

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 1559 от 17.10.2016 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 110 кВ «Белиджи»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 110 кВ «Белиджи» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для оперативного управления энергопотреблением на ПС 110 кВ «Белиджи» ОАО «ФСК ЕЭС».

Описание средства измерений

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

Измерительные каналы (далее по тексту - ИК) АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

1-ый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту - ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту - ТН) по ГОСТ 1983-2001, счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее по тексту - Счетчики) в части активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 и в части реактивной электроэнергии по ГОСТ 26035-83, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-ой уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) ЭКОМ-3000 (Госреестр № 17049-09), систему обеспечения единого времени (СОЕВ) с GPS-приемником, входящим в состав УСПД, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование;

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

- синхронизацию шкалы времени ИВК;
- сбор информации (результаты измерений, журнал событий);
- обработку данных и их архивирование;

- хранение информации в базе данных сервера филиала ОАО «Федеральная Сетевая Компания Единой Энергетической Системы» - МЭС Юга (филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга) не менее 3,5 лет;

- доступ к информации и ее передачу в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

ИВК включает в себя: сервер коммуникационный, сервер архивов и сервер баз данных; устройство синхронизации системного времени на базе приемника GPS; автоматизированные рабочие места (АРМ) на базе персонального компьютера (далее по тексту - ПК); каналаобразующую аппаратуру; средства связи и передачи данных.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчиков электроэнергии. В счетчиках мгновенные значения

аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессорах счетчиков 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 обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), 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 (далее по тексту - 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, организованному на базе сотовой сети связи стандарта GSM.

По окончании опроса коммуникационный сервер автоматически 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 (далее по тексту - ЦСОД) ОАО «ФСК ЕЭС» и ЦСОД филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга происходит автоматическая репликация данных по сетям единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕТССЭ).

Один раз в сутки коммуникационный сервер ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп» автоматически формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML, и автоматически передает его в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом (ИАСУ КУ) ОАО «АТС» и в ОАО «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 времени в системе в состав ИВК входит радиосервер точного времени типа РСТВ-01 (Госреестр № 40586-09). Радиосервер точного времени обеспечивает автоматическую синхронизацию часов сервера, при превышении порога ± 1 с происходит коррекция часов сервера. Часы УСПД синхронизируются при каждом сеансе связи УСПД - сервер, коррекция проводится при расхождении часов УСПД и сервера 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 ± 1 с. Взаимодействие между уровнями АИИС КУЭ осуществляется по протоколу NTP по оптоволоконной связи, задержками в линиях связи пренебрегаем ввиду малости значений. Поправка часов счетчиков согласно описанию типа $\pm 0,5$ с, а с учетом температурной составляющей - $\pm 1,5$ с.

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сут.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение (далее по тексту - СПО) Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - 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 - Сведения о программном обеспечении

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	СПО ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	№ 1.00
Цифровой идентификатор ПО	D233ED6393702747769A45DE8E67B57E
Другие идентификационные данные, если имеются	-

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

СПО ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не влияет на метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3, 4.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» согласно Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Диспетчерское наименование точки учёта	Состав 1-го и 2-го уровней ИК			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	ИВКЭ (УСПД)
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ-110 кВ "Белиджи - Ялама"	ТФНД-110М кл.т 0,5 Ктт = 300/5 Зав. № 288; 287 Госреестр № 2793-71	НКФ-110-57 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 1019658; 1019560; 1019679 Госреестр № 14205-05	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386347 Госреестр № 31857-06	ЭКОМ-3000 зав. № 03081954 Госреестр № 17049-09

