

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии автоматизированная Пермской ТЭЦ-9 филиала ОАО «ТГК-9» с Изменением № 1

Назначение средства измерений

Настоящее описание типа системы информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии автоматизированной Пермской ТЭЦ-9 филиала ОАО «ТГК-9» с Изменением № 1 (далее АИИС КУЭ ПТЭЦ-9) является дополнением к описанию типа системы информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии автоматизированной Пермской ТЭЦ-9 филиала ОАО «ТГК-9», Сертификат об утверждении типа RU.E.34.005.A № 32470, регистрационный № 38444-08, и включает в себя описание дополнительных измерительных каналов, соответствующих точкам измерений № 56, 67 -77.

АИИС КУЭ ПТЭЦ-9 предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, потребленной отдельными технологическими объектами Пермской ТЭЦ-9 филиала ОАО «ТГК-9»; сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ ПТЭЦ-9 представляет собой многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ ПТЭЦ-9 решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, средне интервальной мощности;
- периодический (1 раз в полчаса, час, сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени состояния средств измерений и результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- 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 хранящихся в АИИС КУЭ ПТЭЦ-9 данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ ПТЭЦ-9;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ ПТЭЦ-9;
- автоматическое ведение системы единого времени в АИИС ПТЭЦ-9 (коррекция времени).

АИИС КУЭ ПТЭЦ-9 включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – совокупность информационно-измерительных комплексов точек измерения, которые состоят из приборов учета – измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2S и 0,5S по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,2 и 0,5 по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М класса точности 0,2S, 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и 0,5, 1,0 по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реак-

тивной электроэнергии указанных в таблице 2 (12 точки измерений), и соединяющие их измерительные цепи;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) ЭКОМ -3000, каналообразующую аппаратуру и технические средства обеспечения электропитания;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), программное обеспечение (ПО) «Энергосфера», коммуникационное оборудование, технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура) и технические средства обеспечения электропитания.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают в счетчик 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. Вычисления проводятся без учета коэффициентов трансформации ТТ и ТН.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется преобразование унифицированных сигналов в значения измеряемых величин, получение данных, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по линиям связи на третий уровень системы (сервер БД).

На верхнем – третьем уровне системы выполняется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. ИВК обеспечивает автоматизированный сбор и долгосрочное хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений, расчет потерь электроэнергии от точки измерений до точки поставки, вычисление дополнительных параметров, подготовку справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера БД по выделенному каналу передачи данных через интернет-провайдера.

АИИС КУЭ ПТЭЦ-9 оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя источник сигналов эталонного времени на базе GPS-приемники, входящие в состав УСПД «ЭКОМ-3000» Главного Щит Управления (УСПД ГЩУ) и УСПД «ЭКОМ-3000» Парогазовой установки (УСПД ПГУ), таймер УСПД ГЩУ, таймер УСПД ПГУ, сервера БД и счетчиков. Время УСПД ГЩУ синхронизировано с временем GPS-приемника, сличение ежесекундное, погрешность синхронизации не более 0,1 с. УСПД ГЩУ осуществляет коррекцию времени сервера АИИС КУЭ и счетчиков. Сличение времени сервера АИИС КУЭ с временем УСПД ГЩУ осуществляется каждые 2 мин, корректировка времени сервера производится при расхождении времени сервера и УСПД ГЩУ ± 2 с. Сервер АИИС КУЭ осуществляет коррекцию времени УСПД ПГУ. Сличение времени УСПД ПГУ с временем сервера АИИС КУЭ осуществляется каждые 2 мин, корректировка времени УСПД ПГУ производится при расхождении времени УСПД ПГУ и сервером ± 2 с. Сличение времени счетчиков электроэнергии с временем УСПД ГЩУ осуществляется каждые 30 мин, корректировка времени счетчиков производится при расхождении с временем УСПД ГЩУ ± 3 с, но не чаще 1 раз в сутки. Погрешность СОЕВ не превышает ± 5 с.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ПТЭЦ-9 используется комплекс программно-технический измерительный (ПТК) «ЭКОМ», регистрационный № 19542-05, представляющий собой совокупность технических устройств (аппаратной части ПТК) и программного комплекса (ПК) «Энергосфера» в состав которого входит специализированное ПО указанное в таблице 1. ПК

«Энергосфера» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных, передаваемых из УСПД ИВКЭ в ИВК по интерфейсу Ethernet, является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера».

