

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Красный Яр

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

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

Первый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее по тексту – Счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), систему обеспечения единого времени (СОЕВ), коммутационное оборудование, в состав которого входят шлюзы Е-422, сетевые концентраторы, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы;

Третий 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 Центра сбора и обработки данных (далее по тексту – ЦСОД) ПАО «ФСК ЕЭС» 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 (далее по тексту – ПК); каналобразующую аппаратуру; средства связи и передачи данных.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным линиям связи поступают на выходы 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где производится сбор и хранение результатов измерений. Далее информация поступает на ИВК Центра сбора данных АИИС КУЭ.

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

Коммуникационный сервер опроса ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту – ЕНЭС) «Метроскоп» автоматически опрашивает УСПД ИВКЭ. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса коммуникационный сервер автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и 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.

Один раз в сутки коммуникационный сервер ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп» автоматизированно формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML, и автоматизированно передает его в программно-аппаратный комплекс (ПАК) 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 ± 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 ± 2 с. Взаимодействие между уровнями АИИС КУЭ осуществляется по оптоволоконной связи или по сети Ethernet, задержками в линиях связи пренебрегаем ввиду малости значений.

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение Автоматизированная информационно-измерительная система 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
1	2
Идентификационное наименование ПО	СПО ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.00
Цифровой идентификатор ПО	D233ED6393702747769A45DE8E67B57E

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 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

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

Метрологические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

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	ПС 220/110/10 кВ "Красный Яр", ОРУ-110 кВ, СШ 110 кВ, ввод 110 кВ Т-3 (ПГ)	ТБТ-110 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 2416-А; 2416-В; 2416-С Госреестр № 3635-01	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 1080721; 1095506; 1095508 Госреестр № 14205-94	ЕРQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 572009 Госреестр № 25971-06	ТК16L.31 зав. № 00039-227-234-407 Х11-15303 Госреестр № 36643-07
2	ПС 220/110/10 кВ "Красный Яр", ОРУ-110 кВ, СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ №401	ТВ-110/20 кл.т 3,0 Ктт = 400/5 Зав. № 6817-А; 6817-В; 6817-С Госреестр № 3189-72	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 1080721; 1095506; 1095508 Госреестр № 14205-94	ЕРQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 452078 Госреестр № 25971-06	ТК16L.31 зав. № 00039-227-234-407 Х11-15303 Госреестр № 36643-07
3	ПС 220/110/10 кВ "Красный Яр", ОРУ-110 кВ, СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ №402	ТВ 110-1 кл.т 3,0 Ктт = 400/5 Зав. № 10322-А; 10322-В; 10322-С Госреестр № 3189-72	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 1095532; 1095498; 1095493 Госреестр № 14205-94	ЕРQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 451908 Госреестр № 25971-06	ТК16L.31 зав. № 00039-227-234-407 Х11-15303 Госреестр № 36643-07

