

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 2619 от 10.12.2018 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Биробиджан

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Биробиджан (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие 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 (ИВКУЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование;

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ ЕНЭС (регистрационный номер 59086-14), включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) и Магистральных электрических сетей (МЭС) Востока, автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC (SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

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

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту - ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает его в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для оперативного управления энергопотреблением на ПС 220 кВ Биробиджан ПАО «ФСК 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.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. Для синхронизации шкалы времени в системе в состав ИВК входит устройство синхронизации системного времени (УССВ), которое обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора от источника точного времени, который синхронизирован с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

Синхронизация внутренних часов УСПД выполняется автоматически при расхождении с источником точного времени более чем ± 1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

В процессе сбора информации из счетчиков с периодичностью 1 раз в 30 мин, УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии и в случае расхождения более чем ± 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени компонентов АИИС КУЭ от источника точного времени, регистрацию даты, времени событий с привязкой к ним данных измерений количества электрической энергии с точностью не хуже ± 5 с.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение Автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - 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 программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataSetServer.exe, DataSetServer_USPD.exe

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав первого и второго уровней ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Диспетчерское наименование точки учёта	Состав первого и второго уровней ИК			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	ИВКЭ (УСПД)
1	2	3	4	5	6
1	ПС "Биробиджан" 220/110/35/6/0,4 кВ, ОРУ - 110 кВ, СШ - 110 кВ, яч. №14 (С - 51)	ТГМ-110 УХЛ-1 кл.т 0,2S Ктт = 200/5 рег.№ 59982-15	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег.№ 14205-94	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег.№ 31857-06	RTU-325L рег.№ 37288-08
2	ПС "Биробиджан" 220/110/35/6/0,4 кВ, ОРУ - 110 кВ, СШ - 110 кВ, яч. №10 (С - 53)	ТВ-ЭК-110 кл.т 0,5S Ктт = 300/5 рег.№ 56255-14	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег.№ 14205-94	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег.№ 31857-11	RTU-325L рег.№ 37288-08
3	ПС "Биробиджан" 220/110/35/6/0,4 кВ, ОРУ - 110 кВ, СШ - 110 кВ, яч.№3 (С - 55)	ТГМ-110 УХЛ-1 кл.т 0,2S Ктт = 200/5 рег.№ 59982-15	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег.№ 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег.№ 31857-06	RTU-325L рег.№ 37288-08
4	ПС "Биробиджан" 220/110/35/6/0,4 кВ, ОРУ - 110 кВ, СШ - 110 кВ, яч.№6 (С - 56)	ТФЗМ 110Б-IV У1 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 рег.№ 26422-04	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег.№ 14205-94	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег.№ 31857-06	RTU-325L рег.№ 37288-08
5	ПС "Биробиджан" 220/110/35/6/0,4 кВ, ОРУ - 110 кВ, СШ - 110 кВ, яч. №12 (С - 57)	ТВ-ЭК-110 кл.т 0,5S Ктт = 300/5 рег.№ 56255-14	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег.№ 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег.№ 31857-06	RTU-325L рег.№ 37288-08
6	ПС "Биробиджан" 220/110/35/6/0,4 кВ, ОРУ - 110 кВ, ОСМВ - 110 кВ, яч. №15	ТГМ-110 УХЛ-1 кл.т 0,2S Ктт = 300/5 рег.№ 59982-15	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег.№ 14205-94	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег.№ 31857-06	RTU-325L рег.№ 37288-08

