

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 836 от 20.04.2017 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ «Абакан-районная»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ «Абакан-районная» (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 220 кВ «Абакан-районная» ПАО «ФСК ЕЭС».

Описание средства измерений

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

Измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

1-й уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001, счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й 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;

3-й 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 ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Сибири 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; автоматизированные рабочие места (АРМ) на базе персонального компьютера (ПК); каналообразующую 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 состояние 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, 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 (ЦСОД) ПАО «ФСК ЕЭС» и ЦСОД филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Сибири происходит автоматическая репликация данных по сетям единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ).

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 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 $\pm 1с$ происходит коррекция часов сервера. Часы УСПД синхронизируются при каждом сеансе связи УСПД - сервер, коррекция проводится при расхождении часов УСПД и сервера на значение, превышающее $\pm 1с$. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 мин, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на $\pm 1с$. Взаимодействие между уровнями АИИС КУЭ осуществляется по оптоволоконной связи или по сети Ethernet, задержками в линиях связи пренебрегаем ввиду малости значений. Поправка часов счетчиков согласно описанию типа $\pm 0,5с$, а с учетом температурной составляющей - $\pm 1,5с$.

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не превышает $\pm 5 с/сут$.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение (СПО) Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС «Метроскоп» (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
1	2
Идентификационное наименование СПО	СПО ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп»
Номер версии (идентификационный номер) СПО	не ниже 1.00
Цифровой идентификатор СПО	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 ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» согласно Р 50.2.77-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ приведен в таблице 2. Метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3 и 4.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Диспетчерское наименование точки учёта	Состав ИК			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	ИВКЭ (УСПД)
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 220 кВ Абакан- районная - Абаканская ТЭЦ (Д-61)	ТВ 220 I кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Зав. № 2107-3; 2107-2; 2107-1 Рег. № 3191-72	НКФ-220-58 кл.т 0,5 $K_{ТН} = (220000/\sqrt{3}) / (100/\sqrt{3})$ Зав. № 55879; 56591; 56850 Рег. № 14626-00	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386702 Рег. № 31857-06	RTU-325L зав. № 005313 Рег. № 37288-08
2	ОВ-220	ТДУ-220 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Зав. № 497-3; 497-2; 497-1 Св-ва о поверке № 0737084; 0737085; 0737086	НКФ-220-58 кл.т 0,5 $K_{ТН} = (220000/\sqrt{3}) / (100/\sqrt{3})$ Зав. № 55879, 833734; 56591, 863727; 56850, 877901 Рег. № 14626-00	A1802RALQ- P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386721 Рег. № 31857-06	RTU-325L зав. № 005313 Рег. № 37288-08

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
3	ОВ 110 кВ	ТВ-110/50 кл.т 1,0 Ктт = 1000/5 Зав. № 3059/1; 3059/2; 3059/3 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 кл.т 1,0 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 788450, 815120; 783851, 849846; 783845, 849855 Рег. № 14205-94	A1802RALQ-P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386720 Рег. № 31857-06	RTU-325L зав. № 005313 Рег. № 37288-08
4	ВЛ 110 кВ Абакан-районная - Элеваторная с отпайками (С- 100)	ТВ 110-1 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 7354/1; 7354/2; 7354/3 Рег. № 3189-72	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 815120; 849846; 849855 Рег. № 14205-94	A1802RALQ-P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386652 Рег. № 31857-06	RTU-325L зав. № 005313 Рег. № 37288-08
5	ВЛ 110 кВ Абакан-районная - Абаканская ТЭЦ I цепь (С- 303)	ТВ-110/50 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 2023/1; 2023/2; 2023/3 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 кл.т 1,0 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 788450; 783851; 783845 Рег. № 14205-94	A1802RALQ-P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386469 Рег. № 31857-06	RTU-325L зав. № 005313 Рег. № 37288-08
6	ВЛ 110 кВ Абакан-районная - Абаканская ТЭЦ II цепь (С- 304)	ТВ-110/50 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 1437/1; 1437/2; 1437/3 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 815120; 849846; 849855 Рег. № 14205-94	A1802RALQ-P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386658 Рег. № 31857-06	RTU-325L зав. № 005313 Рег. № 37288-08
7	ВЛ 110 кВ Абакан-районная - Западная - Калининская (С- 87)	ТНДМ-110Б кл.т 3 Ктт = 600/5 Зав. № 6326/1; 6326/2; 6326/3 Свидетельства о поверке № 0737087; 0737088; 0737089	НКФ-110-57 У1 кл.т 1,0 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 788450; 783851; 783845 Рег. № 14205-94	A1802RALQ-P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06385971 Рег. № 31857-06	RTU-325L зав. № 005313 Рег. № 37288-08
8	ВЛ 110 кВ Абакан-районная - Западная - Калининская (С- 88)	ТНДМ-110Б кл.т 3 Ктт = 600/5 Зав. № 5351/1; 5351/2; 5351/3 Свидетельства о поверке № 0737090; 0737091; 0737092	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 815120; 849846; 849855 Рег. № 14205-94	A1802RAL-P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01179665 Рег. № 31857-06	RTU-325L зав. № 005313 Рег. № 37288-08

