

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная для коммерческого учета электроэнергии ОАО «Пятигорские электрические сети» с Изменением №1

Назначение средства измерений

Настоящее описание типа системы автоматизированной информационно-измерительной для коммерческого учета электроэнергии ОАО «Пятигорские электрические сети» с Изменением №1 является дополнением к описанию типа системы автоматизированной информационно-измерительной для коммерческого учета электроэнергии ОАО «Пятигорские электрические сети», Сертификат об утверждении типа RU.E.34.042.A №21750, регистрационный номер №30029-05, и включает в себя описание дополнительного измерительного канала, соответствующего точке измерения № 44.

Система автоматизированная информационно-измерительная для коммерческого учета электроэнергии ОАО «Пятигорские электрические сети» с Изменением №1 (далее – АИИС) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, а также автоматизированного сбора, хранения, обработки и отражения полученной информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

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

АИИС решает следующие задачи:

- выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение данных об измеренных величинах в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача в заинтересованные организации результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений со стороны сервера заинтересованной организации к информационно-вычислительному комплексу (далее – ИВК), устройству сбора и передачи данных (далее – УСПД);
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- конфигурирование и настройку параметров АИИС;
- ведение системы единого времени в АИИС (коррекция времени).

АИИС включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2S; измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5; счётчик типа СЭТ-4ТМ.03М класса точности 0,2S для активной электроэнергии и 0,5 для реактивной электроэнергии, установленные на объектах, указанных в таблице 2.

2-й уровень – устройство сбора и передачи данных (УСПД) «Телеучет-К1».

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК).

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 без учета коэффициентов трансформации. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним значениям активной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин. Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выхода счетчика по проводным линиям связи (RS-485) поступает на входы УСПД (ИВКЭ), где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных при помощи основного и резервного каналов связи на верхний уровень системы ИВК.

Основным каналом является существующий радиоканал, данные передаются при помощи комплектов радиостанций и модемов.

Резервным каналом передачи информации является выделенный канал связи стандарта "RadioEthernet" с применением комплектов специализированного сетевого оборудования.

На верхнем уровне АИИС (ИВК) 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.

Сервер БД ИВК передает данные в другие заинтересованные организации. Для передачи данных в качестве каналов связи используются существующие выделенные коммутируемые телефонные каналы и выделенный канал связи до сети провайдера Интернет.

АИИС оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), выполняющей функцию синхронизации хода внутренних часов элементов системы на всех уровнях АИИС. Данная функция является централизованной. Корректировка времени на уровнях ИВК, ИВКЭ, ИИК АИИС осуществляется последовательно, начиная с верхних уровней.

На уровне ИВК АИИС установлено устройство единого времени «ИВЧ-1». Настройка системного времени ИВК АИИС выполняется через устройство единого времени от широковещательных приемников или трансляционной сети с помощью ПО, установленного на ИВК АИИС, не реже одного раза в сутки. Корректировка хода внутренних часов УСПД (ИВКЭ) на подстанциях осуществляется во время одного из сеансов связи от ИВК. Синхронизация времени в УСПД является функцией программного модуля - компонента внутреннего ПО УСПД. Ход внутренних часов счетчиков электрической энергии (ИИК) синхронизируется со временем в УСПД не реже 1 раза в сутки. Коррекция выполняется принудительно со стороны УСПД, и реализуется программным модулем заводского ПО в счетчике. Погрешность системного времени 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 в момент непосредственно предшествующей корректировке.

Программное обеспечение

Функции программного обеспечения (метрологически не значимой части):

- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор результатов измерений с заданной дискретностью учета (30 минут);
- автоматическая регистрация событий в «Журнале событий»;
- хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений в специализированной базе данных;

- автоматическое получение отчетов, формирование макетов согласно требованиям получателей информации, предоставление результатов измерений и расчетов в виде таблиц, графиков с возможностью получения печатной копии;
- использование средств электронной цифровой подписи для передачи результатов измерений в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом (ИАСУ КУ (КО));
- конфигурирование и параметрирование технических средств программного обеспечения;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к данным;
- сбор недостающих данных после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
- передача данных по присоединению в сервер ОАО «АТС» и другим субъектам ОРЭ, заинтересованным в получении результатов измерений;
- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.д.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИС.

Функции программного обеспечения (метрологически значимой части):

- конфигурирование и настройка параметров АИС;
- обработка результатов измерений в соответствии с параметрированием УСПД;
- автоматическая синхронизация времени (внутренних часов).