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	ПС "Биробиджан" 220/110/35/6/0,4 кВ, ОРУ - 35 кВ, 2с - 35 кВ, яч. №5 (Т - 136)	ТФЗМ-35 А-У1 кл.т 0,5 К _{тт} = 600/5 рег.№ 3690-73	ЗНОЛ-35Ш УХЛ1 кл.т 0,5 К _{тн} = (35000/√3)/(100/√3) рег.№ 21257-06	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег.№ 31857-06	RTU-325L рег.№ 37288-08
8	ПС "Биробиджан" 220/110/35/6/0,4 кВ, ОРУ - 35 кВ, 2с - 35 кВ, яч. №7 (Т - 138)	ТФЗМ-35 А-У1 кл.т 0,5 К _{тт} = 600/5 рег.№ 3690-73	ЗНОЛ-35Ш УХЛ1 кл.т 0,5 К _{тн} = (35000/√3)/(100/√3) рег.№ 21257-06	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег.№ 31857-06	RTU-325L рег.№ 37288-08
9	ПС "Биробиджан" 220/110/35/6/0,4 кВ, ОРУ - 35 кВ, 1с - 35 кВ, яч. №9 (Т - 137)	ТФЗМ-35 А-У1 кл.т 0,5 К _{тт} = 600/5 рег.№ 3690-73	ЗНОЛ-35Ш УХЛ1 кл.т 0,5 К _{тн} = (35000/√3)/(100/√3) рег.№ 21257-06	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег.№ 31857-06	RTU-325L рег.№ 37288-08
10	ПС "Биробиджан" 220/110/35/6/0,4 кВ, ОРУ - 35 кВ, 1с - 35кВ, яч. №11 (Т - 139)	ТФЗМ-35 А-У1 кл.т 0,5 К _{тт} = 600/5 рег.№ 3690-73	ЗНОЛ-35Ш УХЛ1 кл.т 0,5 К _{тн} = (35000/√3)/(100/√3) рег.№ 21257-06	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег.№ 31857-06	RTU-325L рег.№ 37288-08
11	ПС "Биробиджан" 220/110/35/6/0,4 кВ, ОРУ - 35 кВ, 1с - 35 кВ, яч. №13 (Т - 134)	ТФЗМ-35 А-У1 кл.т 0,5 К _{тт} = 600/5 рег.№ 3690-73	ЗНОЛ-35Ш УХЛ1 кл.т 0,5 К _{тн} = (35000/√3)/(100/√3) рег.№ 21257-06	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег.№ 31857-06	RTU-325L рег.№ 37288-08
12	ПС "Биробиджан" 220/110/35/6/0,4 кВ, ЗРУ - 6 кВ, 1с - 6 кВ, яч.2	ТЛП-10-5 кл.т 0,5S К _{тт} = 200/5 рег.№ 30709-11	НАЛИ-СЭЩ-6 кл.т 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег.№ 51621-12	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег.№ 31857-06	RTU-325L рег.№ 37288-08
13	ПС "Биробиджан" 220/110/35/6/0,4 кВ, ЗРУ - 6 кВ, 1с - 6 кВ, яч.5	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{тт} = 100/5 рег.№ 25433-11	НАЛИ-СЭЩ-6 кл.т 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег.№ 51621-12	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег.№ 31857-06	RTU-325L рег.№ 37288-08
14	ПС "Биробиджан" 220/110/35/6/0,4 кВ, ЗРУ - 6 кВ, 1с - 6 кВ, яч.7	ТЛП-10-5 кл.т 0,5S К _{тт} = 300/5 рег.№ 30709-11	НАЛИ-СЭЩ-6 кл.т 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег.№ 51621-12	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег.№ 31857-06	RTU-325L рег.№ 37288-08