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – С (в соответствии с МИ 3286-2010). Метрологические характеристики (МХ) ПТК «ЭКОМ» учтены в метрологических характеристиках ИК системы, таблица 2.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
ПТК Энергосфера, не ниже версии 6.4	pso_metr.dll	Не ниже 1.1.1.1	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ ПТЭЦ-9 и их основные метрологические характеристики

Наименование объекта и номер точки измерений		Состав 1-го и 2-го уровня				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПТЭЦ-9. Расширение с установкой ПГУ-165 (ГТ-надстройка)								
56	ПТЭЦ-9 ГРУ-6 кВ яч. № 38 КП-2 Ф-2	ТПОЛ-10 1500/5 Кл.т. 0,5S	НТМИ-6 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5	ЭКОМ-3000	Активная	±1,0	±2,7
						Реактивная	±1,7	±4,3
67	ПТЭЦ-9 ЗРУ-110 кВ № 1 яч. № 7 ВКЛ-110 ПТЭЦ-9- Заостровка-3	ТВ-110-IX-3 1000/5 Кл.т. 0,2S	ЗНГ-110 IV У1 110000/√3/100/√3 Кл.т. 0,2	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5		Активная	±0,5	±1,4
68	ПТЭЦ-9 ЗРУ-110 кВ № 1 яч. № 15 Т-13	ТВ-110-IX-3 750/5 Кл.т. 0,2S	ЗНГ-110 IV У1 110000/√3/100/√3 Кл.т. 0,2	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5	Реактивная	±1,2	±2,4	

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	5	7	8	9
69	ПТЭЦ-9 ЗРУ-110 кВ № 2 яч. № 14 ВКЛ-110 ПТЭЦ-9- За-островка-4	ТВ-110-IX-3 1000/5 Кл.т. 0,2S	НКФ-110-57 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5	ЭКОМ-3000	Активная	$\pm 0,8$	$\pm 1,5$
70	ПТЭЦ-9 ЗРУ-110 кВ № 2 яч. № 13 Т-12	ТВ-110-IX-3 1500/5 Кл.т. 0,2S	НКФ-110-57 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5		Реактив-ная	$\pm 1,7$	$\pm 2,6$
71	ПТЭЦ-9 Устр-во воз-буждения ПГУ	ТШЛ-20 400/5 Кл.т. 0,5S	ЗНОЛ.06-15 15750/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0	ЭКОМ-3000	Активная	$\pm 1,1$	$\pm 3,1$
72	ПТЭЦ-9 Т-12-1	ТВ-35-V 1500/5 Кл.т. 0,5S	ЗНОЛ.06-15 15750/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0		Реактив-ная	$\pm 2,7$	$\pm 5,3$
73	ПТЭЦ-9 ТГ-12	ТШЛ-20-1 10000/5 Кл.т. 0,2S	ЗНОЛ.06-15 15750/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,2	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5		Активная	$\pm 0,5$	$\pm 1,4$
74	ПТЭЦ-9 КРУ-6 кВ ПГУ Ввод на сек-цию 17	ТШЛ-СЭЩ-10 2000/5 Кл.т. 0,5S	НАЛИ-СЭЩ-6 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0		Реактив-ная	$\pm 1,2$	$\pm 2,4$
75	ПТЭЦ-9 КРУ-6 кВ ПГУ Ввод на сек-цию 18	ТШЛ-СЭЩ-10 2000/5 Кл.т. 0,5S	НАЛИ-СЭЩ-6 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0		Активная	$\pm 1,1$	$\pm 3,1$
76	ПТЭЦ-9 КРУ-6 кВ ПГУ Ввод на сек-цию 19	ТШЛ-СЭЩ-10 2000/5 Кл.т. 0,5S	НАЛИ-СЭЩ-6 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0		Реактив-ная	$\pm 2,7$	$\pm 5,3$
77	ПТЭЦ-9 КРУ-6 кВ ПГУ Ввод на сек-цию 20	ТШЛ-СЭЩ-10 2000/5 Кл.т. 0,5S	НАЛИ-СЭЩ-6 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0				

