

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ Нижний Куранах в части присоединений энергопринимающих устройств ЗАО «САХА Голд Майнинг»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ Нижний Куранах в части присоединений энергопринимающих устройств ЗАО «САХА Голд Майнинг» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование;

третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ ЕНЭС, регистрационный номер 59086-14, включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) исполнительного аппарата (ИА) ПАО «ФСК ЕЭС» и магистральных электрических сетей (МЭС) Востока, автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ третьего уровня обеспечивает выполнение следующих функций:

сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;

синхронизацию времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC(SU);

хранение информации по заданным критериям;

доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

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

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

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

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

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

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для оперативного управления энергопотреблением на ПС 220 кВ Нижний Куранах ПАО «ФСК ЕЭС».

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

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

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

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

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение Автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные метрологически значимой части СПО АИИС КУЭ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп»
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	1.00
Цифровой идентификатор ПО	D233ED6393702747769A45DE8E67B57E
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения	MD5

СПО АИИС КУЭ (Метроскоп) не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанных в таблице 3.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 – Состав первого и второго уровней ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней ИК			
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВКЭ
1	ПС 220 кВ Нижний Куранах, ЗРУ-6 кВ, I СШ-6 кВ, ввод 6 кВ Т-3	ТОЛ-СВЭЛ-10М кл.т 0,5S Ктт 1500/5 Рег. № 70106-17	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-325L Рег. № 37288-08
2	ПС 220 кВ Нижний Куранах, ЗРУ-6 кВ, II СШ-6 кВ, ввод 6 кВ Т-4	ТОЛ-СВЭЛ-10М кл.т 0,5S Ктт 1500/5 Рег. № 70106-17	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
3	ПС 220 кВ Нижний Куранах, ЗРУ-6 кВ, I СШ-6 кВ, ф - 19 РП-1	ТОЛ-СВЭЛ-10 кл.т 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 70106-17	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
4	ПС 220 кВ Нижний Куранах, ЗРУ-6 кВ, II СШ-6 кВ, ф - 16 РП-2	ТОЛ-СВЭЛ-10 кл.т 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 70106-17	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	

Примечания:

1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УСПД на аналогичные утвержденных типов.

3 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электроэнергии в нормальных условиях применения АИИС КУЭ (d), %			
		$I_{1(2)}\% I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%}\% I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%}\% I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%}\% I_{изм} < I_{120\%}$
1 - 4 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	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	±1,5	±1,5
	0,5	±5,4	±3,0	±2,2	±2,2
Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электроэнергии в нормальных условиях применения АИИС КУЭ (d), %			
		$I_{1(2)}\% I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%}\% I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%}\% I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%}\% I_{изм} < I_{120\%}$
1 - 4 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	0,9	±7,0	±3,5	±3,0	±2,6
	0,8	±6,7	±2,5	±1,8	±1,8
	0,7	±6,6	±2,0	±1,5	±1,5
	0,5	±6,6	±1,6	±1,2	±1,2
Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электроэнергии в рабочих условиях применения АИИС КУЭ (d), %			
		$I_{1(2)}\% I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%}\% I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%}\% I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%}\% I_{изм} < I_{120\%}$
1 - 4 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	1,0	±1,9	±1,2	±1,0	±1,0
	0,9	±2,4	±1,5	±1,2	±1,2
	0,8	±2,9	±1,7	±1,4	±1,4
	0,7	±3,6	±2,1	±1,6	±1,6
	0,5	±5,5	±3,0	±2,3	±2,3
Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электроэнергии в рабочих условиях применения АИИС КУЭ (d), %			
		$I_{1(2)}\% I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%}\% I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%}\% I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%}\% I_{изм} < I_{120\%}$
1 - 4 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	0,9	±8,2	±3,8	±3,1	±2,7
	0,8	±7,5	±2,8	±2,0	±2,0
	0,7	±7,3	±2,3	±1,7	±1,7
	0,5	±7,0	±1,9	±1,4	±1,4
Пределы абсолютной погрешности синхронизации часов компонентов СОЕВ АИИС КУЭ к шкале координированного времени UTC(SU) ±5 с					
Пределы абсолютной погрешности синхронизации часов компонентов СОЕВ АИИС КУЭ к шкале координированного времени UTC(SU) ±5 с					
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны пределы относительной погрешности, соответствующие доверительной вероятности P = 0,95.					

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия применения: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности, $\cos \varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 1 до 120 0,87 От 49,85 до 50,15 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности, $\cos \varphi$ температура окружающей среды, °С: для ТТ и ТН для счетчика для УСПД	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от -40 до +50 от +10 до +30 от +10 до +30
Надежность применяемых в системе компонентов: Счетчик: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД: среднее время наработки на отказ, ч, не менее: время восстановления работоспособности, сут, не более	 120000 48 100000 3
Глубина хранения информации: счетчики: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: Суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее ИВК: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 45 45 10 3,5

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

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТОЛ-СВЭЛ-10	6 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СВЭЛ-10М	6 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	Альфа А1800	4 шт.
УСПД	RTU-325L	1 шт.
Методика поверки	РТ-МП-6687-500-2019	1 экз.
Паспорт-формуляр	ЭССО.411711.АИИС.406.ПФ	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу РТ-МП-6687-500-2019 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ Нижний Куранх в части присоединений энергопринимающих устройств ЗАО «САХА Голд Майнинг». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 27.12.2019 г.

Основные средства поверки:

трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;

трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011;

счетчиков Альфа А1800 – по методике поверки МП-2203-0042-2006, утвержденной ФГУП «ВНИИМ им. Менделеева» в 2006 г.;

УСПД RTU-325L – по методике поверки ДЯИМ.466.453.005 МП, утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;

прибор комбинированный Testo 622 регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 53505-13;

радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 46656-11.

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

приведены в документе «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ Нижний Кураны в части присоединений энергопринимающих устройств ЗАО «САХА Голд Майнинг». Аттестована ООО «МЦМО», регистрационный номер 01.00324-2011 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

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

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 «ЭнергоСнабСтройСервис» (ООО «ЭССС»)

Адрес: 121500, г. Москва, Дорога МКАД 60 км, д.4А, офис 204

Телефон: +7 (4922) 47-09-36, факс: +7 (4922) 47-09-37

Испытательный центр

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

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

Телефон: +7 (495) 544-00-00, +7 (499) 129-19-11

Факс: +7 (499) 124-99-96

E-mail: info@rostest.ru

Регистрационный номер RA.RU.310639 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2020 г.