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
15	ПС "Биробиджан" 220/110/35/6/0,4 кВ, ЗРУ - 6 кВ, 1с - 6 кВ, яч.9	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 150/5 рег.№ 25433-11	НАЛИ-СЭЩ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег.№ 51621-12	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег.№ 31857-06	RTU-325L рег.№ 37288-08
16	ПС "Биробиджан" 220/110/35/6/0,4 кВ, ЗРУ - 6 кВ, 1с - 6 кВ, яч.12	ТЛП-10-5 кл.т 0,5S Ктт = 200/5 рег.№ 30709-11	НАЛИ-СЭЩ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег.№ 51621-12	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег.№ 31857-06	RTU-325L рег.№ 37288-08
17	ПС "Биробиджан" 220/110/35/6/0,4 кВ, ЗРУ - 6 кВ, 1с - 6 кВ, яч.13	ТЛП-10-5 кл.т 0,5S Ктт = 200/5 рег.№ 30709-11	НАЛИ-СЭЩ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег.№ 51621-12	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег.№ 31857-06	RTU-325L рег.№ 37288-08
18	ПС "Биробиджан" 220/110/35/6/0,4 кВ, ЗРУ - 6 кВ, 1с - 6 кВ, яч.15	ТЛП-10-5 кл.т 0,5S Ктт = 300/5 рег.№ 30709-11	НАЛИ-СЭЩ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег.№ 51621-12	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег.№ 31857-06	RTU-325L рег.№ 37288-08
19	ПС "Биробиджан" 220/110/35/6/0,4 кВ, ЗРУ - 6 кВ, 1с - 6 кВ, яч.17	ТЛП-10-5 кл.т 0,5S Ктт = 300/5 рег.№ 30709-11	НАЛИ-СЭЩ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег.№ 51621-12	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег.№ 31857-06	RTU-325L рег.№ 37288-08
20	ПС "Биробиджан" 220/110/35/6/0,4 кВ, ЗРУ - 6 кВ, 2с - 6 кВ, яч.18	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 150/5 рег.№ 25433-11	НАЛИ-СЭЩ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег.№ 51621-12	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег.№ 31857-06	RTU-325L рег.№ 37288-08
21	ПС "Биробиджан" 220/110/35/6/0,4 кВ, ЗРУ - 6 кВ, 2с - 6 кВ, яч.19	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 100/5 рег.№ 25433-11	НАЛИ-СЭЩ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег.№ 51621-12	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег.№ 31857-06	RTU-325L рег.№ 37288-08
22	ПС "Биробиджан" 220/110/35/6/0,4 кВ, ЗРУ - 6 кВ, 2с - 6 кВ, яч.21	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 150/5 рег.№ 25433-11	НАЛИ-СЭЩ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег.№ 51621-12	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег.№ 31857-06	RTU-325L рег.№ 37288-08
23	ПС "Биробиджан" 220/110/35/6/0,4 кВ, ЗРУ - 6 кВ, 2с - 6 кВ, яч.23	ТЛП-10-5 кл.т 0,5S Ктт = 300/5 рег.№ 30709-11	НАЛИ-СЭЩ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег.№ 51621-12	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег.№ 31857-06	RTU-325L рег.№ 37288-08

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
24	ПС "Биробиджан" 220/110/35/6/0,4 кВ, ЗРУ - 6 кВ, 2с - 6 кВ, яч.25	ТЛП-10-5 кл.т 0,5S Ктт = 300/5 рег.№ 30709-11	НАЛИ-СЭЩ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег.№ 51621-12	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег.№ 31857-06	RTU-325L рег.№ 37288-08
25	ПС "Биробиджан" 220/110/35/6/0,4 кВ, ЗРУ - 6 кВ, 2с - 6 кВ, яч.29	ТЛП-10-5 кл.т 0,5S Ктт = 300/5 рег.№ 30709-11	НАЛИ-СЭЩ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег.№ 51621-12	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег.№ 31857-06	RTU-325L рег.№ 37288-08
26	ПС "Биробиджан" 220/110/35/6/0,4 кВ, шкаф учета №1 0,4 кВ от ПСН №21 - 0,4 кВ ТСН - 1	Т-0,66 М УЗ кл.т 0,5S Ктт = 30/5 рег.№ 36382-07	-	Альфа А1800 кл.т 0,5S/1,0 рег.№ 31857-06	RTU-325L рег.№ 37288-08
27	ПС "Биробиджан" 220/110/35/6/0,4 кВ, шкаф учета №2 0,4 кВ от ПСН №23 - 0,4 кВ ТСН - 2	Т-0,66 М УЗ кл.т 0,5S Ктт = 30/5 рег.№ 36382-07	-	Альфа А1800 кл.т 0,5S/1,0 рег.№ 31857-06	RTU-325L рег.№ 37288-08
28	ПС "Биробиджан" 220/110/35/6/0,4 кВ, Ввод МТС №1	-	-	Альфа А1800 кл.т 0,5S/1,0 рег.№ 31857-11	RTU-325L рег.№ 37288-08
29	ПС "Биробиджан" 220/110/35/6/0,4 кВ, Ввод МТС №2	-	-	Альфа А1800 кл.т 0,5S/1,0 рег.№ 31857-11	RTU-325L рег.№ 37288-08