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

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
ПО «АСКУЭ РН»	Драйвер чтения данных из УСПД Телеучет К1 по TCP/IP RNCtsTCPIP.dll	28062012	b2dc9648f120fe71 5b9d397e3d6a3c5d	md5
	Драйвер чтения данных из УСПД Телеучет К1 по протоколу FT12 RNCtsFT12.dll	28062012	e835c7b375100b99 301ac2fd64f2d877	
	Драйвер опроса счетчиков и УСПД readUSPD.exe	27062012	7763d1472c638a2c 1a9be0c5debb23f5	

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
ПО «АСКУЭ РН»	Программа - загрузчик исполняемых модулей LoaderEXE.exe	12052009	567de8b09a2fd45a 92e6416198debb35	md5
	Программа - загрузчик исполняемых модулей с контролем выполнения LoaderASCUE.exe	18022009	5eb8a2fd2913e928 69fb5743f2be0db3	
	Программа для конфигурации объектов АИИС КУЭ ConfigRN.exe	30122010	b3a5380e86e2a253 1f0ef15eb6a65fb	
	Программа для просмотра и обработки данных АИИС КУЭ ViewRNv2.exe	23032011	932781537a04089f c7496cf2b837d254	

Защита программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010 и обеспечивается:

- установкой пароля на счетчик;
- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на сервер;
- защитой результатов измерений при передаче информации (использованием электронной цифровой подписи).

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – влияния нет.

Метрологические и технические характеристики

Состав дополнительного измерительного канала АИИС и его метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав дополнительных измерительных каналов АИИС и их основные метрологические характеристики.

№ точки изме- рений	Наи- мено- вание объекта	Состав измерительного канала				Вид электро- энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основ- ная погреш- ность, %	Погреш- ность в рабочих условиях, %
44	Т-2 п/ст «Т-307»	ТОЛ-10- 1-2У2 600/5 КТ 0,2S	ЗНАМИТ-10-1 10000/100 КТ 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	Телеучет- К1	Актив- ная, Реак- тивная	± 0,8 ± 1,8	± 1,6 ± 2,6

Примечания:

- Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой);
- В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
- Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение ($0,98 \div 1,02$) $U_{\text{ном}}$; ток ($1 \div 1,2$) $I_{\text{ном}}$, $\cos\phi = 0,9$ инд.;
- температура окружающей среды (20 ± 5) °C.

4. Рабочие условия:

- параметры сети: напряжение ($0,9 \div 1,1$) $U_{\text{ном}}$; ток ($0,02 \div 1,2$) $I_{\text{ном}}$;
- допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до 70 °C, для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М от минус 40 до 60 °C; для УСПД «Телеучет-К1» от минус 30 до 50 °C.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $I=0,02I_{\text{ном}}$, $\cos\phi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 5 до 35°C.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчика на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС, как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счётчик электроэнергии – среднее время наработки на отказ не менее $T = 140000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b = 2$ ч;
- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее $T = 60000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b = 24$ ч;
- сервер – коэффициент готовности $K_g = 0,99$, среднее время восстановления работоспособности $t_b = 1$ ч.

Надежность системных решений:

- резервирование питания счетчика от аккумуляторной батареи;
- резервирование питания УСПД с помощью АКБ из комплекта поставки;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться по каналу стандарта «RadioEthernet», по сотовой связи и с помощью электронной почты.

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- в журнале событий ИВКЭ:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - корректировки времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на УСПД;
 - пароли на ИВК (сервере), предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Глубина хранения информации:

- счетчик электроэнергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, не менее 113,7 суток.
- УСПД – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому ИК – 6 месяцев (функция автоматическая).
- ИВК – хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 5 лет (функция автоматическая).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную для коммерческого учета электроэнергии (АИС) ОАО «Пятигорские электрические сети» с Изменением №1.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИС ОАО «Пятигорские электрические сети» с Изменением №1 определяется проектной документацией на создание первоначальной и добавленной частей АИС, а также эксплуатационной документацией – паспортом-формуляром, в который входит полный перечень технических средств, из которых комплектуются основные и добавленные измерительные каналы АИС.

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на ее комплектующие средства измерений.

Проверка

осуществляется по документу МП 30029-2012 «Система автоматизированная информационно-измерительная для коммерческого учета электроэнергии (АИС) ОАО «Пятигорские электрические сети». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Пензенский ЦСМ» 23 июля 2012 г.

Рекомендуемые средства поверки:

- мультиметры Ресурс-ПЭ – 2 шт.;
- радиочасы РЧ-011/2.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений электрической энергии приведена в документе «Методика измерений количества электрической энергии и мощности с использованием АИС ОАО «Пятигорские электрические сети». Свидетельство об аттестации № 01.00230 / 11 – 2012 от 23.07.2012 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной для коммерческого учета электроэнергии (АИС) ОАО «Пятигорские электрические сети» с Изменением №1:

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

2 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

ООО «Ростовналадка»

Адрес: 344103, г. Ростов-на-Дону, пер. Араатский, 21.

Тел: (863) 295-99-55 Факс: (863) 300-90-33

Заявитель

ООО «Ростовналадка»

Адрес: 344103, г. Ростов-на-Дону, пер. Араатский, 21.

Тел: (863) 295-99-55 Факс: (863) 300-90-33

Испытательный центр

ГЦИ СИ Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Пензенской области» (ФБУ «Пензенский ЦСМ»)

Адрес: 440028, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20; www.penzacsm.ru

Телефон/факс: (8412) 49-82-65, e-mail: pcsm@sura.ru

Аттестат аккредитации: ГЦИ СИ ФБУ «Пензенский ЦСМ» зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 30033-10.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Е. Р. Петросян

М.П.

«___» 2012 г.