

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП-220 кВ «Росляковская - Югра» филиала ОАО «Тюменьэнерго» «Нефтеюганские электрические сети»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП-220 кВ «Росляковская - Югра» филиала ОАО «Тюменьэнерго» «Нефтеюганские электрические сети» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, хранения и обработки полученной информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- 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);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача в организации–участники оптового рынка электроэнергии результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – участников оптового рынка электроэнергии;
- 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 (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - информационно-измерительные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001, счётчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

2-й уровень – устройства сбора и передачи данных (УСПД) «ЭКОМ-3000» со встроенным устройством синхронизации времени на GPS-приемнике и технические средства приема-

передачи данных.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО).

Первичные фазные 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.

Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин;

- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям либо с использованием стационарных терминалов сотовой связи на верхний уровень системы (сервер БД).

На верхнем - третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Отображение информации на мониторах АРМ и передача информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера БД по выделенному каналу передачи данных через интернет-провайдера.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя устройство синхронизации времени на GPS-приемнике, входящее в состав УСПД, встроенные часы сервера АИИС КУЭ, УСПД и счетчиков. Время часов УСПД синхронизировано с сигналами точного времени от GPS-приемника. Погрешность синхронизации не более 0,1 с. Сличение времени часов сервера БД с временем часов УСПД осуществляется каждый час. Коррекция времени часов сервера выполняется один раз в сутки при достижении допустимого расхождения времени часов сервера и УСПД на ± 3 с. Сличение времени часов счетчиков и УСПД осуществляется при каждом сеансе связи, коррекция времени часов счетчиков происходит при расхождении со временем часов УСПД на ± 3 с. Погрешность часов компонентов системы не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректровке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программный комплекс (ПК) «Энергосфера» в состав которого входит специализированное ПО. ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных – является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера».

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» (по МИ 3286-2010). Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – влияния нет.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения (ПО)

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПК «Энергосфера»	Консоль администратора , AdCenter.exe	6.5.70.1029	e79734fd4e1ccb2356eee943e5d1b400	MD5
	Редактор структуры объектов учёта и расчётных схем, AdmTool.exe	6.5.27.5702	b5a743c258ea1bf8b07ff118cb4ef6c6	MD5
	Автоматический контроль системы, AlarmSvc.exe	6.5.33.474	c0db12dc5686c9acf9980303c923d1fd	MD5
	Настройка параметров УСПД ЭКОМ, config.exe	6.5.41.1162	9ba27b719d2a10cd4f3e70da17d5ded2	MD5
	Автоматизированное рабочее место, ControlAge.exe	6.5.85.1478	7e5fdbb0cf53b38e787ec598a96cdbc0	MD5
	CRQ-интерфейс к БД, CRQonDB.exe	6.5.21.349	65b336ac601719b5f43af63c10895fb7	MD5
	Центр экспорта/импорта макетных данных, expimp.exe	6.5.89.2724	6b6b17f239bf2e4377f765d841d55a5a	MD5
	Сервер опроса, Pso.exe	6.5.45.1916	2adc04956823ac3f03cdd1d9d2947d77	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики.

№ п/п	Номер точки измерений и наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в раб. усл., %
1	1	ВСТ 1000/5 Кл. т. 0,2S Зав.№ 30934962 Зав.№ 30934963 Зав.№ 30934964	СРВ-245 220000:√3/ 100:√3 Кл. т. 0,5 Зав.№ 8615-470 Зав.№ 8615-471 Зав.№ 8615-473	А1802RAL- P4GB-DW- 4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 1224212				
2	2	ВСТ 1000/5 Кл. т. 0,2S Зав.№ 30933465 Зав.№ 30933466 Зав.№ 30933467	СРВ-245 220000:√3/ 100:√3 Кл. т. 0,5 Зав.№ 8615-474 Зав.№ 8615-472 Зав.№ 8615-469	А1802RAL- P4GB-DW- 4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 1224217	ЭКОМ 3000 Зав. № 08102929	Активная, Реактив- ная	± 0,8 ± 1,8	± 1,2 ± 2,1
3	3	ВСТ 1000/5 Кл. т. 0,2S Зав.№ 30928733 Зав.№ 30928741 Зав.№ 30928739	СРВ-245 220000:√3/ 100:√3 Кл. т. 0,5 Зав.№ 8615-470/ 8615-474 Зав.№ 8615-471/ 8615-472 Зав.№ 8615-473/ 8615-469	А1802RAL- P4GB-DW- 4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 1224215				