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		d ₁₍₂₎ %,	d ₅ %,	d ₂₀ %,	d ₁₀₀ %,
		I ₁₍₂₎ % £ I _{изм} < I ₅ %	I ₅ % £ I _{изм} < I ₂₀ %	I ₂₀ % £ I _{изм} < I ₁₀₀ %	I ₁₀₀ % £ I _{изм} £ I ₁₂₀ %
1	2	3	4	5	6
1, 6 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	±1,3	±1,0	±0,9	±0,9
	0,9	±1,3	±1,1	±1,0	±1,0
	0,8	±1,5	±1,2	±1,1	±1,1
	0,7	±1,6	±1,3	±1,2	±1,2
	0,5	±2,2	±1,8	±1,6	±1,6
2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	±1,9	±1,2	±1,0	±1,0
	0,9	±2,1	±1,4	±1,2	±1,2
	0,8	±2,6	±1,7	±1,4	±1,4
	0,7	±3,2	±2,0	±1,6	±1,6
	0,5	±4,8	±3,0	±2,3	±2,3
3 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	±1,2	±0,8	±0,8	±0,8
	0,9	±1,2	±0,9	±0,8	±0,8
	0,8	±1,3	±1,0	±0,9	±0,9
	0,7	±1,5	±1,1	±0,9	±0,9
	0,5	±1,9	±1,4	±1,2	±1,2
4, 7 – 11 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	±1,9	±1,2	±1,0
	0,9	-	±2,4	±1,4	±1,2
	0,8	-	±2,9	±1,7	±1,4
	0,7	-	±3,6	±2,0	±1,6
	0,5	-	±5,5	±3,0	±2,3
5 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	±1,8	±1,1	±0,9	±0,9
	0,9	±2,1	±1,3	±1,0	±1,0
	0,8	±2,5	±1,6	±1,2	±1,2
	0,7	±3,1	±1,9	±1,4	±1,4
	0,5	±4,7	±2,8	±2,0	±2,0
12 – 25 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	±1,9	±1,2	±1,0	±1,0
	0,9	±2,1	±1,4	±1,2	±1,2
	0,8	±2,6	±1,7	±1,4	±1,4
	0,7	±3,2	±2,1	±1,6	±1,6
	0,5	±4,8	±3,0	±2,3	±2,3
26, 27 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	±2,3	±1,6	±1,4	±1,4
	0,9	±2,5	±1,8	±1,6	±1,6
	0,8	±2,9	±2,0	±1,7	±1,7
	0,7	±3,4	±2,3	±1,8	±1,8
	0,5	±4,9	±3,2	±2,3	±2,3
28, 29 (Счетчик 0,5S)	1,0	-	±1,3	±1,3	±1,3
	0,9	-	±1,4	±1,4	±1,4
	0,8	-	±1,5	±1,4	±1,4
	0,7	-	±1,6	±1,5	±1,5
	0,5	-	±1,8	±1,5	±1,5

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$d_{1(2)\%}$,	$d_5\%$,	$d_{20\%}$,	$d_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 6 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,9	±3,8	±2,5	±1,9	±1,8
	0,8	±2,9	±1,9	±1,5	±1,4
	0,7	±2,6	±1,7	±1,3	±1,3
	0,5	±2,2	±1,5	±1,2	±1,2
2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,9	±5,8	±3,8	±3,0	±3,0
	0,8	±4,2	±2,9	±2,3	±2,3
	0,7	±3,4	±2,4	±2,0	±2,0
	0,5	±2,7	±2,0	±1,7	±1,7
3 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,9	±3,6	±2,1	±1,4	±1,3
	0,8	±2,8	±1,7	±1,2	±1,1
	0,7	±2,4	±1,5	±1,1	±1,1
	0,5	±2,1	±1,4	±1,0	±1,0
4, 7 – 11 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	-	±6,5	±3,6	±2,7
	0,8	-	±4,5	±2,5	±1,9
	0,7	-	±3,6	±2,1	±1,6
	0,5	-	±2,7	±1,6	±1,4
5 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,9	±6,2	±3,6	±2,4	±2,3
	0,8	±4,4	±2,6	±1,8	±1,7
	0,7	±3,6	±2,2	±1,5	±1,5
	0,5	±2,8	±1,7	±1,2	±1,2
12 – 25 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,9	±6,3	±3,8	±2,7	±2,7
	0,8	±4,5	±2,7	±2,0	±1,9
	0,7	±3,7	±2,3	±1,7	±1,6
	0,5	±2,9	±1,8	±1,4	±1,4
26, 27 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,9	±8,1	±4,5	±2,9	±2,7
	0,8	±6,0	±3,5	±2,4	±2,2
	0,7	±5,1	±3,1	±2,1	±2,0
	0,5	±4,3	±2,7	±2,0	±1,9
28, 29 (Счетчик 1,0)	0,9	-	±3,6	±3,3	±3,3
	0,8	-	±3,5	±3,3	±3,3
	0,7	-	±3,5	±3,2	±3,2
	0,5	-	±3,4	±3,2	±3,2
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, (D), с				±5	