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
2	ВЛ-110 кВ Дербент-330 - Белиджи (ВЛ- 110-122)	ТВ-110/20ХЛ кл.т 3 КТТ = 400/5 Зав. № 1270 Госреестр № 4462-74	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 1022999; 1023031 Госреестр № 14205-94 НКФ-110 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 4864 Госреестр № 26452-04	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386030 Госреестр № 31857-06	ЭКОМ-3000 зав. № 03081954 Госреестр № 17049-09
3	ВЛ-110 кВ Белиджи-110 - Советская (ВЛ- 110-108)	ТВ-110/20ХЛ кл.т 3 КТТ = 400/5 Зав. № 6188 Госреестр № 4462-74	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 1022999; 1023031 Госреестр № 14205-94 НКФ-110 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 4864 Госреестр № 26452-04	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386287 Госреестр № 31857-06	ЭКОМ-3000 зав. № 03081954 Госреестр № 17049-09
4	ВЛ-110 кВ Дербент-330 - Белиджи (ВЛ- 110-107)	ТВ-110/20ХЛ кл.т 3 КТТ = 400/5 Зав. № 962 Госреестр № 4462-74	НКФ-110-57 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 1019658; 1019560; 1019679 Госреестр № 14205-05	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386065 Госреестр № 31857-06	ЭКОМ-3000 зав. № 03081954 Госреестр № 17049-09
5	OB-110	ТВ-110/20ХЛ кл.т 3 КТТ = 600/5 Зав. № 963 Госреестр № 4462-74	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 1022999; 1023031 Госреестр № 14205-94 НКФ-110 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 4864 Госреестр № 26452-04	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386739 Госреестр № 31857-06	ЭКОМ-3000 зав. № 03081954 Госреестр № 17049-09
6	ВЛ-110 кВ Белиджи-110 - Тагиркент (ВЛ- 110-148)	ТВ-110/20ХЛ кл.т 3 КТТ = 400/5 Зав. № 7750 Госреестр № 4462-74	НКФ-110-57 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 1019658; 1019560; 1019679 Госреестр № 14205-05	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386351 Госреестр № 31857-06	ЭКОМ-3000 зав. № 03081954 Госреестр № 17049-09

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	ВЛ-35 кВ Белиджи-110 - Сыртыч (Л-42)	ТФ3М-35А-У1 кл.т 0,5 КТТ = 200/5 Зав. № 41669; 41672 Госреестр № 3690-73	НАМИ-35 УХЛ 1 кл.т 0,5 Ктн = 35000/100 Зав. № 225 Госреестр № 19813-00	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386349 Госреестр № 31857-06	ЭКОМ-3000 зав. № 03081954 Госреестр № 17049-09
8	ВЛ-35 кВ Белиджи-110 - Пионер (Л-54)	ТФ3М-35Б- ИУ1 кл.т 0,5 КТТ = 100/5 Зав. № 27703; 27708 Госреестр № 3689-73	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 Ктн = $(35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 1293062; 1293060; 1293130 Госреестр № 912-05	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386348 Госреестр № 31857-06	ЭКОМ-3000 зав. № 03081954 Госреестр № 17049-09
9	Ячейка КЛ-10 кВ «Ф-2»	ТЛМ-10 кл.т 0,5 КТТ = 100/5 Зав. № 4593; 4641 Госреестр № 2473-69	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 5159 Госреестр № 831-69	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386289 Госреестр № 31857-06	ЭКОМ-3000 зав. № 03081954 Госреестр № 17049-09
10	КЛ-10 кВ «Ф-1»	ТЛМ-10 кл.т 0,5 КТТ = 150/5 Зав. № 5841; 5543 Госреестр № 2473-69	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 5159 Госреестр № 831-69	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386286 Госреестр № 31857-06	ЭКОМ-3000 зав. № 03081954 Госреестр № 17049-09
11	КЛ-10 кВ «Ф-7»	ТЛМ-10 кл.т 0,5 КТТ = 100/5 Зав. № 1635; 1628 Госреестр № 2473-69	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 2667 Госреестр № 831-69	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386514 Госреестр № 31857-06	ЭКОМ-3000 зав. № 03081954 Госреестр № 17049-09
12	КЛ-10 кВ «Ф-8»	ТЛМ-10 кл.т 0,5 КТТ = 100/5 Зав. № 1324; 1610 Госреестр № 2473-69	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 2667 Госреестр № 831-69	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386376 Госреестр № 31857-06	ЭКОМ-3000 зав. № 03081954 Госреестр № 17049-09

