

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Красногорская электрическая сеть» вторая очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Красногорская электрическая сеть» вторая очередь (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, формирования отчетных документов и передачи информации в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ, выполненная на основе ИИС «Пирамида» (Госреестр № 21906-11), представляет собой многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Измерительно-информационные каналы (ИИК) АИИС КУЭ состоят из трёх уровней:

1-ый уровень – измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-ой уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включающий головное и ведомое устройства сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325 (Госреестр № 19495-03), , устройство синхронизации времени (УСВ) МС-225, технические средства приема-передачи данных, каналы связи, для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя серверы баз данных ОАО «Красногорская электрическая сеть», филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Центра, коммуникационный сервер филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Центра, УСВ-1 (Госреестр № 28716-05), УСВ 35HVS, автоматизированные рабочие места (АРМ), а также совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор данных о состоянии средств измерений во всех ИИК;
- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор служебных параметров (изменения параметров базы данных, пропадание напряжения, коррекция даты и системного времени);
- передача результатов измерений в организации-участники оптового рынка электроэнергии в рамках согласованного регламента;

- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ);

Принцип действия:

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с единым календарным временем. Результаты измерений электроэнергии (W, кВт·ч) передаются в целых числах.

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.

Коммуникационный сервер филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Центра с периодичностью раз в сутки опрашивает УСПД и считывает 30-минутный профиль мощности для каждого канала учета за сутки и журналы событий.

Считанные значения передаются в сервер базы данных филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Центра. Сервер базы данных филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Центра в автоматическом режиме, раз в сутки, передаёт результаты измерений в сервер базы данных ОАО «Красногорская электрическая сеть». Сервер базы данных ОАО «Красногорская электрическая сеть» сохраняет вложения электронных сообщений, на жесткий диск с последующим импортом информации в базу данных (под управлением СУБД MS SQL Server). Сервер базы данных ОАО «Красногорская электрическая сеть» при помощи программного обеспечения (ПО) осуществляет формирование, хранение, оформление справочных и отчетных документов и последующую передачу информации в ОАО «АТС», ЦСИ филиала ОАО «СО ЕЭС» Московское РДУ и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Доступ к информации, хранящейся в базе данных серверов, осуществляется с АРМ операторов АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. В СОЕВ входят часы УСВ, счетчиков, УСПД, серверов баз данных ОАО «Красногорская электрическая сеть», филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Центра, коммуникационный сервер филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Центра.

Сравнение показаний часов сервера базы данных ОАО «Красногорская электрическая сеть» и УСВ-1 происходит с цикличностью один раз в час. Синхронизация часов сервера базы данных ОАО «Красногорская электрическая сеть» и УСВ-1 осуществляется независимо от показаний часов сервера базы данных ОАО «Красногорская электрическая сеть» и УСВ-1.

Сравнение показаний часов сервера базы данных филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Центра и УСВ 35HVS происходит с цикличностью один раз в час. Синхронизация часов сервера баз данных филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Центра и УСВ 35HVS осуществляется независимо от показаний часов сервера баз данных филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Центра и УСВ 35HVS.

Сравнение показаний часов коммуникационного сервера и сервера базы данных филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Центра происходит один раз в час. Синхронизация часов коммуникационного сервера и сервера баз данных филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС осуществляется при расхождении показаний часов коммуникационного сервера и сервера базы данных филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Центра на величину более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов УСПД ИИК 1 – 10 и УСВ-1 происходит один раз в 60 секунд. Синхронизация часов УСПД ИИК 1 – 10 и УСВ-1 осуществляется независимо от показаний часов УСПД ИИК 1 – 10 и УСВ-1.

