28140-04	SU145/H53 Кл.т. 0,2 Ктн = 110000/√3/100/√3 Пер. № 28141-04	A1802RAL- P4GE-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-20	
17	ВЛ-110 кВ Сочинская ТЭС - Сочи II цепь	В65-СТ Кл.т. 0,2S Ктт = 600/1 Пер. № 28140-04	SU145/H53 Кл.т. 0,2 Ктн = 110000/√3/100/√3 Пер. № 28141-04	A1802RAL- P4GE-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-20	
18	КВЛ-110 кВ Сочинская ТЭС - Хоста	В65-СТ Кл.т. 0,2S Ктт = 600/1 Пер. № 28140-04	SU145/H53 Кл.т. 0,2 Ктн = 110000/√3/100/√3 Пер. № 28141-04	A1802RAL- P4GE-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-20	
19	ВВ-10 кВ АТ-1 1 секция шин	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 2000/5 Пер. № 25433-08	ЗНОЛП-ЭК Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3/100/√3 Пер. № 68841-17	A1802RAL- P4GE-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-20	
20	ВВ-10 кВАТ-1 2 секция шин	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 2000/5 Пер. № 25433-08	ЗНОЛП-ЭК Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/√3/100/√3 Пер. № 68841-17	A1802RAL- P4GE-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-20	
21	ВВ-10 кВ Р-9	ТРУ45.41 Кл.т. 0,2 Ктт = 2000/5 Пер. № 17085-98	ЗНОЛП-ЭК Кл.т. 0,5 Ктн = 10500/√3/100/√3 Пер. № 68841-17	A1802RAL- P4GE-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-20	
22	ВВ-10 кВ ПТУ-3	ТРУ45.41 Кл.т. 0,2 Ктт = 2000/5 Пер. № 17085-98	ЗНОЛП-ЭК Кл.т. 0,5 Ктн = 10500/√3/100/√3 Пер. № 68841-17	A1802RAL- P4GE-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-20	

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6
23	ВВ-10 кВ ГТУ-3	ТРУ 46.41 Кл.т. 0,2 К _{ТТ} = 2500/5 Рег. № 17085-98	ЗНОЛП-ЭК Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10500/√3/100/√3 Рег. № 68841-17	A1802RAL- P4GE-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	УСВ-3 Рег. № 64242-16 / HP ProLiant DL160 Gen9
24	ВВ-10 кВ ГТУ-4	ТРУ 46.41 Кл.т. 0,2 К _{ТТ} = 2500/5 Рег. № 17085-98	ЗНОЛП-ЭК Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10500/√3/100/√3 Рег. № 68841-17	A1802RAL- P4GE-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
25	ВВ-10 кВ ТСН-7	ТРУ40.41 Кл.т. 0,2 К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 17085-98	ЗНОЛП-ЭК Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10500/√3/100/√3 Рег. № 68841-17	A1802RAL- P4GE-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
26	ВВ-10 кВ ТСН-8	ТРУ40.41 Кл.т. 0,2 К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 17085-98	ЗНОЛП-ЭК Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10500/√3/100/√3 Рег. № 68841-17	A1802RAL- P4GE-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
27	ВВ-10 кВ ТСН-12	ТРУ40.41 Кл.т. 0,2 К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 17085-98	ЗНОЛП-ЭК Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10500/√3/100/√3 Рег. № 68841-17	A1802RAL- P4GE-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	

Примечания:

1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение, указанных в Таблице 2, метрологических характеристик.

2 Допускается замена устройства синхронизации времени на аналогичные утвержденных типов.

3 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК в нормальных условиях применения

ИК №№	cos φ	I ₂ ≤ I _{изм} < I ₅		I ₅ ≤ I _{изм} < I ₂₀		I ₂₀ ≤ I _{изм} < I ₁₀₀		I ₁₀₀ ≤ I _{изм} ≤ I ₁₂₀	
		δ _{W₀} ^A %	δ _{W₀} ^P %	δ _{W₀} ^A %	δ _{W₀} ^P %	δ _{W₀} ^A %	δ _{W₀} ^P %	δ _{W₀} ^A %	δ _{W₀} ^P %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1, 2, 3, 4, 5	0,50	-	-	±2,0	±1,5	±1,2	±0,9	±0,9	±0,8
	0,80	-	-	±1,3	±2,0	±0,8	±1,1	±0,6	±1,0
	0,87	-	-	±1,2	±2,2	±0,7	±1,3	±0,6	±1,1
	1,00	-	-	±0,9	-	±0,6	-	±0,5	-
21, 22, 23, 24, 25, 26, 27	0,50	-	-	±2,3	±1,6	±1,6	±1,1	±1,4	±1,0
	0,80	-	-	±1,5	±2,1	±1,0	±1,4	±0,9	±1,3
	0,87	-	-	±1,3	±2,5	±0,9	±1,7	±0,8	±1,5
	1,00	-	-	±1,1	-	±0,8	-	±0,7	-
13, 14, 15, 16, 17, 18	0,50	±1,8	±1,5	±1,3	±1,3	±0,9	±0,8	±0,9	±0,8
	0,80	±1,2	±1,8	±0,9	±1,4	±0,6	±1,0	±0,6	±1,0
	0,87	±1,1	±2,1	±0,8	±1,6	±0,6	±1,1	±0,6	±1,1
	1,00	±0,9	-	±0,6	-	±0,5	-	±0,5	-

