

Регистрационный № 99536-26

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала «Сочинская ТЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала «Сочинская ТЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, средне интервальной мощности;
- периодический (1 раз в полчаса, час, сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени состояния средств измерений и результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин.);
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и хранящихся в АИИС КУЭ данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровнях (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее по тексту – ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН) и счетчики активной

и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в Таблицах 2, 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК), включает в себя технические средства приема-передачи данных (каналообразующую аппаратуру), коммуникационное оборудование, сервер баз данных (далее по тексту – БД) АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени (далее по тексту – УССВ) УСВ-2, автоматизированные рабочие места персонала (далее по тексту – АРМ), программное обеспечение (далее по тексту – ПО) «Пирамида 2.0».

Измерительные каналы (далее по тексту – ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

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 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 поступает на сервер АИИС КУЭ в составе верхнего – второго уровня системы.

На верхнем – втором уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Сервер БД (или АРМ) ежесуточно формирует и отправляет с использованием электронной подписи (далее – ЭП) с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее по тексту – СОЕВ), которая охватывает все уровни АИИС КУЭ – ИИК и ИВК.

СОЕВ включает в себя УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной системы ГЛОНАСС, получаемых от ГЛОНАСС-приемников, входящих в состав УССВ. Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени основного УССВ осуществляется во время сеанса связи с УССВ. При наличии расхождения более ± 1 с (программируемый параметр) сервер АИИС КУЭ производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, с периодичностью не реже 1 раза в сутки. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени сервера АИИС КУЭ равного ± 2 с (программируемый параметр) и более, производится синхронизация шкалы времени счетчика.

АИИС КУЭ также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов (время до коррекции и время после коррекции).

Журналы событий сервера БД отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№ 001) указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике на передней дверце шкафа с сервером в составе уровня ИВК.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2.0», в состав которого входят модули, указанные в Таблице 1. ПО «Пирамида 2.0» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2.0».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Пирамида 2.0»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 8.0
Наименование программного модуля ПО	BinaryPackControls.dll
Цифровой идентификатор ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476
Наименование программного модуля ПО	CheckDataIntegrity.dll
Цифровой идентификатор ПО	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7
Наименование программного модуля ПО	ComIECFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27
Наименование программного модуля ПО	ComModbusFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917
Наименование программного модуля ПО	ComStdFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373
Наименование программного модуля ПО	DateTimeProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО	D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D
Наименование программного модуля ПО	SafeValuesDataUpdate.dll
Цифровой идентификатор ПО	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB
Наименование программного модуля ПО	SimpleVerifyDataStatuses.dll
Цифровой идентификатор ПО	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39
Наименование программного модуля ПО	SummaryCheckCRC.dll
Цифровой идентификатор ПО	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5
Наименование программного модуля ПО	ValuesDataProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО «Пирамида 2.0» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