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
4	ПС 220/110/10 кВ "Красный Яр", ОРУ-110 кВ, СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ №403	ТВ-110/20 кл.т 3,0 К _{тт} = 400/5 Зав. № 6818-А; 6818-В; 6818-С Госреестр № 3189-72	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 1080721; 1095506; 1095508 Госреестр № 14205-94	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 452074 Госреестр № 25971-06	ТК16L.31 зав. № 00039-227- 234-407 Х11-15303 Госреестр № 36643-07
5	ПС 220/110/10 кВ "Красный Яр", ОРУ-110 кВ, СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ №405	ТВ-110/20 кл.т 3,0 К _{тт} = 500/5 Зав. № 2128-А; 2128-В; 2128-С Госреестр № 3189-72	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 1080721; 1095506; 1095508 Госреестр № 14205-94	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 452209 Госреестр № 25971-06	ТК16L.31 зав. № 00039-227- 234-407 Х11-15303 Госреестр № 36643-07
6	ПС 220/110/10 кВ "Красный Яр", ОРУ-110 кВ, СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ №406	ТВ-110/20 кл.т 3,0 К _{тт} = 400/5 Зав. № 4468-А; 4468-В; 4468-С Госреестр № 3189-72	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 1095532; 1095498; 1095493 Госреестр № 14205-94	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 452210 Госреестр № 25971-06	ТК16L.31 зав. № 00039-227- 234-407 Х11-15303 Госреестр № 36643-07
7	ПС 220/110/10 кВ "Красный Яр", ОРУ-110 кВ, СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ №444	ТВ-110/20 кл.т 3,0 К _{тт} = 400/5 Зав. № 4714-А; 4714-В; 4714-С Госреестр № 3189-72	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 1095532; 1095498; 1095493 Госреестр № 14205-94	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 472010 Госреестр № 25971-06	ТК16L.31 зав. № 00039-227- 234-407 Х11-15303 Госреестр № 36643-07
8	ПС 220/110/10 кВ "Красный Яр", ОРУ-110 кВ, ОСШ-110 кВ, ОВ-110 кВ	ТВ-110/20 кл.т 3,0 К _{тт} = 600/5 Зав. № 3800-А; 3800-В; 3800-С Госреестр № 3189-72	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 1080721; 1095506; 1095508 Госреестр № 14205-94	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 451912 Госреестр № 25971-06	ТК16L.31 зав. № 00039-227- 234-407 Х11-15303 Госреестр № 36643-07
9	ПС 220/110/10 кВ "Красный Яр", КРУН-10ПГ, В-1-10-Т-3	ТПОЛ 10 кл.т 0,5 К _{тт} = 100/5 Зав. № 7622; 7609; 8900 Госреестр № 1261-02	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 Зав. № 301 Госреестр № 831-69	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 571619 Госреестр № 25971-06	ТК16L.31 зав. № 00039-227- 234-407 Х11-15303 Госреестр № 36643-07

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
10	ПС 220/110/10 кВ "Красный Яр", КРУН-10ПГ, В-2-10-Т-3	ТПОЛ 10 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 7612; 7625; 7616 Госреестр № 1261-02	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 418 Госреестр № 831-69	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 571944 Госреестр № 25971-06	ТК16L.31 зав. № 00039-227- 234-407 Х11-15303 Госреестр № 36643-07
11	ПС 220/110/10 кВ "Красный Яр", КРУН-10 кВ, ЗС-10кВ, яч.35, ВЛ 10 кВ №35	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 1652; 9402 Госреестр № 2473-69	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 Зав. № 543 Госреестр № 11094-87	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 451995 Госреестр № 25971-06	ТК16L.31 зав. № 00039-227- 234-407 Х11-15303 Госреестр № 36643-07
12	ПС 220/110/10 кВ "Красный Яр", КРУН-10 кВ, ЗС-10кВ, яч.37, ВЛ 10 кВ №37	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 1445; 6718 Госреестр № 2473-69	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 Зав. № 543 Госреестр № 11094-87	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 452069 Госреестр № 25971-06	ТК16L.31 зав. № 00039-227- 234-407 Х11-15303 Госреестр № 36643-07
13	ПС 220/110/10 кВ "Красный Яр", КРУН-10 кВ, 4С-10кВ, яч.38, ВЛ 10 кВ №38	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 6707; 5689 Госреестр № 2473-69	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 Зав. № 844 Госреестр № 11094-87	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 451997 Госреестр № 25971-06	ТК16L.31 зав. № 00039-227- 234-407 Х11-15303 Госреестр № 36643-07
14	ПС 220/110/10 кВ "Красный Яр", КРУН-10 кВ, 4С-10кВ, яч.40, ВЛ 10 кВ №40	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 4125; 2502 Госреестр № 2473-69	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 Зав. № 844 Госреестр № 11094-87	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 452215 Госреестр № 25971-06	ТК16L.31 зав. № 00039-227- 234-407 Х11-15303 Госреестр № 36643-07
15	ПС 220/110/10 кВ "Красный Яр", КРУН-10 кВ, 4С-10кВ, яч.42, ВЛ 10 кВ №42	ТОЛ-10 кл.т 0,5S Ктт = 100/5 Зав. № 16432; 16433 Госреестр № 7069-07	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 Зав. № 844 Госреестр № 11094-87	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 451998 Госреестр № 25971-06	ТК16L.31 зав. № 00039-227- 234-407 Х11-15303 Госреестр № 36643-07
16	ПС 220/110/10 кВ "Красный Яр", КРУН-10 кВ, 4С-10кВ, яч.44, ВЛ 10 кВ №44	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 150/5 Зав. № 5203; 6809 Госреестр № 2473-69	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 Зав. № 844 Госреестр № 11094-87	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 451850 Госреестр № 25971-06	ТК16L.31 зав. № 00039-227- 234-407 Х11-15303 Госреестр № 36643-07

