ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Пенза-2

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Пенза-2 (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (Счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), систему обеспечения единого времени (СОЕВ), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование;

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК). Этот уровень обеспечивает выполнение следующих функций:

- синхронизацию шкалы времени ИВК;
- сбор информации (результаты измерений, журналы событий);
- обработку данных и их архивирование;
- хранение информации в базе данных сервера Центра сбора и обработки данных (ЦСОД) ПАО «ФСК ЕЭС» не менее 3,5 лет;
- доступ к информации и ее передачу в организации-участники оптового-рынка электроэнергии (ОРЭМ).

ИВК включает в себя: сервер коммуникационный, сервер архивов и сервер баз данных; устройство синхронизации системного времени на базе приемника GPS; автоматизированных рабочих мест (АРМ) на базе ПК; каналообразующей аппаратуры; средств связи и передачи данных и специальное программное обеспечение (СПО) (Метроскоп).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности, которые усредняются за 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где производится сбор и хранение результатов измерений. Далее информация поступает на ИВК Центра сбора данных АИИС КУЭ.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Коммуникационный сервер опроса ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (ЕНЭС) (Метроскоп) автоматически опрашивает УСПД ИВКЭ. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи Ethernet.

По окончании опроса коммуникационный сервер автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в базу данных (БД) сервера ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп). В сервере БД ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру. Сформированные архивные файлы автоматически сохраняются на «жестком» диске. Между Центром сбора и обработки данных (ЦСОД) ПАО «ФСК ЕЭС» и ЦСОД филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Волги происходит автоматическая репликация данных по сетям единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ).

Ежедневно оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) формирует файл отчета с результатами измерений в формате XML и передает его в программно-аппаратный комплекс (ПАК) АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС».

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для синхронизации шкалы времени в системе в состав ИВК входит устройство синхронизации системного времени (УССВ). Устройство синхронизации системного времени обеспечивает автоматическую синхронизацию часов сервера, при превышении порога ±1 с происходит коррекция часов сервера. Синхронизация часов УСПД выполняется УССВ ИВКЭ, коррекция проводится при расхождении часов УСПД и УССВ на значение, превышающее ±1 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ±2 с. Взаимодействие между уровнями АИИС КУЭ осуществляется по оптоволоконной связи или по сети Ethernet, задержками в линиях связи пренебрегаем ввиду малости значений.

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп))». СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные СПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 1.00
Цифровой идентификатор ПО	D233ED6393702747769A45DE8E67B57E
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя.

