

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 35/10 кВ «Удима»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 35/10 кВ «Удима» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчётных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005, и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52425-2005, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя контроллер СИКОН С70, устройство синхронизации времени УСВ-3 и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер сбора данных (далее – сервер СД) с программным обеспечением (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР», расположенный в филиале ОАО «МРСК Северо-Запада» «Архэнерго», сервер баз данных (далее – сервер БД), расположенный в Центре приёма и обработки информации (ЦПОИ) ОАО «Архангельская сбытовая компания», устройство синхронизации системного времени, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из трёх уровней АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы контроллера СИКОН С70, где осуществляется вычисление электроэнергии и

мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

По запросу ИВК, контроллер СИКОН С70 передает запрашиваемую информацию на верхний уровень системы по основному каналу связи с помощью сети Ethernet на сервер СД. На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Далее измерительная информация поступает на сервер БД.

При отказе основного канала связи контроллер СИКОН С70 переключается на резервный, информация от контроллера поступает на входы GSM-модема, далее по каналу связи стандарта GSM – на сервер БД.

Передача информации от сервера БД в ПАК ОАО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом ТСР/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК, ИВКЭ и ИВК. СОЕВ имеет доступ к серверу синхронизации шкалы времени по протоколу NTP - NTP-серверу ФГУП «ВНИИФТРИ», обеспечивающему передачу точного времени через глобальную сеть Интернет. Синхронизация системного времени NTP-серверов первого уровня осуществляется от сигналов шкалы времени Государственного первичного эталона времени и частоты. Погрешность синхронизации системного времени NTP-серверов первого уровня относительно шкалы времени UTC(SU) не превышает 10 мс. Сличение часов NTP-сервера осуществляется с часами сервера БД. Контроль показаний часов серверов осуществляется по запросу каждый час, коррекция часов осуществляется независимо от наличия расхождений.

Также АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации системного времени УССВ типа 35HVS, синхронизирующим часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемника, и устройством синхронизации времени УСВ-3, синхронизирующим собственное системное время по сигналам проверки времени, получаемым от ГЛОНАСС/GPS-приемника, входящего в состав УСВ-3.

Сервер СД 1 раз в 30 минут сравнивает свое системное время с УССВ. Коррекция часов сервера СД осуществляется при наличии расхождения показаний $\pm 0,5$ с.

Для УСВ-3 пределы допускаемой абсолютной погрешности временного положения фронта синхросигнала 1 Гц относительно шкалы времени UTC и UTC (SU) составляют ± 100 мкс. Часы контроллера СИКОН С70 синхронизированы с УСВ-3, коррекция часов контроллера осуществляется при расхождении ± 1 с. Абсолютная погрешность текущего времени, измеряемого контроллером (системное время) не более ± 1 с. Синхронизация часов счетчиков с часами контроллера СИКОН С70 производится во время сеанса связи со счетчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка часов счётчиков осуществляется при расхождении показаний часов счётчика и часов контроллера ± 1 с, но не чаще одного раза в сутки. Предел допускаемой абсолютной погрешности хода внутренних часов включенного счётчика не более ± 2 с. Передача информации от контроллера СИКОН С70 до счетчиков электрической энергии реализована с помощью каналов связи, задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с.

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и сервера отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) до и после проведения процедуры коррекции часов устройств.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО обеспечивает защиту программного

обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО «Альфа-ЦЕНТР».

Таблица 1 — Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение					
Идентификационное наименование ПО	Amrserver.exe	Amrc.exe	Ameta.exe	Cdbora2.dll	Encryptdll.dll	Alphamess.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	15.01.01.01					
Цифровой идентификатор ПО	53864f91f5858cb499985acdc74b8b4f	f386573ae91494bf1e67e7f1608e11bc	ab7e86c411cf2a2dbd4cefa9cffb774a	055fb63e48944cff6e330297c62b94c3	0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	b8c331abb5e34444170ee9317d635cd
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5					

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го и 2-го уровней измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 — Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ ПС 35/10 кВ «Удима» и их основные метрологические характеристики

Номер точки измерений на одиной схеме	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик электрической энергии	ИВКЭ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ВЛ 35 кВ Приводино-Удима	ТОЛ-35 Кл.т. 0,2S 100/5 Зав. № 689 Зав. № 688 Зав. № 687	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Зав. № 2285	КИПП-2М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 103706	СИКОН С70 Зав. № 07353	активная	± 0,9	± 1,6
						реактивная	± 1,6	± 2,7
2	ВЛ 35 кВ Удима-Ломоватка	ТОЛ-35 Кл.т. 0,2S 100/5 Зав. № 715 Зав. № 714 Зав. № 900	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Зав. № 2292	КИПП-2М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 103559		активная	± 0,9	± 1,6
						реактивная	± 1,6	± 2,7

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (30 минут).