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
17	ПС 220/110/10 кВ "Красный Яр", КРУН-10 кВ, ЗС-10кВ, яч.45, ВЛ 10 кВ №45	ТЛК-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 200/5 Зав. № 2488; 2324 Госреестр № 9143-06	НАМИ-10 кл.т 0,2 К _{тн} = 10000/100 Зав. № 543 Госреестр № 11094-87	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 451860 Госреестр № 25971-06	ТК16L.31 зав. № 00039-227- 234-407 Х11-15303 Госреестр № 36643-07
18	ПС 220/110/10 кВ "Красный Яр", КРУН-10 кВ, 4С-10кВ, яч.46, ВЛ 10 кВ №46	ТЛМ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 100/5 Зав. № 6717; 5516 Госреестр № 2473-69	НАМИ-10 кл.т 0,2 К _{тн} = 10000/100 Зав. № 844 Госреестр № 11094-87	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 452213 Госреестр № 25971-06	ТК16L.31 зав. № 00039-227- 234-407 Х11-15303 Госреестр № 36643-07
19	ПС 220/110/10 кВ "Красный Яр", ЗРУ-10 кВ кВ, ВЛ 10 кВ №18	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 1500/5 Зав. № 16305; 16303; 16302 Госреестр № 1856-63	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 Зав. № 252 Госреестр № 831-69	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 452080 Госреестр № 25971-06	ТК16L.31 зав. № 00039-227- 234-407 Х11-15303 Госреестр № 36643-07
20	ПС 220/110/10 кВ "Красный Яр", ЗРУ-10 кВ кВ, ВЛ 10 кВ №19	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 1500/5 Зав. № 01548; 01580; 01595 Госреестр № 1856-63	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 Зав. № 181 Госреестр № 831-69	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 452217 Госреестр № 25971-06	ТК16L.31 зав. № 00039-227- 234-407 Х11-15303 Госреестр № 36643-07
21	ПС 220/110/10 кВ "Красный Яр", ЗРУ-10 кВ, 2С-10 кВ, яч.22, ВЛ 10 кВ №22	ТВК-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 300/5 Зав. № 29816; 30517 Госреестр № 8913-82	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 Зав. № 252 Госреестр № 831-69	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 452212 Госреестр № 25971-06	ТК16L.31 зав. № 00039-227- 234-407 Х11-15303 Госреестр № 36643-07
22	ПС 220/110/10 кВ "Красный Яр", ЗРУ-10 кВ кВ, ВЛ 10 кВ №26	ТЛМ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 1500/5 Зав. № 1172; 1175; 1177 Госреестр № 2473-69	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 Зав. № 252 Госреестр № 831-69	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 472012 Госреестр № 25971-06	ТК16L.31 зав. № 00039-227- 234-407 Х11-15303 Госреестр № 36643-07
23	ПС 220/110/10 кВ "Красный Яр", ЗРУ-10 кВ, ВЛ 10 кВ №27	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 1500/5 Зав. № 42615; 45512; 42560 Госреестр № 1856-63	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 Зав. № 181 Госреестр № 831-69	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 452218 Госреестр № 25971-06	ТК16L.31 зав. № 00039-227- 234-407 Х11-15303 Госреестр № 36643-07