Конструкция средства измерения исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в Таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро- энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ		Основная погреш- ность, %	Погреш- ность в рабочих усло- виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ВЛ-110 кВ Сочинская ТЭС - Бытха	В65-СТ Кл.т. 0,2 КТТ 600/1 Рег. № 28140-04	SU 145/H53 Кл.т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 28141-04	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	УСВ-2 Рег. № 82570-21	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,7 ±3,9
2	ВЛ-110 кВ Сочинская ТЭС - Мацеста	В65-СТ Кл.т. 0,2 КТТ 600/1 Рег. № 28140-04	SU 145/H53 Кл.т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 28141-04	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20		активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,7 ±3,9
3	ВЛ-110 кВ Сочинская ТЭС - Сочи I цепь	В65-СТ Кл.т. 0,2 КТТ 600/1 Рег. № 28140-04	SU 145/H53 Кл.т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 28141-04	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20		активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,7 ±3,9
4	КВЛ-110 кВ Сочинская ТЭС - Альпийская с отпайкой на ПС Тоннельная	В65-СТ Кл.т. 0,2 КТТ 600/1 Рег. № 28140-04	SU 145/H53 Кл.т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 28141-04	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20		активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,7 ±3,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ЭВ-110 кВ Т-5	В65-СТ Кл.т. 0,2 КТТ 600/1 Рег. № 28140-04	SU 145/H53 Кл.т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 28141-04	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	УСВ-2 Рег. № 82570-21	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,7 ±3,9
6	ЭВ-10 кВ ПТУ-1	ТОЛ 10-1 Кл.т. 0,2S КТТ 1000/5 Рег. № 15128-03	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 КТН 11000:√3/100:√3 Рег. № 23544-02	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20		активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±4,0
7	ЭВ -10 кВ РЗ	ТОЛ 10-1 Кл.т. 0,2S КТТ 1000/5 Рег. № 15128-03	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 КТН 11000:√3/100:√3 Рег. № 23544-02	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20		активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±4,0
8	ЭВ -10 кВ ТСН-1	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S КТТ 300/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 КТН 11000:√3/100:√3 Рег. № 23544-02	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20		активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±4,0
9	ЭВ -10 кВ ГТУ-1	ТЛШ-10 Кл.т. 0,2S КТТ 3000/5 Рег. № 11077-03	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 КТН 11000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20		активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±4,0
10	ЭВ -10 кВ ПТУ-2	ТОЛ 10-1 Кл.т. 0,2S КТТ 1000/5 Рег. № 15128-03	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 КТН 11000:√3/100:√3 Рег. № 23544-02	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20		активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±4,0
11	ЭВ -10 кВ ТСН-2	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S КТТ 300/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 КТН 11000:√3/100:√3 Рег. № 23544-02	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20		активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±4,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	ЭВ -10 кВ ГТУ-2	ТЛШ-10 Кл.т. 0,2S КТТ 3000/5 Рег. № 11077-03	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 КТН 11000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	УСВ-2 Рег. № 82570-21	активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±4,0
13	ЭВ -220 кВ АТ-1	АМТ 170/245/1 Кл.т. 0,2S КТТ 500/1 Рег. № 37101-08	SU 170/245/362/ 420/550/S Кл.т. 0,2 КТН 220000:√3/100:√3 Рег. № 37115-08	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20		активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,7 ±3,9
14	КВЛ-220 кВ Сочинская ТЭС - Дагомыс	АМТ 170/245/1 Кл.т. 0,2S КТТ 600/1 Рег. № 37101-08	SU 170/245/362/ 420/550/S Кл.т. 0,2 КТН 220000:√3/100:√3 Рег. № 37115-08	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20		активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,7 ±3,9
15	КВЛ-220 кВ Сочинская ТЭС - Псоу	АМТ 170/245/1 Кл.т. 0,2S КТТ 600/1 Рег. № 37101-08	SU 170/245/362/ 420/550/S Кл.т. 0,2 КТН 220000:√3/100:√3 Рег. № 37115-08	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20		активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,7 ±3,9
16	ЭВ -110 кВ АТ-1	В65-СТ Кл.т. 0,2S КТТ 600/1 Рег. № 28140-04	SU 145/H53 Кл.т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 28141-04	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20		активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,7 ±3,9
17	ВЛ-110 кВ Сочинская ТЭС - Сочи II цепь	В65-СТ Кл.т. 0,2S КТТ 600/1 Рег. № 28140-04	SU 145/H53 Кл.т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 28141-04	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20		активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,7 ±3,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
18	КВЛ-110 кВ Сочинская ТЭС - Хоста	B65-CT Кл.т. 0,2S КТТ 600/1 Рег. № 28140-04	SU 145/H53 Кл.т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 28141-04	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	УСВ-2 Рег. № 82570-21	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,7 ±3,9
19	ВВ-10 кВ АТ-1 1 секция шин	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S КТТ 2000/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛП-ЭК Кл.т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 68841-17	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20		активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±4,0
20	ВВ-10 кВАТ-1 2 секция шин	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S КТТ 2000/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛП-ЭК Кл.т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 68841-17	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20		активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±4,0
21	ВВ-10 кВ Р-9	ТРУ4 Кл.т. 0,2 КТТ 2000/5 Рег. № 17085-98	ЗНОЛП-ЭК Кл.т. 0,5 КТН 10500:√3/100:√3 Рег. № 68841-17	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20		активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±4,0
22	ВВ-10 кВ ПТУ-3	ТРУ4 Кл.т. 0,2 КТТ 2000/5 Рег. № 17085-98	ЗНОЛП-ЭК Кл.т. 0,5 КТН 10500:√3/100:√3 Рег. № 68841-17	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20		активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±4,0
23	ВВ-10 кВ ГТУ-3	ТРУ4 Кл.т. 0,2 КТТ 2500/5 Рег. № 17085-98	ЗНОЛП-ЭК Кл.т. 0,5 КТН 10500:√3/100:√3 Рег. № 68841-17	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20		активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±4,0
24	ВВ-10 кВ ГТУ-4	ТРУ4 Кл.т. 0,2 КТТ 2500/5 Рег. № 17085-98	ЗНОЛП-ЭК Кл.т. 0,5 КТН 10500:√3/100:√3 Рег. № 68841-17	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20		активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±4,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
25	ВВ-10 кВ ТСН-7	TPU4 Кл.т. 0,2 Ктт 150/5 Рег. № 17085-98	ЗНОЛП-ЭК Кл.т. 0,5 Ктн 10500:√3/100:√3 Рег. № 68841-17	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	УСВ-2 Рег. № 82570-21	активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±4,0
26	ВВ-10 кВ ТСН-8	TPU4 Кл.т. 0,2 Ктт 150/5 Рег. № 17085-98	ЗНОЛП-ЭК Кл.т. 0,5 Ктн 10500:√3/100:√3 Рег. № 68841-17	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20		активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±4,0
27	ВВ-10 кВ ТСН-12	TPU4 Кл.т. 0,2 Ктт 150/5 Рег. № 17085-98	ЗНОЛП-ЭК Кл.т. 0,5 Ктн 10500:√3/100:√3 Рег. № 68841-17	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20		активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±4,0

