

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОП «Орская ТЭЦ-1» ОАО «Оренбургская теплогенерирующая компания» (АИИС КУЭ ОТЭЦ-1) с Изменением № 1

Назначение средства измерений

Настоящее описание типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ОП «Орская ТЭЦ-1» ОАО «Оренбургская теплогенерирующая компания» (АИИС КУЭ ОТЭЦ-1) с Изменением № 1 (далее АИИС КУЭ ОТЭЦ-1 с изменением № 1) является дополнением к описанию типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ОП «Орская ТЭЦ-1» ОАО «Оренбургская теплогенерирующая компания» (АИИС КУЭ ОТЭЦ-1), свидетельство об утверждении типа RU.E.34.067.A № 27925, регистрационный № 34894-07, и включает в себя описание дополнительного измерительного канала, соответствующего точке измерений № 78.

АИИС КУЭ ОТЭЦ-1 с Изменением № 1 предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ ОТЭЦ-1 с Изменением № 1 представляет собой multifunctionальную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ ОТЭЦ-1 с Изменением № 1 решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор результатов измерений приращений электрической энергии с заданной дискретностью учета (30 мин), синхронизированных с координированной шкалой времени UTC;
- 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 серверов 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 ОТЭЦ-1 с изменением № 1;
- конфигурирование и настройка АИИС КУЭ ОТЭЦ-1 с изменением № 1;
- ведение единого времени в АИИС КУЭ ОТЭЦ-1 с изменением № 1 (коррекция времени).

АИИС КУЭ ОТЭЦ-1 с изменением № 1 включает в себя следующие уровни:

- 1-й уровень (ИИК): измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), multifunctionальные счетчики электрической энергии.
- 2-й уровень (ИВКЭ): устройство сбора и передачи данных (УСПД) типа ЭКОМ-3000;
- 3-й уровень (ИВК): информационно-вычислительный комплекс, включающий в себя: каналобразующую аппаратуру, сервер – промышленный компьютер Patriot Workgroup 5200 R0511-UX24102x3600 (VB). Дисковая подсистема представлена двумя Raid-массивами. Операционная система Windows 2000 Server. Система обеспечения единого времени (СОЕВ) выполнена с использованием устройства синхронизации времени УСВ-1.

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 электрической мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная электрическая мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной электрической 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 электрической мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

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

На верхнем 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. Передача информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера БД по коммутируемым телефонным линиям, каналам сотовой связи или сети Интернет.

АИИС КУЭ ОТЭЦ-1 с Изменением № 1 оснащена системой обеспечения единого времени на базе УСВ-1, установленной на сервере и включающей в себя часовую станцию с встроенным цифровым электронным индикатором и автономными органами управления, цифровой радиоприемник и программное обеспечение. Время сервера синхронизируется с временем УСВ-1, сличение ежечасное, погрешность синхронизации ± 20 мс. Сличение времени сервера с временем УСПД осуществляется каждый час, корректировка времени выполняется при расхождении времени сервера и УСПД более ± 2 с. Сличение времени счетчиков с временем УСПД осуществляется 1 раз в сутки, корректировка времени счетчиков производится при расхождении с временем УСПД более ± 2 с. Поправка часов относительно координированной шкалы времени UTC не превышает ± 5 с.

Программное обеспечение

Программное обеспечение АИИС КУЭ ОТЭЦ-1 с изменением № 1 состоит из стандартного и специализированного программного обеспечения.

Стандартный программный пакет, применяемый для управления сервера и АРМов АИИС КУЭ ОТЭЦ-1 с изменением № 1 использует программные продукты в составе:

- операционная система «Windows Server 2008 R2»;
- СУБД «MS SQL Server 2008 R2 Standart Edition»;
- пакет «MS Office».

Специализированный программный комплекс «Энергосфера».

Программное обеспечение «Энергосфера» реализовано по технологии «клиент-сервер», позволяющей устанавливать клиентскую и серверную часть как на одном компьютере, так и на разных компьютерах. Серверная часть содержит программы приема и обработки данных и базу данных Microsoft SQL Server. В составе клиентской части находятся программы, позволяющие пользователям системы получать электронные данные на основе различных технологий. Основной сетевой протокол, используемый при функционировании – TCP/IP.