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), %			
		$d_{1(2)\%}$	$d_5\%$	$d_{20\%}$	$d_{100\%}$
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 9, 10, 19 – 23 (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
2 – 8 (Счетчик 0,2S; ТТ 3; ТН 0,5)	1,0	-	-	-	±3,4
	0,9	-	-	-	±4,4
	0,8	-	-	-	±5,5
	0,7	-	-	-	±6,8
	0,5	-	-	-	±10,6
11 – 14, 16 – 18 (Счетчик 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	-	±5,4	±2,8	±2,0
15 (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

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), %			
		$d_{1(2)\%}$	$d_5\%$	$d_{20\%}$	$d_{100\%}$
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 9, 10, 19 – 23 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	-	±6,6	±3,8	±3,0
	0,8	-	±4,6	±2,8	±2,3
	0,7	-	±3,8	±2,4	±2,0
	0,5	-	±3,0	±2,0	±1,7
2 – 8 (Счетчик 0,5; ТТ 3; ТН 0,5)	0,9	-	-	-	±12,5
	0,8	-	-	-	±8,5
	0,7	-	-	-	±6,7
	0,5	-	-	-	±4,9
11 – 14, 16 – 18 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,9	-	±6,5	±3,5	±2,7
	0,8	-	±4,6	±2,6	±2,1
	0,7	-	±3,7	±2,2	±1,9
	0,5	-	±2,9	±1,9	±1,6
15 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,9	±5,7	±3,6	±2,7	±2,7
	0,8	±4,1	±2,8	±2,1	±2,1
	0,7	±3,4	±2,4	±1,9	±1,9
	0,5	±2,7	±2,1	±1,6	±1,6

Примечания:

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

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

3 В качестве характеристик погрешности ИК установлены пределы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95;

4 Нормальные условия эксплуатации:

Параметры сети:

- диапазон напряжения - от $0,99 \cdot U_n$ до $1,01 \cdot U_n$;
- диапазон силы тока - от $0,01 \cdot I_n$ до $1,2 \cdot I_n$;
- температура окружающего воздуха: ТТ и ТН - от - 40 до 50 °С; счетчиков - от 18 до 25 °С; УСПД - от 10 до 30 °С; ИВК - от 10 до 30 °С;
- частота - (50±0,15) Гц.

5 Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения от $0,9 \cdot U_{n1}$ до $1,1 \cdot U_{n1}$; диапазон силы первичного тока - от $0,01 \cdot I_{n1}$ до $1,2 \cdot I_{n1}$;
- частота - (50±0,4) Гц;
- температура окружающего воздуха - от - 40 до 50 °С.

Для счетчиков электроэнергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - от $0,8 \cdot U_{n2}$ до $1,15 \cdot U_{n2}$; диапазон силы вторичного тока - от $0,01 \cdot I_{n2}$ до $2 \cdot I_{n2}$;

- частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от 10 до 30 °С.

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

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

Параметры надежности применяемых в 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 ЕРQS – среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов, среднее время восстановления работоспособности 48 часов;
- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее 55 000 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 35 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 35 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.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Кол-во, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТВТ-110	3
Трансформатор тока	ТВ-110/20	18
Трансформатор тока	ТВ 110-1	3
Трансформатор тока	ТПОЛ 10	6
Трансформатор тока	ТЛМ-10	15
Трансформатор тока	ТОЛ-10	2
Трансформатор тока	ТЛК-10	2
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	9
Трансформатор тока	ТВК-10	2
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	4
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	2
Счетчик электрической энергии многофункциональный	EPQS 111.21.18LL	23
Устройство сбора и передачи данных	TK16L.31	1
Методика поверки	РТ-МП-3410-500-2016	1
Паспорт – формуляр	АУВП.411711.ФСК.045.17.ПС-ФО	1

Поверка

осуществляется по документу РТ-МП-3410-500-2016 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Красный Яр. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 04.07.2016 г.

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

Основные средства поверки:

- для трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;

- для трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;

- для счетчиков электроэнергии 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 Красный Яр. Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений RA.RU.311298/108-2016 от 04.07.2016 г.

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

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

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 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

С.С. Голубев

М.п. «____» _____ 2016 г.