Сравнение показаний часов головного УСПД и УСВ МС-225 происходит один раз в 30 минут. Синхронизация часов головного УСПД и УСВ МС-225 осуществляется при расхождении показаний часов головного УСПД и УСВ МС-225 на величину более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов головного УСПД и ведомого УСПД происходит один раз в 30 минут. Синхронизация часов головного УСПД и ведомого УСПД осуществляется при расхождении показаний часов головного УСПД и ведомого УСПД на величину более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков и ведомого УСПД происходит при каждом обращении к счетчикам, но не реже одного раза в 30 минут. Синхронизация часов счетчиков и ведомого УСПД осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков и ведомого УСПД на величину более чем ± 1 с.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят программы указанные в таблице 1. «Пирамида 2000» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами «Пирамида 2000».

Таблица 1

Идентификационное наименование ПО	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
CalcClients.dll	3	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	MD5
CalcLeakage.dll	3	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	MD5
CalcLosses.dll	3	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	MD5
Metrology.dll	3	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	MD5
ParseBin.dll	3	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	MD5
ParseIEC.dll	3	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	MD5
ParseModbus.dll	3	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	MD5
ParsePiramida.dll	3	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	MD5
SynchroNSI.dll	3	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	MD5
VerifyTime.dll	3	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	MD5

ПО ИВК «Пирамида» не влияет на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286 - 2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИИК АИИС КУЭ приведен в Таблице 2.

Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ приведены в Таблице 3.

Таблица 2

№ ИИК	Наименование объекта	Состав ИИК					Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВКЭ	ИВК	
1	ПС-517 500/220/20 кВ Западная, ЗРУ-20 кВ, яч. 112, фидер 20 кВ № 112	GIS-24; Кл.т. 0,5S; К _{ТТ} = 600/5; Зав. № 30782731; 30782732; 30782733; Госреестр № 28402-04	GE 24S; Кл.т. 0,5; К _{ТН} = 220000:√3/100:√3; Зав. № 07/36190107817; 07/36190108399; 07/36190107815; Госреестр № 30372-05	A1805RL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01162049 Госреестр № 31857-06	RTU-325 Зав. № 002415 Госреестр № 19495-03	HP Proliant ML320 G5	Активная Реактивная
2	ПС-517 500/220/20 кВ Западная, ЗРУ-20 кВ, яч. 212, фидер 20 кВ № 212	GIS-24; Кл.т. 0,5S; К _{ТТ} = 600/5; Зав. № 30782734; 30782735; 30782736; Госреестр № 28402-04	GE 24S; Кл.т. 0,5; К _{ТН} = 220000:√3/100:√3; Зав. № 07/35130107734; 07/35130107733; 07/35130108274; Госреестр № 30372-05	A1805RL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01162053 Госреестр № 31857-06	RTU-325 Зав. № 002450 Госреестр № 19495-03		

Таблица 3

Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации □, %			
		I ₁₍₂₎ □ I _{изм} < I _{5 %}	I _{5 %} □ I _{изм} < I _{20 %}	I _{20 %} □ I _{изм} < I _{100 %}	I _{100 %} □ I _{изм} □ I _{120 %}
1, 2 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	1,0	±2,4	±1,7	±1,6	±1,6
	0,9	±2,8	±1,9	±1,7	±1,7
	0,8	±3,3	±2,2	±1,9	±1,9
	0,7	±3,9	±2,5	±2,1	±2,1
	0,5	±5,7	±3,4	±2,7	±2,7
Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации □, %			
		I ₁₍₂₎ □ I _{изм} < I _{5 %}	I _{5 %} □ I _{изм} < I _{20 %}	I _{20 %} □ I _{изм} < I _{100 %}	I _{100 %} □ I _{изм} □ I _{120 %}
1, 2 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	0,9	±12,1	±4,8	±3,3	±3,1
	0,8	±10,1	±3,7	±2,6	±2,6
	0,7	±9,4	±3,3	±2,4	±2,3
	0,5	±8,7	±2,9	±2,2	±2,1

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

Примечания:

1. Погрешность измерений $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{1(2)\%Q}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируется от $I_1\%$, а погрешность измерений $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{1(2)\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируется от $I_2\%$.
2. Характеристики относительной погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).
3. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
4. Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
 - напряжение от $0,98 \cdot U_{ном}$ до $1,02 \cdot U_{ном}$;
 - сила тока от $I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$, $\cos\varphi=0,9$ инд;
 - температура окружающей среды: от плюс 15 до плюс 25 °С.

5. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

- напряжение питающей сети $0,9 \cdot U_{ном}$ до $1,1 \cdot U_{ном}$;
 - сила тока от $0,01 I_{ном}$ до $1,2 I_{ном}$;
- температура окружающей среды:
- для счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35 °С;
 - для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;
 - для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001.

6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ 26035-83;

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные (см. п. 6 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчики электроэнергии Альфа А1800 – среднее время наработки на отказ не менее 120000 часов;
- УСВ-1 – среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов;
- УСПД RTU-325 – среднее время наработки на отказ не менее 40000 часов;

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчика $T_v \leq 2$ часа;
- для УСПД $T_v \leq 2$ часа;
- для сервера $T_v \leq 1$ час;
- для компьютера АРМ $T_v \leq 1$ час;
- для модема $T_v \leq 1$ час.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;
- панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;
- наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, УССВ, УСПД, сервере, АРМ;
- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;
- защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий

- фактов параметрирования счетчика;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции времени.

в журнале УСПД:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и УСПД;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчик электроэнергии Альфа А1800 тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 172 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии потребленной за месяц по каждому каналу - не менее 45 суток; при отключении питания – не менее 5 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средства измерений – не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4

Таблица 4

Наименование	Тип	Кол.
Трансформатор тока	GIS-24	6
Трансформатор напряжения	GE 24S	6
Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4	2
УСПД	RTU-325	2
Устройство синхронизации времени	MC-225	1
Сервер ОАО «Красногорская электрическая сеть»	HP ProLiant DL320 G6	1
Устройство синхронизации времени	UCB-1	1
Коммуникационный сервер филиала КАО «ФСК ЕЭС» МЭС Центра	HP ProLiant ML350R	1
Сервер базы данных филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Центра	HP ProLiant ML350R	1
Спутниковый модем	SkyEdge	2
Устройство синхронизации системного времени	35HVS	1
Методика поверки	МП 1785/550-2014	1
Паспорт-формуляр	ЭССО.411711.АИИС.154.01 ПФ	1

Поверка

осуществляется по документу МП 1785/550-2014 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Красногорская электрическая сеть» вторая очередь. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» в январе 2014 года.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011;
- счетчиков электроэнергии Альфа А1800 – по методике поверки МП-2203-0042-2006, утвержденной ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Менделеева» в 2006 г.;
- УСПД RTU 325 – по методике поверки «Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300», утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2003 г.;
- ИИС «Пирамида» - по документу «Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида». Методика поверки» ВЛСТ 150.00.000 И1, утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2010 г.;

– УСВ-1 – по документу «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки 221 00.000МП» утвержденным ГЦИ СИ ФГУП ВНИИФТРИ в 2004 г.;

Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (Госреестр № 27008-04);

Термометр по ГОСТ 28498-90, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50°С, цена деления 1°С.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе: «Методика (метод) измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Красногорская электрическая сеть» вторая очередь». Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 0249/2013-01.00324-2011 от 27.06.2013 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ ОАО «Красногорская электрическая сеть» вторая очередь

1 ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем.

Основные положения.

2 ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.

3 ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

4 ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия.

5 ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ООО «Корпорация «ЭнергоСнабСтройСервис»

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

Адрес (почтовый): 600021, г. Владимир, ул. Мира, д.4а, офис № 3

Телефон: (4922) 33-81-51, 34-67-26 Факс: (4922) 42-44-93

Испытательный центр

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

117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Тел.(495) 544-00-00, 668-27-40, (499) 129-19-11 Факс (499) 124-99-96

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

Заместитель

Руководителя Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.

«___» _____ 2014 г.