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3 Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО.

4 Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: напряжение (0,99 – 1,01) U_n ; ток (1,0 – 1,2) I_n ; $\cos \varphi = 0,9$ инд.; частота (50 ± 0,15) Гц;

- температура окружающей среды: (23±2) °С.

5 Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения (0,9 – 1,1) U_{n1} ; диапазон силы первичного тока (0,01 – 1,2) I_{n1} ; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5 – 1,0 (0,5 – 0,87); частота (50 ± 0,2) Гц;

- температура окружающего воздуха от минус 60 °С до плюс 40 °С;

- относительная влажность воздуха не более 98 % при плюс 25 °С;

- атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

Для счетчиков электрической энергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения $(0,9 - 1,1)U_{H2}$; диапазон силы вторичного тока $(0,01 - 1,2)I_{H2}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) $0,5 - 1,0$ ($0,5 - 0,87$); частота $(50 \pm 0,2)$ Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения не более 0,5 мТл;
- температура окружающего воздуха от минус 10 °С до плюс 45 °С;
- относительная влажность воздуха не более 95 % при плюс 30 °С;
- атмосферное давление от 70,0 до 106,7 кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;
- температура окружающего воздуха от плюс 10 °С до плюс 30 °С;
- относительная влажность воздуха не более 90 % при плюс 25 °С;
- атмосферное давление от 70,0 до 106,7 кПа.

6 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $2\% I_{ном} \cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 °С до плюс 30 °С.

7 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Допускается замена контроллера СИКОН С70, УССВ и УСВ-3 на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

8 Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Государственный реестр средств измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счётчик КИПП-2М – среднее время наработки на отказ не менее $T = 150\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- контроллер СИКОН С70 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 70\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- устройство синхронизации времени УСВ-3 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 45\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ часа;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T = 70\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 30$ минут.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и контроллера СИКОН С70 с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- журнал контроллера СИКОН С70:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения на счетчике;

- коррекции времени в счетчике и контроллере СИКОН С70;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика электрической энергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - контроллера СИКОН С70;
 - сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика электрической энергии;
 - контроллера СИКОН С70;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- контроллере СИКОН С70 (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений;
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчик электрической энергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- контроллер СИКОН С70 – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу - 45 суток; сохранение информации при отключении питания – не менее 10 лет;
- сервер – хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 35/10 кВ «Удима» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента	Тип компонента	№ Госреестра	Количество
Трансформаторы тока	ТОЛ-35	21256-07	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	19813-09	2
Счетчики электронные multifunctional	КИПП-2М	41436-09	2
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	28822-05	1

Наименование компонента	Тип компонента	№ Госреестра	Количество
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	51644-12	1
Методика поверки	—	—	1
Формуляр	—	—	1
Руководство по эксплуатации	—	—	1

Поверка

осуществляется по документу МП 60359-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 35/10 кВ «Удима». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в марте 2015 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- счетчиков электрической энергии КИПП-2М – в соответствии с документом «Счетчики электронные многофункциональные «КИПП-2М». Методика поверки ТЛАС.411152.001ПМ», согласованным с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в июле 2009 г.;
- контроллера СИКОН С70 – в соответствии с документом «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1», утвержденным ВНИИМС в 2005 г.;
- устройства синхронизации времени УСВ-3 – в соответствии с документом «Инструкция. Устройства синхронизации времени УСВ-3. Методика поверки. ВЛСТ 240.00.000МП», утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2012 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;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100%, дискретность 0,1%.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ПС 35/10 кВ «Удима»», аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № 01.00225-2011 от 29.06.2011 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 35/10 кВ «Удима»

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.

**Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования
обеспечения единства измерений**
- при осуществлении торговли.

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Инженерный центр «Энергосервис»
(ЗАО «Инженерный центр «Энергосервис»)
163046, Россия, г. Архангельск, ул. Котласская, д. 26
Тел.: (8182) 64-60-00, факс: (8182) 23-69-55
E-mail: info@ens.ru, <http://www.ens.ru/>

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергостандарт»
(ООО «Энергостандарт»)
Юридический адрес: 123557, г. Москва, Большой Тишинский пер., д. 26, корп. 13-14, пом. XII,
комн.3

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-
исследовательский институт метрологической службы»
(ФГУП «ВНИИМС»)
Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46
Тел/факс: (495)437-55-77 / 437-56-66
E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru
Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений
в целях утверждения типа №30004-13 от 26.07.2013

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. «___»_____2015 г.