Уровень защиты СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) от непреднамеренных и преднамеренных изменений - высокий, в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 - 5.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Диспетчерское наименование точки учёта	Состав ИК АИИС КУЭ				Вид электроэнергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик статический трёхфазный переменного тока активной/реактивной энергии	УСПД	
1	2	3	4	5	6	7
ПС 500 кВ Пенза-2						
1	ПС 500 кВ Пенза - 2, ОРУ - 110кВ, яч.12, ВЛ - 110 кВ Пенза - 2 - Кривозеровка тяговая	ТФНД-110М-II ф. А, В, С кл.т. 0,5 Ктт=750/1 Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (рег.№) 64839-16	НКФ-110-57 ф. А, В, С (1 с.ш.) кл.т. 0,5 Ктн=110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94	EA02RAL-P4B-4 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97	RTU-325 Рег. № 37288-08	активная реактивная
2	ПС 500 кВ Пенза - 2, ОРУ - 110кВ, яч.13, ВЛ - 110 кВ Пенза - 2 - Ардым	ТФНД-110М-II ф. А, В, С кл.т. 0,5 Ктт=750/1 Рег. № 65722-16	НКФ-110-57 ф. А, В, С (2 с.ш.) кл.т. 0,5 Ктн=110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94	EA02RAL-P4B-4 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97		активная реактивная
3	ПС 500 кВ Пенза - 2, ОРУ - 110кВ, яч.8, ВЛ - 110 кВ Пенза - 2 - ГПЗ - 24 I цепь с отпайкой на ПС Терновка	ТФНД-110М-II ф. А, В, С кл.т. 0,5 Ктт=750/1 Рег. № 64839-16	НКФ-110-57 ф. А, В, С (1 с.ш.) кл.т. 0,5 Ктн=110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94	EA02RAL-P4B-4 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
4	ПС 500 кВ Пенза - 2, ОРУ - 110кВ, яч.10, ВЛ - 110 кВ Пенза - 2 - ГПЗ - 24 II цепь с отпайкой на ПС Терновка	ТФНД-110М-II ф. А, В, С кл.т. 0,5 Ктт=750/1 Рег. № 64839-16	НКФ-110-57 ф. А, В, С (2 с.ш.) кл.т. 0,5 Ктн=110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94	EA02RAL-P4B-4 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97	RTU-325 Рег. № 37288-08	активная реактивная
5	ПС 500 кВ Пенза - 2, ОРУ - 110кВ, яч.19, ВЛ - 110 кВ Пенза - 2 - Прогресс	ТФЗМ 110Б-III ф. А, В, С кл.т. 0,5 Ктт=750/1 Рег. № 26421-04	НКФ-110-57 ф. А, В, С (1 с.ш.) кл.т. 0,5 Ктн=110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94	EA02RAL-P4B-4 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97		активная реактивная
6	ПС 500 кВ Пенза - 2, ОРУ - 110кВ, яч.6, ВЛ - 110 кВ Пенза - 2 - ЗТП с отпайкой на ПС Веселовка	ТФНД-110М ф. А, В, С кл.т. 0,5 Ктт=750/1 Рег. № 64839-16	НКФ-110-57 ф. А, В, С (2 с.ш.) кл.т. 0,5 Ктн=110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94	EA02RAL-P4B-4 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97		активная реактивная
7	ПС 500 кВ Пенза - 2, ОРУ - 110кВ, яч.4, ВЛ - 110 кВ Пенза - 2 - ТПА	ТФНД-110М-II ф. А, В, С кл.т. 0,5 Ктт=750/1 Рег. № 65722-16	НКФ-110-57 ф. А, В, С (1 с.ш.) кл.т. 0,5 Ктн=110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94	EA02RAL-P4B-4 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
8	ПС 500 кВ Пенза - 2, ОРУ - 110кВ, яч.2, ВЛ 110 кВ Пенза - 2 - Юбилейная	ТФНД-110М-II ф. А, В, С кл.т. 0,5 Ктт=750/1 Рег. № 65722-16	НКФ-110-57 ф. А, В, С (2 с.ш.) кл.т. 0,5 Ктн=110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94	EA02RAL-P4B-4 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97	RTU-325 Рег. № 37288-08	активная реактивная
9	ПС 500 кВ Пенза - 2, ОРУ - 110кВ, яч.15, ВЛ - 110 кВ Пенза - 2 - Водозабор	ТФНД-110М-II ф. А, В, С кл.т. 0,5 Ктт=750/1 Рег. № 64839-16	НКФ-110-57 ф. А, В, С (2 с.ш.) кл.т. 0,5 Ктн=110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94	EA02RAL-P4B-4 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97		активная реактивная
10	ПС 500 кВ Пенза - 2, ОРУ - 110кВ, яч.5, ВЛ - 110 кВ Пенза - 2 - Новозападная	ТФНД-110М-II ф. А, В, С кл.т. 0,5 Ктт=750/1 Рег. № 64839-16	НКФ-110-57 ф. А, В, С (1 с.ш.) кл.т. 0,5 Ктн=110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94	EA02RAL-P4B-4 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97		активная реактивная
11	ПС 500 кВ Пенза - 2, ОРУ - 110кВ, яч.17, ВЛ - 110 кВ Пенза - 2 - Телегино	ТФЗМ 110Б-III ф. А, В, С кл.т. 0,5 Ктт=750/1 Рег. № 26421-04	НКФ-110-57 ф. А, В, С (1 с.ш.) кл.т. 0,5 Ктн=110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94	EA02RAL-P4B-4 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
12	ПС 500 кВ Пенза - 2, ОРУ - 110 кВ, яч.7, ОВ - 110 кВ	ТФНД-110М-II ф. А, В, С кл.т. 0,5 Ктт=750/1 Рег. № 64839-16	НКФ-110-57 ф. А, В, С (1 с.ш.) кл.т. 0,5 Ктн=110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94	EA02RAL-P4B-4 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97	RTU-325 Рег. № 37288-08	активная реактивная
13	ПС 500 кВ Пенза - 2, ТСН - 3 0,4 кВ	ТШ-0,66 ф. А, В, С кл.т. 0,5 Ктт=1500/5 Рег. № 5025-75	–	A1805RALX-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная реактивная
14	ПС 500 кВ Пенза - 2, ЗРУ - 10кВ, 1сек.ш.10 кВ, яч.5, ВЛ - 10 кВ Константиновская	ТВЛМ-10 ф. А, С кл.т. 0,5 Ктт=400/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-10-66У3 ф. А, В, С (1 с.ш.) кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 Рег. № 831-69	A1802RALX-P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная
15	ПС 500 кВ Пенза - 2, ЗРУ - 10кВ, 1сек.ш.10 кВ, яч.9, ВЛ - 10 кВ Ардым - 1	ТВЛМ-10 ф. А, С кл.т. 0,5 Ктт=400/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-10-66У3 ф. А, В, С (1 с.ш.) кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 Рег. № 831-69	EA02RAL-P4B-4 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
16	ПС 500 кВ Пенза - 2, ЗРУ - 10кВ, 2сек.ш.10 кВ, яч.27, ВЛ - 10 кВ Ардым - 2	ТВЛМ-10 ф. А, С кл.т. 0,5 Ктт=400/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-10-66У3 ф. А, В, С (2 с.ш.) кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 Рег. № 831-69	EA02RAL-P4B-4 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97	RTU-325 Рег. № 37288-08	активная реактивная
17	ПС 500 кВ Пенза - 2, ЗРУ - 10кВ, 2сек.ш.10 кВ, яч.28, ВЛ - 10 кВ Оросительная	ТВЛМ-10 ф. А, С кл.т. 0,5 Ктт=600/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-10-66У3 ф. А, В, С (2 с.ш.) кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 Рег. № 831-69	A1802RALX-P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная
18	ПС 500 кВ Пенза - 2, ЗРУ - 10кВ, 1сек.ш.10 кВ, яч.11, ВЛ - 10 кВ Сурские зори	ТЛО-10 ф. А, В, С кл.т. 0,5S Ктт=400/5 Рег. № 25433-08	НТМИ-10-66У3 ф. А, В, С (1 с.ш.) кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 Рег. № 831-69	EA02RAL-P4B-4 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
19	ПС 500 кВ Пенза - 2, ЗРУ - 10кВ, 1сек.ш.10 кВ, яч.15, ВЛ - 10 кВ Дубки	ТЛО-10 ф. А, В, С кл.т. 0,5S Ктт=400/5 Рег. № 25433-08	НТМИ-10-66У3 ф. А, В, С (1 с.ш.) кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 Рег. № 831-69	ЕА02RAL-P4B-4 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97	RTU-325 Рег. № 37288-08	активная реактивная
20	ПС 500 кВ Пенза - 2, ЗРУ - 10 кВ, 2сек.ш.10 кВ, яч.29, ВЛ - 10 кВ Николаевская	ТЛО-10 ф. А, В, С кл.т. 0,5S Ктт=150/5 Рег. № 25433-08	НТМИ-10-66У3 ф. А, В, С (2 с.ш.) кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 Рег. № 831-69	ЕА02RAL-P4B-4 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97		активная реактивная
21	ПС 500 кВ Пенза - 2, ЗРУ - 10кВ, 2сек.ш.10 кВ, яч.31, ВЛ - 10 кВ ТУСМ - 1	ТЛО-10 ф. А, В, С кл.т. 0,5S Ктт=100/5 Рег. № 25433-08	НТМИ-10-66У3 ф. А, В, С (2 с.ш.) кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 Рег. № 831-69	ЕА02RAL-P4B-4 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97		активная реактивная
22	ПС 500 кВ Пенза - 2, РУ - 0,4 кВ, 1сек.ш.0,4 кВ, пан.№11П ЩСН - 0,4 кВ КЛ 0,4 кВ APS 3 ОАО "МТС" (ОАО «Евротел»)	ТОП-0,66 У3 ф. А, В, С кл.т. 0,5S Ктт=30/5 Рег. № 15174-06	–	ЕА02RAL-P4B-4W ф. А, В, С кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
23	ПС 500 кВ Пенза - 2, РУ - 0,4 кВ, 2сек.ш - 0,4 кВ, пан.№8аП КЛ 0,4 кВ APS 3 ОАО "МТС" (ОАО «Евротел»)	ТОП-0,66 У3 ф. А, В, С кл.т. 0,5S Ктт=30/5 Рег. № 15174-06	–	EA02RAL-P4B-4W ф. А, В, С кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07	RTU-325 Рег. № 37288-08	активная реактивная
Погрешность системного времени, с					±5	

