

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ «Вичуга» 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 «Вичуга» ОАО «ФСК ЕЭС».

Описание средства измерений

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

Измерительно-информационные каналы (далее по тексту - ИИК) 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 – Сч или Счетчики) в части активной электроэнергии по ГОСТ 30206-94, ГОСТ Р 52323-2005 и в части реактивной электроэнергии по ГОСТ 26035-83, ГОСТ Р 52425-2005, 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) ТК16L (Госреестр № 36643-07 зав.№ 110811), 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 Центра (филиала ОАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Центра) 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); каналобразующую аппаратуры; 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 Центра 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 электроэнергетики.

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	D233ED6393702747769A45DE 8E67B57E	ПО АИИС КУЭ ПС 220 кВ «Вичуга»	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 ИИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3, 4.

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 ИИК АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав 1-го и 2-го уровней ИИК АИИС КУЭ

№ ИИК	Диспетчерское наименование точки учёта	Состав 1-го и 2-го уровней ИИК			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	ИВКЭ (УСПД)
1	2	3	4	5	6
1	ПС 220 кВ «Вичуга», ВЛ 110 кВ Вичуга - Зарубино	IOSK 123 кл.т 0,2S Ктт = 600/1 Зав. № 2094620; 2094616; 2112154 Госреестр № 26510-09	ЕОФ-123 кл.т 0,2 Ктт = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 2009.3831.02/03; 2009.3831.02/02; 2009.3831.02/01 Госреестр № 29312-05	EPQS 113.22.22LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 942838 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 110811 Госреестр № 36643-07
2	ПС 220 кВ «Вичуга», ВЛ 110 кВ Вичуга - Воробьево	ТВ-110/20ХЛ кл.т 3 Ктт = 600/5 Зав. № 4054-А; 4054-В; 4054-С Госреестр № 4462-74	НКФ-110 кл.т 1 Ктт = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 693819; 693825; 693829 Госреестр № 922-54	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 461578 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 110811 Госреестр № 36643-07
3	ПС 220 кВ «Вичуга», ВЛ 110 кВ Вичуга - Родники	IOSK 123 кл.т 0,2S Ктт = 600/1 Зав. № 2094615; 2094613; 2094631 Госреестр № 26510-09	ЕОФ-123 кл.т 0,2 Ктт = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 2009.3831.02/06; 2009.3831.02/05; 2009.3831.02/04 Госреестр № 29312-05	EPQS 113.22.22LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 942842 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 110811 Госреестр № 36643-07
4	ПС 220 кВ «Вичуга», ВЛ 110 кВ Вичуга - Светоч	IOSK 123 кл.т 0,2S Ктт = 600/1 Зав. № 2094609; 2094639; 2094611 Госреестр № 26510-09	ЕОФ-123 кл.т 0,2 Ктт = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 2009.3831.02/03; 2009.3831.02/02; 2009.3831.02/01 Госреестр № 29312-05	EPQS 113.22.22LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 942835 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 110811 Госреестр № 36643-07
5	ПС 220 кВ «Вичуга», ВЛ-110 кВ Вичуга - Острцово	IOSK 123 кл.т 0,2S Ктт = 600/1 Зав. № 2094606; 2094633; 2094623 Госреестр № 26510-09	ЕОФ-123 кл.т 0,2 Ктт = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 2009.3831.02/03; 2009.3831.02/02; 2009.3831.02/01 Госреестр № 29312-05	EPQS 113.22.22LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 942852 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 110811 Госреестр № 36643-07
6	ПС 220 кВ «Вичуга», ВЛ 110 кВ Вичуга - Пеньки	IOSK 123 кл.т 0,2S Ктт = 600/1 Зав. № 2094636; 2094638; 2094614 Госреестр № 26510-09	ЕОФ-123 кл.т 0,2 Ктт = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 2009.3831.02/03; 2009.3831.02/02; 2009.3831.02/01 Госреестр № 29312-05	EPQS 113.22.22LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 942853 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 110811 Госреестр № 36643-07
7	ПС 220 кВ «Вичуга», ВЛ 110 кВ Вичуга - Заволжск	ТВ-110/20ХЛ кл.т 3,0 Ктт = 600/5 Зав. № 3890-А; 3890-В; 3890-С Госреестр № 4462-74	НКФ110-83 кл.т 0,5 Ктт = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 52880; 53120; 53201 Госреестр № 1188-84	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 460872 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 110811 Госреестр № 36643-07