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
9	ВЛ 110 кВ Абакан-районная - Рассвет (С-89)	ТВ 110-1 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 6433/1; 6433/2; 6433/3 Рег. № 3189-72	НКФ-110-57 У1 кл.т 1,0 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 788450; 783851; 783845 Рег. № 14205-94	A1802RALQ-P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386806 Рег. № 31857-06	RTU-325L зав. № 005313 Рег. № 37288-08
10	ВЛ 110 кВ Абакан-районная - Гидролизная с отпайками (С-90)	ТВ 110-1 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 5352/1; 5352/2; 5352/3 Рег. № 3189-72	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 815120; 849846; 849855 Рег. № 14205-94	A1802RALQ-P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386704 Рег. № 31857-06	RTU-325L зав. № 005313 Рег. № 37288-08
11	ВЛ 110 кВ Абакан-районная - Райково с отпайкой на ПС Абаканская (С- 98)	ТНДМ-110Б кл.т 3 Ктт = 600/5 Зав. № 7478/1; 7478/2; 7478/3 Свид-ва о поверке № 0737093; 0737094; 0737095	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 815120; 849846; 849855 Рег. № 14205-94	A1802RALQ-P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386344 Рег. № 31857-06	RTU-325L зав. № 005313 Рег. № 37288-08
12	ВЛ 110 кВ Абакан-районная - Элеваторная с отпайками (С-99)	ТВ 110-1 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 7353/1; 7353/2; 7353/3 Рег. № 3189-72	НКФ-110-57 У1 кл.т 1,0 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 788450; 783851; 783845 Рег. № 14205-94	A1802RALQ-P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386510 Рег. № 31857-06	RTU-325L зав. № 005313 Рег. № 37288-08
13	ф. 11 АВС	ТЛК-СТ-10 Кл.т 0,5S Ктт=400/5 Зав. № 3367160000001; 3367160000002; 3367160000003 Рег. № 58720-14	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) Зав. № 6370 Рег. № 11094-87	A1802RALQ-P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01179617 Рег. № 31857-06	RTU-325L зав. № 005313 Рег. № 37288-08
14	ф. 15 Энергетик	ТЛМ-10 кл.т 0,5S Ктт = 300/5 Зав. № 1301120000001; 1301120000002 Рег. № 2473-05	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) Зав. № 6370 Рег. № 11094-87	A1802RALQ-P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386139 Рег. № 31857-06	RTU-325L зав. № 005313 Рег. № 37288-08

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
15	ф. 17 Карьер	ТПЛ-10У3 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 Зав. № 49649; 39368 Рег. № 1276-59	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) Зав. № 6370 Рег. № 11094-87	A1802RALQ-P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01179103 Рег. № 31857-06	RTU-325L зав. № 005313 Рег. № 37288-08
16	ф. 18 Карьер	ТПЛ-10У3 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 Зав. № 2326; 57298 Рег. № 1276-59	НТМИ-10 кл.т 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) Зав. № 942 Рег. № 50058-12	A1802RALQ-P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06385973 Рег. № 31857-06	RTU-325L зав. № 005313 Рег. № 37288-08
17	ф. 5 Асфальт. з-д.	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 Зав. № 36582; 33109 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) Зав. № 6370 Рег. № 11094-87	A1802RALQ-P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386781 Рег. № 31857-06	RTU-325L зав. № 005313 Рег. № 37288-08
18	ф. 6 с-з Откормочный	ТПЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 Зав. № 59125; 58856 Рег. № 1276-59	НТМИ-10 кл.т 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) Зав. № 942 Рег. № 50058-12	A1802RALQ-P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386499 Рег. № 31857-06	RTU-325L зав. № 005313 Рег. № 37288-08
19	ф. 7 Красноозёрный	ТПЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 Зав. № 58968; 58982 Рег. № 1276-59	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) Зав. № 6370 Рег. № 11094-87	A1802RALQ-P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386267 Рег. № 31857-06	RTU-325L зав. № 005313 Рег. № 37288-08
20	ВЛ 10 кВ Абакан- районная - СР-93 с отпайкой на ПС 500Абаканская (ф. 01-08)	ТПЛ-10У3 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 2607; 45871 Рег. № 1276-59	НТМИ-10 кл.т 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) Зав. № 942 Рег. № 50058-12	A1802RALQ-P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386153 Рег. № 31857-06	RTU-325L зав. № 005313 Рег. № 37288-08
21	1АТ-110	ТВ-110/50 кл.т 1,0 Ктт = 1000/5 Зав. № 2718-1; 2718-2; 2718-3 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 кл.т 1,0 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 788450; 783851; 783845 Рег. № 14205-94	A1802RALQ-P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386029 Рег. № 31857-06	RTU-325L зав. № 005313 Рег. № 37288-08
22	2АТ-110	ТВ-110/50 кл.т 1,0 Ктт = 1000/5 Зав. № 2720-1; 2720-2; 2720-3 Рег. № 3190-72	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 815120; 849846; 849855 Рег. № 14205-94	A1802RALQ-P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 6386076 Рег. № 31857-06	RTU-325L зав. № 005313 Рег. № 37288-08