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы интервала основной относительной погрешности ИК (±δ), %			Границы интервала относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации (±δ), %		
		cos φ = 1,0	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5	cos φ = 1,0	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5
1	2	3	4	5	6	7	8
1 - 12; 14 - 17 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,05I_{н_1} \le I_1 < 0,2I_{н_1}$	1,8	2,8	5,4	1,9	2,9	5,5
	$0,2I_{н_1} \le I_1 < I_{н_1}$	1,1	1,6	2,9	1,2	1,7	3,0
	$I_{н_1} \le I_1 \le 1,2I_{н_1}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
13 (ТТ 0,5; Сч 0,5S)	$0,05I_{н_1} \le I_1 < 0,2I_{н_1}$	1,7	2,8	5,4	2,1	3,1	5,5
	$0,2I_{н_1} \le I_1 < I_{н_1}$	1,0	1,5	2,7	1,6	2,0	3,0
	$I_{н_1} \le I_1 \le 1,2I_{н_1}$	0,8	1,1	1,9	1,4	1,7	2,3
18 - 21 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{н_1} \le I_1 < 0,05I_{н_1}$	1,8	2,5	4,8	1,9	2,6	4,8
	$0,05I_{н_1} \le I_1 < 0,2I_{н_1}$	1,1	1,6	3,0	1,2	1,7	3,0
	$0,2I_{н_1} \le I_1 < I_{н_1}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
	$I_{н_1} \le I_1 \le 1,2I_{н_1}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
22, 23 (ТТ 0,5S; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{н_1} \le I_1 < 0,05I_{н_1}$	1,7	2,4	4,6	1,8	2,5	4,7
	$0,05I_{н_1} \le I_1 < 0,2I_{н_1}$	0,9	1,4	2,7	1,0	1,5	2,8
	$0,2I_{н_1} \le I_1 < I_{н_1}$	0,6	0,9	1,8	0,8	1,1	1,9
	$I_{н_1} \le I_1 \le 1,2I_{н_1}$	0,6	0,9	1,8	0,8	1,1	1,9