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
8	ПС 220 кВ «Вичуга», ШСМВ-110 кВ	ТНДМ-110 кл.т 3,0 Ктт = 600/5 Зав. № 4696-А; 4696-В; 4696-С Свидетельства о поверке №№ Л6-0329- 07, Л6-0330-07, Л6- 0331-07	НКФ110-83 кл.т 0,5 Ктт = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 52880; 53120; 53201 Госреестр № 1188-84	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 461214 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 110811 Госреестр № 36643-07
9	ПС 220 кВ «Вичуга», ВЛ 35 кВ Вичуга - Зарубино	ТВ-35/25 кл.т 3,0 Ктт = 200/5 Зав. № 8390-А; 8390-В; 8390-С Госреестр № 3186-72	ЗНОМ-35 кл.т 0,5 Ктт = (35000/√3)/(100/√3) Зав. № 783103; 854606; 854594 Госреестр № 912-54	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 461181 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 110811 Госреестр № 36643-07
10	ПС 220 кВ «Вичуга», ВЛ 35 кВ Вичуга - Н.Писцово-1	ТВТ-35 М кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 7623-А; 7623-В; 7623-С Госреестр № 3642-73	ЗНОМ-35 кл.т 0,5 Ктт = (35000/√3)/(100/√3) Зав. № 783103; 854606; 854594 Госреестр № 912-54	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 461184 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 110811 Госреестр № 36643-07
11	ПС 220 кВ «Вичуга», ВЛ 35 кВ Вичуга - Н.Писцово 2	ТВТ-35 М кл.т 1,0 Ктт = 400/5 Зав. № 7621-А; 7621-В; 7621-С Госреестр № 3642-73	НОМ-35 кл.т 0,5 Ктт = (35000/√3)/(100/√3) Зав. № 664867; 667126; 734313 Госреестр № 187-49	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 461182 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 110811 Госреестр № 36643-07
12	ПС 220 кВ «Вичуга», Ф.-601Ф-ка Шагова	ТПОЛ 10 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 42203; 42550 Госреестр № 1261-02	НТМ-6 кл.т 0,5 Ктт = 6000/100 Зав. № 322063 Свидетельство о поверке № 0319893	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 461179 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 110811 Госреестр № 36643-07
13	ПС 220 кВ «Вичуга», Ф.-602 Ф-ка Шагова	ТПОЛ 10 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 35913; 42173 Госреестр № 1261-02	НТМ-6 кл.т 0,5 Ктт = 6000/100 Зав. № 195649 Свидетельство о поверке № 0319891	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 461178 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 110811 Госреестр № 36643-07
14	ПС 220 кВ «Вичуга», Ф.-603 Машзавод	ТПФ-10 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 Зав. № 42174; 36671 Госреестр № 814-53	НТМ-6 кл.т 0,5 Ктт = 6000/100 Зав. № 195649 Свидетельство о поверке № 0319891	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 461253 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 110811 Госреестр № 36643-07
15	ПС 220 кВ «Вичуга», Ф.-604 ГЭС	ТПОЛ 10 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 41732; 42549 Госреестр № 1261-02	НТМ-6 кл.т 0,5 Ктт = 6000/100 Зав. № 195649 Свидетельство о поверке № 0319891	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 472374 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 110811 Госреестр № 36643-07
16	ПС 220 кВ «Вичуга», Ф.-605 Вич. Мануфактура	ТПОЛ 10 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Зав. № 3055; 1374 Госреестр № 1261-02	НТМ-6 кл.т 0,5 Ктт = 6000/100 Зав. № 322063 Свидетельство о поверке № 0319893	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 461825 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 110811 Госреестр № 36643-07

