

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ППГХО» с Изменением №1

Назначение средства измерений

Настоящее описание типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «ППГХО» с Изменением №1 является обязательным дополнением к описанию типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «ППГХО», свидетельство об утверждении типа RU.E.34.004.A №39386, регистрационный № 44012-10 от 15.05.2010 г. и включает в себя описание дополнительного измерительного канала, соответствующего точке измерений № 42.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «ППГХО» с Изменением № 1 (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, выработанной и потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами предприятия, сбора, хранения и обработки полученной информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ ОАО «ППГХО» решает следующие задачи:

- автоматическое выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, мощности на 30-минутных интервалах;
- периодический (1 раз в 30 минут, час, сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии с дискретностью учета (30 мин) и данных о состоянии средств измерений;
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений на сервер АИИС КУЭ и автоматизированные рабочие места (АРМы);
- предоставление по запросу доступа к результатам измерений, данным 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 пломб, паролей и т.п.);
- диагностику и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ представляет собой многоуровневую территориально-распределенную информационно-измерительную систему с централизованным управлением.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) классов точности 0,5 по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (ТН) классов точности 0,2 по ГОСТ 1983-2001 и счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.02М.02 по ГОСТ Р 52320-2005, ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения

активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии, установленные на присоединениях, указанных в таблице 2 (1 точка измерений);

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя одно устройство сбора и передачи данных УСПД на базе промышленных сетевых контроллеров «СИКОН С50» и технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура);

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя сервер баз данных АИИС КУЭ (сервер БД), автоматизированные рабочие места (АРМ) пользователей системы на базе IBM PC совместимых компьютеров, специализированное программное обеспечение (ПО) и аппаратуру приема-передачи данных.

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. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

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

По запросу данные поступают в цифровом виде на входы УСПД «СИКОН С50», где осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации и пересчет данных с учетом коэффициента трансформации, хранение и накопление полученных от счетчиков информации.

Передача данных с УСПД на третий уровень системы (сервер БД) осуществляется автоматически по запросу ПО «Пирамида 2000. Сервер». На третьем уровне системы выполняется хранение полученных данных на жестких дисках сервера АИИС КУЭ, ведение журнала событий, обеспечивается вывод и отображение данных на АРМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя устройство синхронизации времени УСВ-1, подключенное к серверу БД, часы УСПД и счетчиков. УСВ-1 принимает сигналы от системы спутникового времени. Сличение часов сервера БД осуществляется каждые 10 мин, корректировка осуществляется при расхождении времени ± 1 с. Время УСПД «СИКОН С50» синхронизировано с временем сервера БД, сличение – 1 раз в час, корректировка – при расхождении времени ± 1 с. Сличение времени счетчиков со временем УСПД происходит 1 раз в 3 минуты, корректировка осуществляется при расхождении со временем УСПД ± 2 с, но не чаще 1 раза в сутки. Погрешность СОЕВ не превышает ± 5 с.

Программное обеспечение

В системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «ППГХО» с Изменением №1 используется ПО «Пирамида 2000», свидетельство об аттестации № АПО-209-15 от 26.10.2011, выданное ФГУП «ВНИИМС». ПО «Пирамида 2000» имеет архитектуру клиент-сервер и состоит из основных компонентов, указанных в таблице 1.

ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Уровень защиты программного обеспечения, используемого в АИИС КУЭ, от непреднамеренных и преднамеренных изменений высокий (в соответствии с Р 50.2.077-2014).

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения ПО «Пирамида 2000»

Идентификационные данные	Значение	
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll	
	CalcLeakage.dll	
	CalcLosses.dll	
	Metrology.dll	
	ParseBin.dll	
	ParseIEC.dll	
	ParseModbus.dll	
	ParsePiramida.dll	
	SynchroNSI.dll	
	VerifyTime.dll	
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Версия не ниже 3	
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4 b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac 52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83 6f557f885b737261328cd77805bd1ba7 48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48 ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f 530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09 1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	
	Другие идентификационные данные	–

Метрологические и технические характеристики

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

№ Точки измерений	Наименование объекта, присоединения	Состав измерительного канала				Вид Электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		Трансформаторы тока	Трансформаторы напряжения	Счетчики электрической энергии	УСПД/Сервер		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
42	ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч. 126 ВЛ-110 кВ «ПС Забайкальск – Краснокаменная ТЭЦ»	ТОГФ-110 600/5 Кл.т. 0,5 А-Зав. № 621 В-Зав. № 622 С-Зав. № 623	НАМИ-110 УХЛ1 110000/√3/100/√3 Кл.т. 0,2 А-Зав. № 7963 В-Зав. № 8105 С-Зав. № 8290	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл.т. 0,2S/0,5 Ином=5А; Имакс=10А; Уном=3х57/100В Зав. № 0822125966	СИКОН С50 Зав. № 09.252/ HP ProLi-ant DL120 G5/ HP ProLi-ant DL370 G6	Активная	± 0,9	± 2,9
						Реактивная	± 2,3	± 4,6

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: от $0,98U_{НОМ}$ до $1,02U_{НОМ}$; ток: от $1,0I_{НОМ}$ до $1,2I_{НОМ}$, $\cos j = 0,9$ инд.;

температура окружающей среды (20 ± 5) °С.