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы интервала основной относительной погрешности ИК (±δ), %		Границы интервала относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации (±δ), %	
		cos φ = 0,8 (sin φ = 0,6)	cos φ = 0,5 (sin φ = 0,87)	cos φ = 0,8 (sin φ = 0,6)	cos φ = 0,5 (sin φ = 0,87)
1	2	3	4	5	6
1 - 12; 14 - 17 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	$0,05I_{н_1} \le I_1 < 0,2I_{н_1}$	4,4	2,6	4,5	2,7
	$0,2I_{н_1} \le I_1 < I_{н_1}$	2,4	1,5	2,5	1,6
	$I_{н_1} \le I_1 \le 1,2I_{н_1}$	1,8	1,2	1,9	1,4
13 (ТТ 0,5; Сч 1,0)	$0,05I_{н_1} \le I_1 < 0,2I_{н_1}$	4,5	2,8	5,1	3,4
	$0,2I_{н_1} \le I_1 < I_{н_1}$	2,4	1,6	2,8	2,1
	$I_{н_1} \le I_1 \le 1,2I_{н_1}$	1,8	1,3	2,2	1,9

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
18 - 21 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5)	$0,01(0,02)I_{н_1} \le I_1 < 0,05I_{н_1}$	4,1	2,5	4,5	2,9
	$0,05I_{н_1} \le I_1 < 0,2I_{н_1}$	2,5	1,6	2,7	1,8
	$0,2I_{н_1} \le I_1 < I_{н_1}$	1,8	1,2	2,0	1,4
	$I_{н_1} \le I_1 \le 1,2I_{н_1}$	1,8	1,2	1,9	1,4
22, 23 (ТТ 0,5S; Сч 0,5)	$0,01(0,02)I_{н_1} \le I_1 < 0,05I_{н_1}$	3,8	2,3	4,0	2,6
	$0,05I_{н_1} \le I_1 < 0,2I_{н_1}$	2,4	1,6	2,7	2,0
	$0,2I_{н_1} \le I_1 < I_{н_1}$	1,5	1,0	2,0	1,6
	$I_{н_1} \le I_1 \le 1,2I_{н_1}$	1,5	1,0	2,0	1,6

Примечания

1 Погрешность измерений $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{1(2)\%Q}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируется от $I_{1\%}$, а погрешность измерений $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{1(2)\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируется от $I_{2\%}$.