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	cosφ	Границы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (δ), %			
		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, 4, 6, 10, 16, 18, 20 (Сч. 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
3, 21 (Сч. 0,2S; ТТ 1; ТН 1,0)	1,0	-	±3,5	±2,1	±1,7
	0,9	-	±4,6	±2,6	±2,0
	0,8	-	±5,7	±3,2	±2,4
	0,7	-	±7,0	±3,8	±2,9
	0,5	-	±10,8	±5,8	±4,3
5, 9, 12 (Сч. 0,2S; ТТ 0,5; ТН 1,0)	1,0	-	±2,1	±1,5	±1,4
	0,9	-	±2,6	±1,8	±1,6
	0,8	-	±3,2	±2,1	±1,9
	0,7	-	±3,8	±2,5	±2,2
	0,5	-	±5,9	±3,7	±3,1
7 (Сч. 0,2S; ТТ 3; ТН 1,0)	1,0	-	±1,3	±1,3	±1,3
	0,9	-	±1,4	±1,4	±1,4
	0,8	-	±1,6	±1,6	±1,6
	0,7	-	±1,9	±1,8	±1,8
	0,5	-	±2,6	±2,6	±2,6
8, 11 (Сч. 0,2S; ТТ 3; ТН 0,5)	1,0	-	±0,9	±0,9	±0,9
	0,9	-	±0,9	±0,9	±0,9
	0,8	-	±1,0	±1,0	±1,0
	0,7	-	±1,2	±1,1	±1,1
	0,5	-	±1,5	±1,4	±1,4
13, 14, (Сч. 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	±1,8	±1,1	±0,9	±0,9
	0,9	±2,3	±1,3	±1,0	±1,0
	0,8	±2,9	±1,6	±1,2	±1,2
	0,7	±3,5	±1,9	±1,4	±1,4
	0,5	±5,3	±2,8	±2,0	±2,0
15, 17, 19 (Сч. 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	±1,8	±1,1	±0,9
	0,9	-	±2,3	±1,3	±1,0
	0,8	-	±2,8	±1,6	±1,2
	0,7	-	±3,5	±1,9	±1,4
	0,5	-	±5,3	±2,8	±2,0
22 (Сч. 0,2S; ТТ 1; ТН 0,5)	1,0	-	±3,4	±1,9	±1,4
	0,9	-	±4,4	±2,3	±1,7
	0,8	-	±5,5	±2,9	±2,1
	0,7	-	±6,8	±3,5	±2,5
	0,5	-	±10,6	±5,4	±3,8