Окончание таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
6, 7, 8,	0,50	±2,1	±1,6	±1,7	±1,4	±1,4	±1,0	±1,4	±1,0
9, 10,	0,80	±1,3	±2,0	±1,1	±1,7	±0,9	±1,3	±0,9	±1,3
11, 12,	0,87	±1,3	±2,3	±1,0	±1,9	±0,8	±1,5	±0,8	±1,5
19, 20	1,00	±1,0	-	±0,8	-	±0,7	-	±0,7	-

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		δ_w^A %	δ_w^P %	δ_w^A %	δ_w^P %	δ_w^A %	δ_w^P %	δ_w^A %	δ_w^P %
1, 2, 3, 4, 5	0,50	-	-	±2,1	±2,0	±1,3	±1,6	±1,1	±1,6
	0,80	-	-	±1,4	±2,4	±0,9	±1,8	±0,8	±1,7
	0,87	-	-	±1,3	±2,6	±0,9	±1,9	±0,8	±1,7
	1,00	-	-	±1,0	-	±0,6	-	±0,6	-
21, 22, 23, 24, 25, 26, 27	0,50	-	-	±2,4	±2,1	±1,7	±1,7	±1,5	±1,7
	0,80	-	-	±1,6	±2,5	±1,1	±2,0	±1,1	±1,9
	0,87	-	-	±1,5	±2,8	±1,1	±2,2	±1,0	±2,1
	1,00	-	-	±1,1	-	±0,8	-	±0,8	-
13, 14, 15, 16, 17, 18	0,50	±1,9	±2,0	±1,4	±1,9	±1,1	±1,6	±1,1	±1,6
	0,80	±1,3	±2,3	±1,0	±2,0	±0,8	±1,7	±0,8	±1,7
	0,87	±1,2	±2,5	±1,0	±2,1	±0,8	±1,7	±0,8	±1,7
	1,00	±1,1	-	±0,6	-	±0,6	-	±0,6	-
6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 19, 20	0,50	±2,2	±2,1	±1,7	±1,9	±1,5	±1,7	±1,5	±1,7
	0,80	±1,5	±2,4	±1,2	±2,2	±1,1	±1,9	±1,1	±1,9
	0,87	±1,4	±2,7	±1,2	±2,3	±1,0	±2,1	±1,0	±2,1
	1,00	±1,2	-	±0,8	-	±0,8	-	±0,8	-

Пределы допускаемого значения поправки часов, входящих в СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU) ±5 с

Примечание:

I_2 – сила тока 2% относительно номинального тока ТТ;

I_5 – сила тока 5% относительно номинального тока ТТ;

I_{20} – сила тока 20% относительно номинального тока ТТ;

I_{100} – сила тока 100% относительно номинального тока ТТ;

I_{120} – сила тока 120% относительно номинального тока ТТ;

$I_{изм}$ – силы тока при измерениях активной и реактивной электрической энергии относительно номинального тока ТТ;

$\delta_{w_0}^A$ – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии;

$\delta_{w_0}^P$ – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии;

δ_w^A – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения;

δ_w^P – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	27
Нормальные условия: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха для счетчиков, °С:	от (2)5 до 120 от 99 до 101 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от +21 до +25
Рабочие условия эксплуатации: допускаемые значения неинформативных параметров: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для сервера	от (2)5 до 120 от 90 до 110 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от -40 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25
Период измерений активной и реактивной средней мощности и приращений электрической энергии, минут	30
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут	30
Формирование XML-файла для передачи внешним системам	Автоматическое
Формирование базы данных с указанием времени измерений и времени поступления результатов	Автоматическое
Глубина хранения информации Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее Сервер ИВК: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	100 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервный сервер с установленным специализированным ПО;
- резервирование каналов связи между уровнями ИВК и между ИВК и внешними системами субъектов ОРЭМ, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ.

Ведение журналов событий:

- счётчика, с фиксированием событий:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- ИВК, с фиксированием событий:
 - даты начала регистрации измерений;
 - перерывы электропитания;
 - программные и аппаратные перезапуски;
 - установка и корректировка времени;
 - переход на летнее/зимнее время;
 - нарушение защиты ИВК;
 - отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на сервер.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра РЭМ.0999-АИИС.СТЭС.ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности филиала «Сочинская ТЭС» АО «Интер РАО - Электрогенерация». Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	АМТ 245/1	9
Трансформаторы тока	ТОЛ 10-1-1У2	9
Трансформаторы тока	ТРУ 46.41	6
Трансформаторы тока	ТЛК 10	6
Трансформаторы тока	ТЛО-10	6
Трансформаторы тока	ТЛШ-10	6
Трансформаторы тока	ТРУ40.41	9
Трансформаторы тока	В65-СТ	24
Трансформаторы тока	ТРУ45.41	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП- 10 У2	12
Трансформаторы напряжения	SU145/H53	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06- 10 У3	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-ЭК	24
Трансформаторы напряжения	SU245/S	6
Счетчики	A1802RAL-P4GE-DW-4	27
УССВ	УСВ-3	1
ИВК	Пирамида-2000	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности филиала «Сочинская ТЭС» АО «Интер РАО - Электрогенерация». Формуляр	РЭМ.0999-АИИС.СТЭС.ФО	1
ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности филиала «Сочинская ТЭС» АО «Интер РАО - Электрогенерация». Методика поверки	МП-323-РА.RU.310556-2020	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности филиала «Сочинская ТЭС» АО «Интер РАО - Электрогенерация»» Методика измерений аттестована Западно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ». Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по аттестации методик (методов) измерений и метрологической экспертизе № RA.RU.311735 от 19.07.2016 г.

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

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