2 Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 10 до плюс 30°С.

3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

4 Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчик электроэнергии по ГОСТ 30206-94; ГОСТ Р 52323-2005 в части активной электроэнергии и ТУ 4228-011-29056091-11 в части реактивной электроэнергии.

5 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с такими же метрологическими характеристиками, перечисленными в таблице 2.

Таблица 5 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	10
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды °С: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ 30206-94 ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии: ТУ 4228-011-29056091-11	 от 99 до 110 от 100 до 120 0,8 от -10 до +45 от +21 до +25 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД RTU-325T магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	 от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 $_{инд}$ до 0,8 $_{емк}$ от -10 до +40 от -40 до +65 от 0 до +50 0,5

Наименование характеристики	Значение
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электрической энергии Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325T: - среднее время наработки на отказ, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч сервер: - среднее время наработки на отказ, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч	 120000 48 55000 1 45000 1
Глубина хранения информации счетчики электрической энергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, лет, не более ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее ИВКЭ: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сут, не менее	 5 3,5 35

Надежность системных решений:

–резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;

–резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;

в журналах событий счетчика и УСПД фиксируются факты:

–параметрирования;

–пропадания напряжения;

–коррекция времени.

Защищенность применяемых компонентов:

наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

–счетчика;

–промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

–испытательной коробки;

–УСПД;

наличие защиты на программном уровне:

–пароль на счетчике;

–пароль на УСПД;

–пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции времени в:

–счетчиках (функция автоматизирована);

–УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 - Комплектность средств измерений

Наименование	Обозначение	Кол-во, шт.
Трансформатор тока	ТФНД-110М-II	27
Трансформатор тока	ТФЗМ 110Б-III	6
Трансформатор тока	ТФНД-110М	3
Трансформатор тока	ТШ-0,66	3
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	8
Трансформатор тока	ТЛО-10	12
Трансформатор тока	ТОП-0,66 У3	6
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66У3	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ЕвроАльфа	20
Счётчик электрической энергии трёхфазный многофункциональный	Альфа А1800	3
УСПД	RTU-325	1
Методика поверки	МП 206.1-387-2017	1
Паспорт-формуляр	АУВП.411711.ФСК.006.01.ПС-ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП 206.1-387-2017 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС ПС 500 кВ Пенза-2. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 19.12.2017 г.

Основные средства поверки:

– трансформаторов тока - в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки;

– трансформаторов напряжения - в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;

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

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

– счетчиков Альфа А1800 - счетчиков Альфа А1800 - по документу «Счётчики электрической энергии трёхфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП», утвержденному ФГУП «ВННИМС» в 2011 г.;

– для УСПД RTU-325T - по документу «Устройства сбора и передачи данных RTU-325H и RTU-325T. Методика поверки ДЯИМ.466215.005 МП» утвержденному

ФГУП «ВНИИМС» в 2010 г.;

– радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), рег. № 27008-04;

– термогигрометр CENTER (мод.314), рег. № 22129-09.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Пенза-2». Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений АИИС КУЭ RA.RU.311298/077-2017 от 13.12.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Пенза-2

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

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

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)
ИНН 4716016979
Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А
Телефон: +7 (495) 710-96-55; Факс: +7 (495) 710-93-33
Web-сайт: www.fsk-ees.ru
E-mail: info@fsk-ees.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»)
ИНН 7733157421
Адрес: 123007, г. Москва, ул. 1-ая Магистральная, д. 17/1, стр. 4
Телефон: +7 (495) 620-08-38; Факс: +7 (495) 620-08-48

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)
Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46
Телефон: +7 (495) 437-55-77; Факс: +7 (495) 437-56-66
Web-сайт: www.vniims.ru
E-mail: office@vniims.ru

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

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии С.С. Голубев

М.п. « ___ » _____ 2018 г.