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
13	КЛ-10 кВ «Ф-4»	ТЛМ-10 кл.т 0,5 КТТ = 600/5 Зав. № 5395; 5713 Госреестр № 2473-69	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 5159 Госреестр № 831-69	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386288 Госреестр № 31857-06	ЭКОМ-3000 зав. № 03081954 Госреестр № 17049-09
14	КЛ-10 кВ «Ф-11»	ТЛМ-10 кл.т 0,5 КТТ = 300/5 Зав. № 8613; 8638 Госреестр № 2473-69	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 2667 Госреестр № 831-69	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386377 Госреестр № 31857-06	ЭКОМ-3000 зав. № 03081954 Госреестр № 17049-09
15	КЛ-10 кВ «Ф-14»	ТЛМ-10 кл.т 0,5 КТТ = 400/5 Зав. № 3951; 3965 Госреестр № 2473-69	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 2667 Госреестр № 831-69	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386375 Госреестр № 31857-06	ЭКОМ-3000 зав. № 03081954 Госреестр № 17049-09
16	КЛ-10 кВ «Ф-6»	ТЛМ-10 кл.т 0,5 КТТ = 300/5 Зав. № 5688; 4864 Госреестр № 2473-69	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 5159 Госреестр № 831-69	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386373 Госреестр № 31857-06	ЭКОМ-3000 зав. № 03081954 Госреестр № 17049-09
17	КЛ-10 кВ «Ф-9»	ТЛМ-10 кл.т 0,5 КТТ = 600/5 Зав. № 8410; 0252 Госреестр № 2473-69	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 2667 Госреестр № 831-69	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386596 Госреестр № 31857-06	ЭКОМ-3000 зав. № 03081954 Госреестр № 17049-09
18	КЛ-10 кВ «Ф-5»	ТЛМ-10 кл.т 0,5 КТТ = 600/5 Зав. № 5940; 5843 Госреестр № 2473-69	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 5159 Госреестр № 831-69	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386370 Госреестр № 31857-06	ЭКОМ-3000 зав. № 03081954 Госреестр № 17049-09
19	КЛ-10 кВ «Ф-10»	ТЛМ-10 кл.т 0,5 КТТ = 600/5 Зав. № 0258; 0260 Госреестр № 2473-69	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 2667 Госреестр № 831-69	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386352 Госреестр № 31857-06	ЭКОМ-3000 зав. № 03081954 Госреестр № 17049-09

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
20	КЛ-10 кВ «Ф-3»	ТЛМ-10 кл.т 0,5 КТТ = 200/5 Зав. № 3064; 3646 Госреестр № 2473-69	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 5159 Госреестр № 831-69	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386346 Госреестр № 31857-06	ЭКОМ-3000 зав. № 03081954 Госреестр № 17049-09