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
17	ПС 220 кВ «Вичуга», Ф.-606 Мануфактура	ТПОЛ 10 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Зав. № 13085; 13091 Госреестр № 1261-02	НТМ-6 кл.т 0,5 Ктт = 6000/100 Зав. № 195649 Свидетельство о поверке № 0319891	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 471325 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 110811 Госреестр № 36643-07
18	ПС 220 кВ «Вичуга», Ячейка ВЛ - 6 кВ фидер №609	ТПФ кл.т 1,0 Ктт = 300/5 Зав. № 117439; 59364 Госреестр № 517-50	НТМ-6 кл.т 0,5 Ктт = 6000/100 Зав. № 322063 Свидетельство о поверке № 0319893	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 460879 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 110811 Госреестр № 36643-07
19	ПС 220 кВ «Вичуга», Ф.-610 ГЭС	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 Зав. № 91239; 91258 Госреестр № 1856-63	НТМ-6 кл.т 0,5 Ктт = 6000/100 Зав. № 322063 Свидетельство о поверке № 0319893	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 471516 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 110811 Госреестр № 36643-07
20	ПС 220 кВ «Вичуга», Ф.-611 ГЭС	ТПЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 Зав. № 56245; 56278 Госреестр № 2363-68	НТМ-6 кл.т 0,5 Ктт = 6000/100 Зав. № 195649 Свидетельство о поверке № 0319891	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 472620 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 110811 Госреестр № 36643-07
21	ПС 220 кВ «Вичуга», Ф.-612 ГЭС	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 Зав. № 86442; 92597 Госреестр № 1856-63	НТМ-6 кл.т 0,5 Ктт = 6000/100 Зав. № 322063 Свидетельство о поверке № 0319893	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 471740 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 110811 Госреестр № 36643-07
22	ПС 220 кВ «Вичуга», Ф.-613 ГЭС	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 Зав. № 68361; 44100 Госреестр № 1856-63	НТМ-6 кл.т 0,5 Ктт = 6000/100 Зав. № 195649 Свидетельство о поверке № 0319891	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 471736 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 110811 Госреестр № 36643-07
23	ПС 220 кВ «Вичуга», Ф.-614 Машзавод	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Зав. № 81277; 54695 Госреестр № 1856-63	НТМ-6 кл.т 0,5 Ктт = 6000/100 Зав. № 322063 Свидетельство о поверке № 0319893	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 460469 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 110811 Госреестр № 36643-07
24	ПС 220 кВ «Вичуга», Ф.-615 ГЭС	ТПЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 Зав. № 16638; 14990 Госреестр № 1276-59	НТМ-6 кл.т 0,5 Ктт = 6000/100 Зав. № 195649 Свидетельство о поверке № 0319891	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 471738 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 110811 Госреестр № 36643-07
25	ПС 220 кВ «Вичуга», Ф.-616 Вич. Мануфактура	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 71315; 71397 Госреестр № 1856-63	НТМ-6 кл.т 0,5 Ктт = 6000/100 Зав. № 322063 Свидетельство о поверке № 0319893	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 460471 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 110811 Госреестр № 36643-07

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ

Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$\delta_{I(2)\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 3 – 6 (Сч. 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	±1,0	±0,6	±0,5	±0,5
	0,9	±1,1	±0,7	±0,5	±0,5
	0,8	±1,3	±0,8	±0,6	±0,6
	0,7	±1,5	±0,9	±0,7	±0,7
	0,5	±2,0	±1,3	±0,9	±0,9
2 (Сч. 0,2S; ТТ 3; ТН 1)	1,0	-	±1,2	±1,2	±1,2
	0,9	-	±1,3	±1,3	±1,3
	0,8	-	±1,5	±1,5	±1,5
	0,7	-	±1,8	±1,7	±1,7
	0,5	-	±2,5	±2,5	±2,5
7 – 9 (Сч. 0,2S; ТТ 3; ТН 0,5)	1,0	-	±0,7	±0,7	±0,7
	0,9	-	±0,7	±0,7	±0,7
	0,8	-	±0,9	±0,8	±0,8
	0,7	-	±1,0	±0,9	±0,9
	0,5	-	±1,4	±1,3	±1,3
10, 12 – 17, 19 – 25 (Сч. 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	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	±1,5
	0,5	-	±5,4	±2,9	±2,2
11, 18 (Сч. 0,2S; ТТ 1; ТН 0,5)	1,0	-	±3,4	±1,8	±1,3
	0,9	-	±4,4	±2,3	±1,6
	0,8	-	±5,5	±2,8	±2,0
	0,7	-	±6,8	±3,5	±2,4
	0,5	-	±10,6	±5,4	±3,7
Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$\delta_{I(2)\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 3 – 6 (Сч. 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,9	±3,8	±1,6	±1,2	±1,2
	0,8	±2,8	±1,3	±0,9	±0,9
	0,7	±2,4	±1,1	±0,8	±0,8
	0,5	±2,1	±1,0	±0,7	±0,7
2 (Сч. 0,5; ТТ 3; ТН 1)	0,9	-	±3,0	±2,9	±2,9
	0,8	-	±2,2	±2,1	±2,1
	0,7	-	±1,9	±1,8	±1,8
	0,5	-	±1,5	±1,5	±1,5