Пределы смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC (SU), с ±5

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 Погрешность в рабочих условиях указана $\cos\varphi = 0,8$ инд $I=0,02(0,05) \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков для ИК от - 40 до + 60 °С.
- 4 Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.
- 5 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных метрологических характеристик.
- 6 Допускается замена УССВ на аналогичное утвержденного типа.
- 7 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
- 8 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений.
- 9 Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в Таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	27
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C - температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,5 до 50,5 от -45 до +40 от -40 до +70 от +10 до +30 от -30 до +50
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	170000 2 70000 1
УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	35000 24
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, год, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	45 30 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
 - коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
 - формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;
 - отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
 - перерывы питания счетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления.
- журнал сервера:
 - изменение значений результатов измерений;
 - изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
 - факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
 - пропадание питания;
 - замена счетчика;
 - полученные с уровней ИИК «Журналы событий».

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации: о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в Таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	В65-СТ	24
Трансформаторы тока	ТОЛ 10-1	9
Трансформаторы тока	ТЛО-10	6
Трансформаторы тока	ТЛШ-10	6

Продолжение таблицы 4

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	АМТ 170/245/1	9
Трансформаторы тока	ТРУ4	21
Трансформаторы напряжения	SU 145/H53	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП	12
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-ЭК	24
Счетчики электрической энергии многофункциональные	Альфа А1800	27
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-2	1
Программное обеспечение	ПО «Пирамида 2.0»	1
Паспорт-формуляр	ТЕРЦ.100.00.001 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала «Сочинская ТЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация», разработанном ООО «ЭнергоПромРесурс», Московская обл., г. Красногорск, уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц Росаккредитации RA.RU.312376.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ Р 59793-2021 «Информационные технологии (ИТ). Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

Правообладатель

Акционерное общество «Интер РАО – Электрогенерация»

(АО «Интер РАО – Электрогенерация»)

ИНН 7704784450

Юридический адрес: 119435, г. Москва, ул. Большая Пироговская, д.27, стр.1

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ТЕРЦИУС»

(ООО «ТЕРЦИУС»)

ИНН 3702268237

Адрес: 153000, г. Иваново, ул. Почтовая, д. 9/37, офис 4

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЛЕММА»

(ООО «ЛЕММА»)

Адрес: 620102, Свердловская обл., г. Екатеринбург, ул. Ясная, д. 28, кв. 23

Телефон: +7 (343) 372-00-57

Web-сайт: www.lemma-ekb.ru

E-mail: lemma-ekb@mail.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц Росаккредитации RA.RU.320074