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (δ), %			
		$d_{1(2)\%}$,	$d_5\%$,	$d_{20\%}$,	$d_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2, 4, 6, 10, 16, 18, 20 (Сч. 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	-	±6,3	±3,4	±2,5
	0,8	-	±4,3	±2,3	±1,7
	0,7	-	±3,4	±1,9	±1,4
	0,5	-	±2,4	±1,4	±1,1
3, 21 (Сч. 0,5; ТТ 1; ТН 1,0)	0,9	-	±12,6	±6,8	±5,0
	0,8	-	±8,6	±4,6	±3,5
	0,7	-	±6,7	±3,7	±2,8
	0,5	-	±4,9	±2,7	±2,1
5, 9, 12 (Сч. 0,5; ТТ 0,5; ТН 1,0)	0,9	-	±6,8	±4,2	±3,5
	0,8	-	±4,6	±2,9	±2,5
	0,7	-	±3,7	±2,3	±2,0
	0,5	-	±2,7	±1,8	±1,6
7 (Сч. 0,5; ТТ 3; ТН 1,0)	0,9	-	±2,9	±2,9	±2,9
	0,8	-	±2,0	±2,0	±2,0
	0,7	-	±1,7	±1,7	±1,7
	0,5	-	±1,4	±1,4	±1,4
8, 11 (Сч. 0,5; ТТ 3; ТН 0,5)	0,9	-	±1,5	±1,5	±1,5
	0,8	-	±1,0	±1,0	±1,0
	0,7	-	±0,9	±0,9	±0,9
	0,5	-	±0,7	±0,7	±0,7
13, 14, (Сч. 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,9	±6,2	±3,2	±2,2	±2,2
	0,8	±4,2	±2,2	±1,5	±1,5
	0,7	±3,3	±1,7	±1,2	±1,2
	0,5	±2,4	±1,2	±0,9	±0,9
15, 17, 19 (Сч. 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,9	-	±6,2	±3,2	±2,2
	0,8	-	±4,2	±2,2	±1,5
	0,7	-	±3,3	±1,7	±1,2
	0,5	-	±2,4	±1,2	±0,9
22 (Сч. 0,5; ТТ 1; ТН 0,5)	0,9	-	±12,4	±6,3	±4,4
	0,8	-	±8,4	±4,3	±3,0
	0,7	-	±6,6	±3,4	±2,3
	0,5	-	±4,7	±2,4	±1,7

Примечания:

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

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

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

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

Таблица 4 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
<p>Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ температура окружающей среды, °С: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ 26035-83</p>	<p>от 99 до 101 от 100 до 120 от +21 до +25 от +18 до +22</p>
<p>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 магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более</p>	<p>от 90 до 110 от 1(5) до 120 от 0,5_{инд} до 0,8_{емк} от -30 до +35 от 10 до +30 от +10 до +30 0,5</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: электросчетчики Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, сутки, не более УСПД RTU-327: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p>	<p>120000 3 100000 70000</p>
<p>Глубина хранения информации электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сутки ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее</p>	<p>35 35 3</p>

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).

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 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Кол-во, шт.
1	2	3
1 Трансформатор тока	ТВ 220 I	3
2 Трансформатор тока	ТДУ-220	3
3 Трансформатор тока	ТВ-110/50	15
4 Трансформатор тока	ТВ 110-1	12
5 Трансформатор тока	ТНДМ-110Б	9
6 Трансформатор тока	ТЛК-СТ-10	3
7 Трансформатор тока	ТЛМ-10	2

Продолжение таблицы 4

1	2	3
8 Трансформатор тока	ТПЛ-10У3	6
9 Трансформатор тока	ТВЛМ-10	2
10 Трансформатор тока	ТПЛ-10	4
11 Трансформатор напряжения	НКФ-220-58	6
12 Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	9
13 Трансформатор напряжения	НАМИ-10	1
14 Трансформатор напряжения	НТМИ-10	1
15 Счетчик электрической энергии многофункциональный	A1802RALQ-P4GB-DW-4	21
16 Счетчик электрической энергии многофункциональный	A1802RAL-P4GB-DW-4	1
17 Устройство сбора и передачи данных	RTU-325L	1
18 Методика поверки	МП 2051/500-2014	1
19 Паспорт - формуляр	АУВП.411711.ФСК.021.03.ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП 2051/500-2014 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ «Абакан-районная». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 08.12.2014 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» - по методике поверки МП-2203-0042-2006 утверждённой ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в мае 2006 г.;

- для УСПД RTU-325L - по документу «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки ДЯИМ.466.453.005МП», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;

- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), Рег № 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.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

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 220 кВ «Абакан-районная». Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений 01.00252/188-2014 от 04.12.2014 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ «Абакан-районная»

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) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «РусЭнергоПром» (ООО «РусЭнергоПром»)

ИНН 7725766980

Юридический адрес: 115114, г. Москва, Дербеневская набережная, дом 7, стр. 2

Фактический адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д. 9

Телефон: +7 (499) 753-06-78

Испытательный центр

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

Адрес: 117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Тел.: +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.

В части вносимых изменений

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

E-mail: office@vniims.ru, www.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.

« ____ » _____ 2017 г.