Примечания:

1 Погрешность измерений $d_{1(2)\%P}$ для $\cos \varphi = 1,0$ нормируется от $I_1\%$, погрешность измерений $d_{1(2)\%P}$ и $d_{2\%Q}$ для $\cos \varphi < 1,0$ нормируется от $I_2\%$.

2 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой).

3 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 до плюс 50 °С; счетчиков - от плюс 18 до плюс 25 °С; УСПД - от плюс 10 до плюс 30 °С; ИВК - от плюс 10 до плюс 30 °С;

- частота - $(50 \pm 0,15)$ Гц.

4 Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения от $0,9 \cdot U_{н1}$ до $1,1 \cdot U_{н1}$; диапазон силы первичного тока - от $0,01 \cdot I_{н1}$ до $1,2 \cdot I_{н1}$;

- частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;

- температура окружающего воздуха - от минус 40 до плюс 50 °С.

Для счетчиков электроэнергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - от $0,8 \cdot U_{н2}$ до $1,15 \cdot U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока - от $0,01 \cdot I_{н2}$ до $2 \cdot I_{н2}$;

- частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;

- температура окружающего воздуха - от плюс 10 до плюс 30 °С.

5 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД и УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.

6 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.

Параметры надежности применяемых в АИИС 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;

- счетчики электроэнергии «Альфа А1800» – среднее время наработки на отказ не менее 120000 часов;

- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее 100 000 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 шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчиков электроэнергии;

- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

- испытательной коробки;

- УСПД.

- наличие защиты на программном уровне:

- пароль на счетчиках электроэнергии;

- пароль на УСПД;

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

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчики – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 45 суток; при отключении питания – не менее 5 лет;
- ИВКЭ – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 45 суток; при отключении питания – не менее 5 лет.
- ИВК – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 3,5 лет.

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.

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Тип	Количество
Трансформатор тока	ТГМ-110	9 шт.
Трансформатор тока	ТВ-ЭК-110	6 шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ 110Б-IV У1	2 шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ-35 А-У1	10 шт.
Трансформатор тока	ТЛП-10-5	18 шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	10 шт.
Трансформатор тока	Т-0,66 М УЗ	6 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	3 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	3 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-35Ш УХЛ1	6 шт.
Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЦ-6	2 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	29 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325L	1 шт.
Методика поверки	РТ-МП-4383-500-2017	1 экз.
Паспорт – формуляр	АУВП.411711.ФСК.РИК.010.22ПФ	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу РТ-МП-4383-500-2017 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Биробиджан. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 16.05.2017 г.

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/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;

- для счетчиков электроэнергии «Альфа А1800» (регистрационный номер 31857-06) - по методике поверки МП-2203-0042-2006 утверждённой ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в мае 2006 г.;
- для счетчиков электроэнергии «Альфа А1800» (регистрационный номер 31857-11) - по документу «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г. и документу «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Дополнение к методике поверки ДЯИМ.411152.018 МП, утвержденному в 2012 г.;
- для УСПД RTU-325L – по документу ДЯИМ.466.453.005МП «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства 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;
- вольтамперфазометр ПАРМА ВАФ-А, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 39937-08;
- термометр стеклянный ТС-7-М1, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 1198-12.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемого средства измерений с требуемой точностью.

Знак поверки, в виде оттиска поверительного клейма и (или) наклейки, наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Биробиджан».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Биробиджан

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, д. 5А

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Заявитель

Филиал Общества с ограниченной ответственностью Управляющая компания
«РусЭнергоМир» в г. Москве (Филиал ООО УК «РусЭнергоМир» в г. Москве)

Адрес: 123557, г. Москва, ул. Пресненский вал, д. 14, 3 этаж

Телефон: +7 (499) 750-04-06

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр
стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве»

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Аттестат аккредитации ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств
измерений в целях утверждения типа RA.RU.310639 от 16.04.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « ____ » _____ 2018 г.