

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ «Нижний Куранах» (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 «Нижний Куранах» 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-й 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 – Сч или Счетчики), 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 ОАО «Федеральная Сетевая Компания Единой Энергетической Системы» – МЭС Востока (филиала ОАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Востока) 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); 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 (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 Востока 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 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

Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Идентификационное наименование файла программного обеспечения	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
1	2	3	4	5
СПО ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп»	№ 1.00	D233ED6393702747769 A45DE8E67B57E	ПО АИИС КУЭ ПС 220 кВ «Нижний Куранах»	MD5

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 – уровень «С» по МИ 3286-2010.

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 "Н. Куранах - Н. Куранахская ЗИФ №2" (Л-131)	ТВ 110-II кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 5309-А; 5309-В; 5309-С Госреестр № 19720-00	НКФ110-83ХЛ1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 37655; 37580; 37844 Госреестр № 1188-84	А1802RAL-P4GB-DW4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01182938 Госреестр № 31857-06	RTU-325L зав. № 004478 Госреестр № 37288-08

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
2	ВЛ - 110 кВ "Н. Куранах - Н. Куранахская ЗИФ №1" (Л-132)	ТВ 110-П кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 5339-А; 5339-В; 5339-С Госреестр № 19720-00	НКФ110-83ХЛ1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 37558; 37581; 37840 Госреестр № 1188-84	A1802RALQ-P4GB-DW4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01156886 Госреестр № 31857-06	RTU-325L зав. № 004478 Госреестр № 37288-08
3	ВЛ-110 кВ "Н. Куранах - В. Куранах" (Л-111)	ТВ 110-П кл.т 0,5 Ктт = 500/5 Зав. № 5308-А; 5308-В; 5308-С Госреестр № 19720-00	НКФ110-83ХЛ1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 37558; 37581; 37840 Госреестр № 1188-84	A1802RALQ-P4GB-DW4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01156889 Госреестр № 31857-06	RTU-325L зав. № 004478 Госреестр № 37288-08
4	ВЛ-110 кВ "Лебединый - Н. Куранах с отп. на ПС В. Куранах, ПС Рябиновая" (Л-104)	ТВ 110-П кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 5337-А; 5337-В; 5337-С Госреестр № 19720-00	НКФ110-83ХЛ1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 37558; 37581; 37840 Госреестр № 1188-84	A1802RALQ-P4GB-DW4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01156885 Госреестр № 31857-06	RTU-325L зав. № 004478 Госреестр № 37288-08
5	ВЛ-110 кВ «Н.Куранах - ТДЭС с отп. на ПС Нижнеякокитская» (Л-105)	ТВ 110-П кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 5310-А; 5310-В; 5310-С Госреестр № 19720-00	НКФ110-83ХЛ1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 37655; 37580; 37844 Госреестр № 1188-84	A1802RALQ-P4GB-DW4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01156884 Госреестр № 31857-06	RTU-325L зав. № 004478 Госреестр № 37288-08
6	ОВ-110	ТФЗМ-110Б-1У1 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 35845; 11070; 53593 Госреестр № 2793-88	НКФ110-83ХЛ1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 37558; 37581; 37840 Госреестр № 1188-84	A1802RALQ-P4GB-DW4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01156883 Госреестр № 31857-06	RTU-325L зав. № 004478 Госреестр № 37288-08
7	ф. 6 кВ №15 "Котельная-1"	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 9469; 9333 Госреестр № 2473-69	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 4811 Госреестр № 2611-70	A1802RALQ-P4GB-DW4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01156826 Госреестр № 31857-06	RTU-325L зав. № 004478 Госреестр № 37288-08
8	ф. 6 кВ №21 "Бойлерная"	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 9674; 1756 Госреестр № 2473-69	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 4811 Госреестр № 2611-70	A1802RALQ-P4GB-DW4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01156909 Госреестр № 31857-06	RTU-325L зав. № 004478 Госреестр № 37288-08
9	ф. 6 кВ №23 "Дражный"	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 9639; 9652 Госреестр № 2473-69	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 4811 Госреестр № 2611-70	A1802RALQ-P4GB-DW4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01156888 Госреестр № 31857-06	RTU-325L зав. № 004478 Госреестр № 37288-08
10	ф. 6 кВ №18 "Насосная-2"	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 1315; 9727 Госреестр № 2473-69	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 4848 Госреестр № 2611-70	A1802RALQ-P4GB-DW4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01156882 Госреестр № 31857-06	RTU-325L зав. № 004478 Госреестр № 37288-08
11	ф. 6 кВ №24 "Жил.посёлок"	ТОЛ 10 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 Зав. № 6328; 17630 Госреестр № 7069-02	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 4848 Госреестр № 2611-70	A1802RALQ-P4GB-DW4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01156834 Госреестр № 31857-06	RTU-325L зав. № 004478 Госреестр № 37288-08
12	ф. 6 кВ №26 "Котельная-2"	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 934; 1763 Госреестр № 2473-69	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 4848 Госреестр № 2611-70	A1802RALQ-P4GB-DW4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01156835 Госреестр № 31857-06	RTU-325L зав. № 004478 Госреестр № 37288-08