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ

Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ		
		$d_5 \%$,	$d_{20} \%$,	$d_{100} \%$,
		$I_5 \% \Delta I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20 \% \Delta I_{изм} < I_{100\%}}$	$I_{100 \% \Delta I_{изм} < I_{120\%}}$
1, 7 - 20 (Сч. 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	$\pm 1,8$	$\pm 1,1$	$\pm 0,9$
	0,9	$\pm 2,3$	$\pm 1,3$	$\pm 1,0$
	0,8	$\pm 2,8$	$\pm 1,6$	$\pm 1,2$
	0,7	$\pm 3,5$	$\pm 1,9$	$\pm 1,5$
	0,5	$\pm 5,4$	$\pm 2,9$	$\pm 2,2$
2 - 6 (Сч. 0,2S; ТТ 3,0; ТН 0,5)	1,0	-	-	$\pm 3,4$
	0,9	-	-	$\pm 4,4$
	0,8	-	-	$\pm 5,5$
	0,7	-	-	$\pm 6,8$
	0,5	-	-	$\pm 10,6$
Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ		
		$d_5 \%$,	$d_{20} \%$,	$d_{100} \%$,
		$I_5 \% \Delta I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20 \% \Delta I_{изм} < I_{100\%}}$	$I_{100 \% \Delta I_{изм} < I_{120\%}}$
1, 7 - 20 (Сч. 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	$\pm 6,3$	$\pm 3,4$	$\pm 2,5$
	0,8	$\pm 4,3$	$\pm 2,3$	$\pm 1,7$
	0,7	$\pm 3,4$	$\pm 1,9$	$\pm 1,4$
	0,5	$\pm 2,4$	$\pm 1,4$	$\pm 1,1$
2 - 6 (Сч. 0,5; ТТ 3,0; ТН 0,5)	0,9	-	-	$\pm 12,0$
	0,8	-	-	$\pm 7,7$
	0,7	-	-	$\pm 5,7$
	0,5	-	-	$\pm 3,4$

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	$\cos\phi$	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ		
		$d_5 \%$, $I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$d_{20} \%$, $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$d_{100} \%$, $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 7 - 20 (Сч. 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	$\pm 1,9$	$\pm 1,2$	$\pm 1,0$
	0,9	$\pm 2,4$	$\pm 1,4$	$\pm 1,2$
	0,8	$\pm 2,9$	$\pm 1,7$	$\pm 1,4$
	0,7	$\pm 3,6$	$\pm 2,0$	$\pm 1,6$
	0,5	$\pm 5,5$	$\pm 3,0$	$\pm 2,3$
2 - 6 (Сч. 0,2S; ТТ 3,0; ТН 0,5)	1,0	-	-	$\pm 3,4$
	0,9	-	-	$\pm 4,4$
	0,8	-	-	$\pm 5,5$
	0,7	-	-	$\pm 6,8$
	0,5	-	-	$\pm 10,6$
Номер ИК	$\cos\phi$	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ		
		$d_5 \%$, $I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$d_{20} \%$, $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$d_{100} \%$, $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 7 - 20 (Сч. 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	$\pm 6,3$	$\pm 3,4$	$\pm 2,5$
	0,8	$\pm 4,3$	$\pm 2,3$	$\pm 1,7$
	0,7	$\pm 3,4$	$\pm 1,9$	$\pm 1,4$
	0,5	$\pm 2,4$	$\pm 1,4$	$\pm 1,1$
2 - 6 (Сч. 0,5; ТТ 3,0; ТН 0,5)	0,9	-	-	$\pm 12,0$
	0,8	-	-	$\pm 7,8$
	0,7	-	-	$\pm 5,8$
	0,5	-	-	$\pm 3,5$

Примечания:

- Погрешность измерений $d_{1(2)\%P}$ и $d_{1(2)\%Q}$ для $\cos\phi = 1,0$ нормируется от $I_{1\%}$, а погрешность измерений $d_{1(2)\%P}$ и $d_{1(2)\%Q}$ для $\cos\phi < 1,0$ нормируется от $I_{2\%}$;
- В качестве характеристик относительной погрешности указаны пределы соответствующие вероятности 0,95.
- Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);

4 Нормальные условия эксплуатации :

Параметры сети:

- диапазон напряжения - от $0,99 \cdot U_{n}$ до $1,01 \cdot U_{n}$;
- диапазон силы тока - от $0,01 \cdot I_{n}$ до $1,2 \cdot I_{n}$;
- температура окружающего воздуха: ТТ и ТН - от минус 40 °C до 50 °C; счетчиков - от 18 °C до 25 °C; УСПД - от 10 °C до 30 °C; ИВК - от 10 °C до 30 °C;
- частота - $(50 \pm 0,15)$ Гц.