Примечания:

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

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

3. Нормальные условия:

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

4. Рабочие условия:

- параметры сети: напряжение (0,9 - 1,1) $U_{ном}$; ток (0,02 - 1,2) $I_{ном}$;
- допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до плюс 70 °С, для счетчиков от минус 40 до плюс 70 °С; для УСПД от минус 10 до плюс 55 °С; для сервера от плюс 15 до плюс 35 °С.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $I=0,02 I_{ном}$ $\cos\phi = 0,8$ инд. и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 до плюс 40 °С.

6. 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. Замена оформляется актом в установленном на объекте 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:

- электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М - среднее время наработки на отказ $T = 140000$ ч, среднее время восстановления работоспособности t_v – не более 168 ч;
- УСПД ЭКОМ 3000 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 75000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 24$ 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:

- электросчетчик;
- УСПД;
- сервер.

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:

- измерения приращений электроэнергии на интервалах 3 мин; 30 мин; 1 сутки (функция автоматизирована);
- сбор результатов измерений – 1 раз в сутки (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 100 суток; при отключении питания - не менее 3,5 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу – не менее 35 сут; сохранение информации при отключении питания – 10 лет;
- сервер БД - 30-минутные приращения активной и реактивной электроэнергии по всем точкам измерений не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится типографским способом на титульные листы эксплуатационной документации на систему информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии автоматизированную Пермской ТЭЦ-9 филиала ОАО «ТГК-9» с Изменением № 1.

Комплектность средства измерений

Комплектность системы информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии автоматизированной Пермской ТЭЦ-9 филиала ОАО «ТГК-9» с Изменением № 1 приведена в формуляре № 402.1.03.ЭТ ПФ.

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений, а также методика поверки «Система информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии автоматизированная Пермской ТЭЦ-9 филиала ОАО «ТГК-9» с Изменением № 1. Измерительные каналы. Методика поверки».

Поверка

осуществляется по документу МП 38444-13 «Система информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии автоматизированная Пермской ТЭЦ-9 филиала ОАО «ТГК-9» с Изменением № 1. Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 30 сентября 2013 г.

Средства поверки измерительных компонентов:

- трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011 и/или по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – по методике поверки «Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03М. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1;
- УСПД ЭКОМ-3000 – по методике поверки «ГСИ. Комплекс программно-технический измерительный ЭКОМ. Методика поверки. ПБКМ.421459.003 МП». утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в мае 2009г.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений приведен в паспорте-формуляре на систему информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии автоматизированную Пермской ТЭЦ-9 филиала ОАО «ТГК-9» № 402.1.03.ЭТ ПФ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии автоматизированной Пермской ТЭЦ-9 филиала ОАО «ТГК-9» с Изменением № 1

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 34.601-90	«Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
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

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель (в части дополнительных измерительных каналов, соответствующих точкам измерений № 56, 67 -77)

ОАО «Институт Теплоэлектропроект»
тел./факс (499) 465-45-00/265-33-15
Адрес: 105066, г. Москва, ул. Спартаковская, д. 2а, стр. 1.

Изготовитель

ООО «НПФ «Телемеханик»
тел./факс (343) 234-63-05, 234-63-02
Адрес: 620102, г. Екатеринбург, ул. Шаумяна, д. 83, оф. 403.

Заявитель

ОАО «ТГК-9»
Юридический адрес: 614990, г. Пермь, Комсомольский пр-т, 48
Телефон/факс: (342) 243-61-10

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 «____» _____ 2013 г.