Окончание таблицы 1

№ п/п	Номер точки измерений и наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики		
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в раб. усл., %	
4	4	ВЛ-220 Югра-1	ВСТ 1000/5 Кл. т. 0,2S Зав.№ 30928734 Зав.№ 30928737 Зав.№ 30928740	СРВ-245 220000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Зав.№ 8615-474 Зав.№ 8615-472 Зав.№ 8615-469	A1802RAL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 1224199	ЭКОМ 3000 Зав. № 08102929	Активная, Реактивная	± 0,8 ± 1,8	± 1,2 ± 2,1
5	5	ВЛ-220 Югра-2	ВСТ 1000/5 Кл. т. 0,2S Зав.№ 30928735 Зав.№ 30928736 Зав.№ 30928738	СРВ-245 220000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Зав.№ 8615-470 Зав.№ 8615-471 Зав.№ 8615-473	A1802RAL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 1224200				

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
3. Нормальные условия:
 - параметры сети: напряжение (0,95 ÷ 1,05) Уном; ток (1 ÷ 1,2) Ином; cosφ = 0,9 инд.;
 - температура окружающей среды (20 ± 5) °С.
4. Рабочие условия:
 - параметры сети: напряжение (0,9 ÷ 1,1) Уном; ток (0,01 ÷ 1,2) Ином; 0,5 инд. ≤ cosφ ≤ 0,8 емк.;
 - допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до + 70 °С; для счетчиков от минус 40 до + 65 °С; для УСПД от минус 10 до +50 °С.
5. Погрешность в рабочих условиях указана для тока 0,05 Ином, cosφ = 0,8 инд. и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 10 до + 30 °С.
6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии.
7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 6 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена

оформляется актом. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа как неотъемлемая часть.

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

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчётчик Альфа А1800 - среднее время наработки на отказ не менее 120000 ч, среднее время восстановления работоспособности не более 168 ч;
- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее 75000 ч, среднее время восстановления работоспособности 24 ч;
- ИВК - коэффициент готовности – не менее 0,99; среднее время восстановления работоспособности не более 1 ч.

Надежность системных решений:

– защита от кратковременных сбоев питания УСПД 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 УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;
 - выключение и включение УСПД;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика,
 - УСПД,
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерений - 30 мин (функция автоматизирована);

- сбора - 30 мин (функция автоматизирована).
- Глубина хранения информации:
 - электросчетчики - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток;
 - УСПД - хранение информации не менее 35 суток; хранение информации при отключении питания не менее 1 года;
 - сервер БД - хранение информации не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ соответствует паспорт-формуляру, в котором приведен полный перечень измерительных, связующих и вычислительных компонентов, образующих каждый измерительный канал.

В комплект поставки входит техническая и эксплуатационная документация на систему и на комплектующие средства измерений, методика поверки.

Поверка

осуществляется по документу МП 49638-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП-220 кВ «Росляковская - Югра» филиала ОАО «Тюменьэнерго» «Нефтеюганские электрические сети». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2012 году.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- счетчики Альфа – по методике поверки МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки»;
- УСПД «ЭКОМ-3000» – по методике поверки МП 26-262-99.

Средства измерений для проверки нагрузки на вторичные цепи ТТ и ТН и падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком – по методике поверки на АИИС КУЭ.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) СП-220 кВ «Росляковская - Югра» филиала ОАО «Тюменьэнерго» «Нефтеюганские электрические сети». Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

ГОСТ 1983-2001	«Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
ГОСТ 7746-2001	«Трансформаторы тока. Общие технические условия».
ГОСТ Р 52323-2005	«Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».

- ГОСТ Р 52425-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».
- ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
- ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

– осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ОАО «Тюменьэнерго»

Юридический адрес: 628412, Тюменская обл., г. Сургут, ул. Университетская, 4

Почтовый адрес: 628412, Тюменская обл., г. Сургут, ул. Университетская, 4

Тел.: +7 (3462) 77-63-50, 77-63-10

Факс +7 (3462) 77-66-77

Электронная почта: can@id.te.ru

Испытательный центр

ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»

Адрес: 119361, Москва, ул. Озерная, 46

Тел.: 8 (495) 437 55 77

Факс: 8 (495) 437 56 66

Электронная почта: office@vniims.ru

Аттестат аккредитации № 30004-08 от 27.06.2008 года

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

М.п.

«___»_____2012 г.