4. Рабочие условия:

параметры сети: напряжение: от $0,9U_{НОМ}$ до $1,1U_{НОМ}$; ток: от $0,05I_{НОМ}$ до $1,2I_{НОМ}$; 0,5 инд. £ $\cos j$ £ 0,8 емк.

допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 55°С до плюс 45°С, для счетчиков СЭТ-4ТМ.02М.02 от минус 40 °С до плюс 60 °С; для сервера от плюс 10 °С до плюс 35 °С; для УСПД СИКОН С50 от минус 10 °С до плюс 50 °С;

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos j = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 до 40 °С;

6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 4 Примечаний) 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 на ОАО «ППГХО» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

7. В составе измерительных каналов, перечисленных в таблице 2, применяются измерительные компоненты утвержденных типов.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчётчики СЭТ-4ТМ.02М.02 (параметры надежности: среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов, среднее время восстановления работоспособности не более 2 часов);

- УСПД (параметры надежности: среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов, среднее время восстановления работоспособности не более 2 часов); сервер (параметры надежности: коэффициент готовности $K_g = 0,99$, среднее время восстановления работоспособности не более 30 минут);

- УСВ-1-04 (в составе СОЕВ) (параметры надежности: среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов, среднее время восстановления работоспособности не более 2 часов).

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД, сервера баз данных с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться по каналам сотовой связи через GSM/GPRS-модем или посредством ручного сбора данных.

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;
- журнал сервера:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчиках и УСПД;

Мониторинг состояния АИИС КУЭ:

- возможность съема информации со счетчика автономным и удаленным способами;
- визуальный контроль информации на счетчике.

Организационные решения:

- наличие эксплуатационной документации.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - УСПД;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на сервер опроса и сервер БД, АРМы.

Возможность коррекции времени в:

- ИИК - электросчетчиках (функция автоматизирована);
- ИВКЭ - УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК – сервер, АРМ (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- состояний средств измерений (функция автоматизирована);
- результатов измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений: 30-ти минутные приращения (функция автоматизирована);
- сбора: 1 раз в 30 минут (функция автоматизирована);

Возможность предоставления информации результатов измерений:

- в информационную автоматизированную систему управления коммерческим учетом коммерческого оператора (функция автоматизирована);
- в филиал ОАО «СО ЕЭС» Забайкальское РДУ (функция автоматизирована);

Защита программного обеспечения (ПО) «Пирамида 2000» обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя.

Глубина хранения информации:

- ИИК – электросчетчики СЭТ-4ТМ.02М.02 имеет энергонезависимую память для хранения значений активной и реактивной мощности с тридцатиминутным интервалом на глубину не менее 113 суток, журналов событий, а также запрограммированных параметров. Хранение собственных журналов событий счетчиков (функция автоматизирована);
- ИВКЭ – УСПД - глубина хранения графиков средних мощностей в УСПД за интервалы 3 минуты – 2,5 часа, за интервалы 30 минут – 45 суток. Хранение журналов событий счетчиков и собственного журнала событий УСПД (функция автоматизирована);

- ИВК – хранение массивов профилей активной и реактивной мощности с 3-х минутным интервалом усреднения по отдельным точкам измерения в сервере БД АИИС – 1 сутки, с 30-ти минутным интервалом усреднения - на глубину не менее 3,5 лет. Хранение журналов событий счетчиков, а также хранение интегрального журнала событий на уровне ИВК на глубину не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на система автоматизированная информационно - измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ППГХО» с Изменением №1.

Комплектность средства измерений

Комплектность системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ППГХО» с Изменением №1 определяется проектной документацией на систему и указана в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ППГХО» с Изменением №1

Наименование	Количество
Измерительный трансформатор тока типа ТОГФ-110	3 шт.
Измерительный трансформатор напряжения типа НАМИ-110 УХЛ1	3 шт.
Счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.02М.02	1 шт.
Устройство сбора и передачи данных СИКОН С50	1 шт.
Устройство синхронизации времени УСВ-1	1 шт.
Информационно-вычислительный комплекс «Пирамида 2000»	1 шт.
Сервер опроса HP ProLiant DL120 G5	1 шт.
Сервер базы данных HP ProLiant DL370 G6	1 шт.
Автоматизированные рабочие места	11 шт.
Методика поверки ЭНСТ.01.102-1.МП	1 шт.
Паспорт-формуляр ЭНСТ.411711.102-1.ФО	1 шт.

Поверка

осуществляется по документу ЭНСТ.01.102-1.МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ППГХО» с Изменением №1. Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» «10» ноября 2014 г.

Средства поверки измерительных компонентов:

- трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011;
- счетчики СЭТ-4ТМ.02М.02 – по методике поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1;
- УСПД СИКОН С50 – ВЛСТ 198.00.000 И1;
- УСВ-1 – по методике поверки ВЛСТ 221.00.000МП.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в паспорте-формуляре ЭНСТ.411711.102-1.ФО.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ППГХО» с Изменением №1

ГОСТ 1983-2001	«Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
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 7746-2001	«Трансформаторы тока. 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

- при осуществлении торговли.

Изготовитель

ООО «ПНП Вектор-А»

Адрес: 664043, Иркутск, ул. Сергеева, д.3, помещения 18-24

Тел.: (3952) 56-36-06, 56-36-16

Факс: (3952) 56-36-26

Электронная почта: inbox@pnp-vector.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, 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 г.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства по техническому
регулированию и метрологии

_____ Ф.В. Булыгин
М.п.

« ____ » _____ 2014 г.