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
13	ВЛ-35кВ "Н. Куранах - Карьер" (Л-14)	ТФЗМ-35А-У1 кл.т 0,5 Ктт = 150/5 Зав. № 23863; 23698 Госреестр № 3690-73	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 Ктн = (35000/√3)/(100/√3) Зав. № 1310836; 1310378; 1313848 Госреестр № 912-70	A1802RALQ-P4GB-DW4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01157313 Госреестр № 31857-06	RTU-325L зав. № 004478 Госреестр № 37288-08
14	ф. 6 кВ №14 "Центральный"	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 9728; 9642 Госреестр № 2473-69	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 4848 Госреестр № 2611-70	A1802RALQ-P4GB-DW4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01156795 Госреестр № 31857-06	RTU-325L зав. № 004478 Госреестр № 37288-08
15	ф. 6 кВ №5 "Мех.колонна"	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 2213; 759 Госреестр № 2473-69	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 4811 Госреестр № 2611-70	A1802RALQ-P4GB-DW4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01156908 Госреестр № 31857-06	RTU-325L зав. № 004478 Госреестр № 37288-08
16	ф. 6 кВ №13 "ЗИФ-5"	ТОЛ 10 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 17426; 17458 Госреестр № 7069-02	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 4811 Госреестр № 2611-70	A1802RALQ-P4GB-DW4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01156837 Госреестр № 31857-06	RTU-325L зав. № 004478 Госреестр № 37288-08
17	ф. 6 кВ №19 "Драга-79"	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 9458; 9668 Госреестр № 2473-69	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 4811 Госреестр № 2611-70	A1802RALQ-P4GB-DW4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01156836 Госреестр № 31857-06	RTU-325L зав. № 004478 Госреестр № 37288-08
18	ф. 6 кВ №22 "ЗИФ-6"	ТОЛ 10 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 16910; 15905 Госреестр № 7069-02	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 4848 Госреестр № 2611-70	A1802RALQ-P4GB-DW4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01156797 Госреестр № 31857-06	RTU-325L зав. № 004478 Госреестр № 37288-08

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), %		
		d ₅ %,	d ₂₀ %,	d ₁₀₀ %,
		I ₅ % $\epsilon I_{изм} < I_{20}$ %	I ₂₀ % $\epsilon I_{изм} < I_{100}$ %	I ₁₀₀ % $\epsilon I_{изм} \epsilon I_{120}$ %
1 – 18 (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
Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), %		
		d ₅ %,	d ₂₀ %,	d ₁₀₀ %,
		I ₅ % $\epsilon I_{изм} < I_{20}$ %	I ₂₀ % $\epsilon I_{изм} < I_{100}$ %	I ₁₀₀ % $\epsilon I_{изм} \epsilon I_{120}$ %
1 – 18 (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

Примечания:

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

4 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 .

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

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 100000 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 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

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 4

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Кол-во, шт.
1	2	3
1 Трансформатор тока встроенный	ТВ 110-II	15
2 Трансформатор тока	ТФЗМ-110Б-1У1	3
3 Трансформатор тока	ТЛМ-10	16
4 Трансформатор тока	ТОЛ 10	5
5 Трансформатор тока	ТФЗМ-35А-У1	2
6 Трансформатор напряжения	НКФ110-83ХЛ1	6
7 Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2
8 Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	1
9 Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	A1802RAL-P4GB-DW4	1
10 Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	A1802RALQ-P4GB-DW4	17
11 Устройство сбора и передачи данных для автоматизации измерений и учета энергоресурсов	RTU-325L	1
12 Методика поверки	МП 1891/500-2014	1
13 Паспорт – формуляр	АУВП.411711.ФСК.011.01.ПС-ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП 1891/500-2014 "ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ «Нижний Куранах». Методика поверки", утвержденному ГЦИ СИ ФБУ "Ростест-Москва" в сентябре 2014 г.

Перечень основных средств 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 электроэнергии «Альфа А1800» - по методике поверки МП-2203-0042-2006 утверждённой ГЦИ СИ «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 ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 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.

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 «Нижний Куранах».

Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений 01.00252/040-2014 от 21.07.2014 г.

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

1 ГОСТ 22261-94 "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".

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли.

Изготовитель

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

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

Государственный центр испытаний средств измерений

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

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. " ____ " _____ 2014 г.