Продолжение таблицы 3

7 – 9 (Сч. 0,5; ТТ 3; ТН 0,5)	0,9	-	±1,8	±1,6	±1,6
	0,8	-	±1,4	±1,2	±1,2
	0,7	-	±1,2	±1,0	±1,0
	0,5	-	±1,0	±0,9	±0,9
10, 12 – 17, 19 – 25 (Сч. 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	-	±6,4	±3,5	±2,6
	0,8	-	±4,4	±2,4	±1,8
	0,7	-	±3,5	±1,9	±1,5
	0,5	-	±2,6	±1,5	±1,2
11, 18 (Сч. 0,5; ТТ 1; ТН 0,5)	0,9	-	±12,4	±6,4	±4,4
	0,8	-	±8,4	±4,3	±3,0
	0,7	-	±6,6	±3,4	±2,4
	0,5	-	±4,8	±2,5	±1,8
Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 3 – 6 (Сч. 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	±1,2	±0,8	±0,7	±0,7
	0,9	±1,3	±0,9	±0,8	±0,8
	0,8	±1,4	±1,0	±0,8	±0,8
	0,7	±1,6	±1,1	±0,9	±0,9
	0,5	±2,1	±1,4	±1,1	±1,1
2 (Сч. 0,2S; ТТ 3; ТН 1)	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
7 – 9 (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
10, 12 – 17, 19 – 25 (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
11, 18 (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 ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 3 – 6 (Сч. 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,9	±5,6	±2,1	±1,5	±1,4
	0,8	±4,3	±1,7	±1,2	±1,2
	0,7	±3,7	±1,6	±1,1	±1,1
	0,5	±3,2	±1,4	±1,1	±1,1
2 (Сч. 0,5; ТТ 3; ТН 1)	0,9	-	±3,3	±3,1	±3,0
	0,8	-	±2,5	±2,3	±2,3
	0,7	-	±2,2	±2,0	±1,9
	0,5	-	±1,9	±1,7	±1,6
7 – 9 (Сч. 0,5; ТТ 3; ТН 0,5)	0,9	-	±2,2	±1,8	±1,7
	0,8	-	±1,8	±1,4	±1,4
	0,7	-	±1,6	±1,3	±1,3
	0,5	-	±1,5	±1,2	±1,2
10, 12 – 17, 19 – 25 (Сч. 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	-	±6,5	±3,6	±2,7
	0,8	-	±4,5	±2,5	±2,0
	0,7	-	±3,6	±2,1	±1,7
	0,5	-	±2,8	±1,7	±1,4
11, 18 (Сч. 0,5; ТТ 1; ТН 0,5)	0,9	-	±12,5	±6,4	±4,5
	0,8	-	±8,5	±4,4	±3,1
	0,7	-	±6,7	±3,5	±2,5
	0,5	-	±4,9	±2,6	±2,0

Примечания:

1. Погрешность измерений $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{1(2)\%Q}$ для $\cos\phi=1,0$ нормируется от $I_1\%$, а погрешность измерений $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{1(2)\%Q}$ для $\cos\phi<1,0$ нормируется от $I_2\%$;
2. Характеристики погрешности ИИК 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;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более $0,05$ мТл.

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 ;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,5 мТл.
- 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 ИИК, 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;
- счетчик EPQS – среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов, среднее время восстановления работоспособности 48 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

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 СИ	Тип	Кол-во, шт.
1	2	3
1. ТТ	IOSK 123	15
2. ТТ	ТВ-110/20ХЛ	6
3. ТТ	ТНДМ-110	3
4. ТТ	ТВ-35/25	3
5. ТТ	ТВТ-35 М	6
6. ТТ	ТПОЛ 10	10
7. ТТ	ТПФ-10	2
8. ТТ	ТПФ	2
9.. ТТ	ТВЛМ-10	10
10. ТТ	ТПЛМ-10	2
11. ТТ	ТПЛ-10	2
12. ТН	ЕОФ-123/245	6
13. ТН	НКФ-110	3
14. ТН	НКФ110-83	3
15. ТН	ЗНОМ-35	3
16. ТН	НОМ-35	3
17. ТН	НТМ-6	2
18. Счетчик	EPQS 113.22.22LL	5
19. Счетчик	EPQS 111.21.18LL	20
20. УСПД	ТК16L	1
21. Методика поверки	1752/500-2013	1
22. Паспорт – формуляр	АУВП.411711.ФСК.048.03.ПС-ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП 1752/500-2013 "Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ «Вичуга». Методика поверки", утвержденному ГЦИ СИ ФБУ "Ростест-Москва" 17.09.2013 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";

- счетчиков EPQS - по документу "Счетчики электрической энергии многофункциональные EPQS. Методика поверки РМ 1039597-26:2002";
- для УСПД ТК16L – по документу "Устройство сбора и передачи данных ТК16L для автоматизации измерений и учета энергоресурсов. Методика поверки" АВБЛ.468212.041 МП, утвержденному ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМС" в декабре 2007 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 «Вичуга»

Свидетельство об аттестации методики измерений 379-2010 от 14.09.2010 г.

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

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 Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003) "Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S".
7. ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003) "Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии".

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

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

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. " ____ " _____ 2013 г.