5 Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения от $0,9 \cdot U_{n1}$ до $1,1 \cdot U_{n1}$; диапазон силы первичного тока - от $0,01 \cdot I_{n1}$ до $1,2 \cdot I_{n1}$; частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от минус 30 °C до 35 °C.

Для счетчиков электроэнергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - от $0,9 \cdot U_{n2}$ до $1,1 \cdot U_{n2}$; диапазон силы вторичного тока - от $0,01 \cdot I_{n2}$ до $1,2 \cdot I_{n2}$; частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от 10 °C до 30 °C.

6 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2.

7 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2 - активная, реактивная.

Параметры надежности применяемых в АИС КУЭ измерительных компонентов:

- в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;
- счетчик электроэнергии "Альфа А1800" - среднее время наработки на отказ не менее 120000 часов;
- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее 55000 часов, среднее время восстановления работоспособности 1 час.

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 счетчиков и УСПД фиксируются факты;
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекция времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках;
 - 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).

Глубина хранения информации:

- электросчетчики - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях при отключении питания - до 5 лет;
- ИВК - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 3 лет.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество, шт.
1	2	3
1 Измерительный трансформатор тока	ТФНД-110М	2
2 Измерительный трансформатор тока	ТВ-110/20ХЛ	5
3 Измерительный трансформатор тока	ТФЗМ-35А-У1	2
4 Измерительный трансформатор тока	ТФЗМ-35Б-У1	2
5 Измерительный трансформатор тока	ТЛМ-10	24
6 Измерительный трансформатор напряжения	НКФ-110-57	3
7 Измерительный трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	2
8 Измерительный трансформатор напряжения	НКФ-110	1
9 Измерительный трансформатор напряжения	НАМИ-35 УХЛ 1	1
10 Измерительный трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	3
11 Измерительный трансформатор напряжения	НТМИ-10-66У3	2
12 Счетчик	A1802RALQ-P4GB-DW-4	20
13 УСПД	ЭКОМ-3000	1
14 Методика поверки	МП 1838/500-2014	1
15 Паспорт - формуляр	АУВП.411711.ФСК.065.06. ПС-ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП 1838/500-2014 "ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 110 кВ «Белиджи». Методика поверки", утвержденному ГЦИ СИ ФБУ "Ростест-Москва" 07.04.2014 г.

Знак поверки, в виде оттиска поверительного клейма, наносится на свидетельство о поверке.

Основные средства поверки:

- для трансформаторов тока - по 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 2925-2005 "Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя";
- для счетчиков «Альфа А1800» - по методике поверки МП-2203-0042-2006 утвержденной ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в мае 2006 г.;
- для УСПД ЭКОМ-3000 - в соответствии с методикой "ГСИ. Комплекс программно-технический измерительный ЭКОМ-3000. Методика поверки. ПБКМ.421459.003 МП", утвержденной ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМС" в мае 2009 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- средства измерений для проверки нагрузки на вторичные цепи ТТ и ТН и падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком - по МИ 3000-2006.

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

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе: «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 110 кВ «Белиджи»

Свидетельство об аттестации методики измерений 01.00252/018-2014 от 15.04.2014 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 110 кВ «Белиджи»

- 1 ГОСТ 22261-94 с изм. "Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия".
- 2 ГОСТ 34.601-90 "Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания".
- 3 ГОСТ Р 8.596-2002 "ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения".
- 4 ГОСТ 7746-2001 "Трансформаторы тока. Общие технические условия".
- 5 ГОСТ 1983-2001 "Трансформаторы напряжения. Общие технические условия".
- 6 ГОСТ 31819.22-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.
- 7 ГОСТ 31819.23-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ОАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Юридический адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А

Тел.: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Заявитель

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

Испытательный центр

ГЦИ СИ Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Тел.: +7 (495) 544-00-00

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30010-10 от 15.03.2010 г.

Заместитель

Руководителя Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2016 г.