Идентификационные данные метрологически значимой части программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Сервер опроса PSO.exe
Номер версии (идентификационный номер ПО)	6.5.95.3372
Цифровой идентификатор ПО	38c7d28efefe7239324b4c0a56b7c40b (алгоритм вычисления – MD5)
Другие идентификационные данные (если имеются)	–

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики, указанные в таблице 3, нормированы с учетом ПО.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав дополнительных измерительных каналов АИИС КУЭ ОТЭЦ-1 с Изменением № 1 и их метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав дополнительного измерительного канала АИИС КУЭ и его метрологические характеристики

Канал измерений		Состав измерительного канала				Вид электрической энергии	Погрешность, %
Номер ИК	Наименование присоединения	Вид	Класс точности, коэффициент трансформации, № в реестре СИ ФИФ ОЕИ	Фаза	Обозначение		
1	2	3	4	5	6	7	8
78	ОРУ-110кВ 2 система шин, ячейка 10, ВЛ 110кВ ГПП-4	ТТ	КТ=0,5S К _{ТТ} =300/5 22440-07	А	ТВГ-110	– активная прямая; – активная обратная;	$\delta_{1.a.o} = \pm 1,5;$ $\delta_{2.a.o} = \pm 1,3;$ $\delta_{1.p.o} = \pm 2,3;$ $\delta_{2.p.o} = \pm 1,9;$
				В	ТВГ-110		
				С	ТВГ-110		
		ТН	КТ=0,5 К _{ТН} =110000/100 14205-94	А	НКФ-110-57	– реактивная прямая; – реактивная обратная	$\delta_{1.a.p} = \pm 1,9;$ $\delta_{2.a.p} = \pm 1,7;$ $\delta_{1.p.p} = \pm 4,0;$ $\delta_{2.p.p} = \pm 3,8.$
				В	НКФ-110-57		
				С	НКФ-110-57		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М			

В столбце 8 таблицы 2 приведены границы допускаемой относительной погрешности при вероятности, равной 0,95, при следующих условиях:

$\delta_{1.a.o}$ – границы допускаемой основной погрешности измерений активной электрической энергии при $I = 0,1 \cdot I_{ном}$ для $\cos\varphi = 0,8$;

$\delta_{2.a.o}$ – границы допускаемой основной погрешности измерений активной электрической энергии при $I = I_{ном}$ для $\cos\varphi = 0,8$;

$\delta_{1.p.o}$ – границы допускаемой основной погрешности измерений реактивной электрической энергии при $I = 0,1 \cdot I_{ном}$ для $\sin\varphi = 0,6$;

$\delta_{2.p.o}$ – границы допускаемой основной погрешности измерений реактивной электрической энергии при $I = I_{ном}$ для $\sin\varphi = 0,6$;

$\delta_{1.a.p}$ – границы допускаемой погрешности измерений активной электрической энергии в рабочих условиях применения при $I = 0,1 \cdot I_{ном}$ для $\cos\varphi = 0,8$;

$\delta_{2.a.p}$ – границы допускаемой погрешности измерений активной электрической энергии в рабочих условиях применения при $I = I_{ном}$ для $\cos\varphi = 0,8$;

$\delta_{1.p.p}$ – границы допускаемой погрешности измерений реактивной электрической энергии при в рабочих условиях применения $I = 0,1 \cdot I_{ном}$ для $\sin\varphi = 0,6$;

$\delta_{2.p.p}$ – границы допускаемой погрешности измерений реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения при $I = I_{ном}$ для $\sin\varphi = 0,6$.

Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: напряжение $(0,98 - 1,02) \cdot U_{ном}$; ток $(0,01 - 1,2) \cdot I_{ном}$; $\cos\varphi=0,9$ инд;
- температура окружающей среды $(20 \pm 5)^\circ\text{C}$.

Рабочие условия эксплуатации:

- параметры сети: напряжение $(0,9 - 1,1) \cdot U_{ном}$; ток $(0,01 - 1,2) \cdot I_{ном}$ при трансформаторах тока с классами точности 0,5S и 0,2S; $\cos\varphi=0,8$ инд;
- допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до 70°C ; для счетчиков от минус 40 до 60°C ; для сервера от 10 до 40°C .

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчик электрической энергии – среднее время наработки на отказ не менее $T_{cp}=90000$ ч, среднее время восстановления работоспособности не более $t_b=2$ ч;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T_{cp}=50000$ ч, среднее время восстановления работоспособности не более $t_b=1$ ч;
- система обеспечения единого – среднее время наработки на отказ не менее $T_{cp}=50000$ ч, среднее время восстановления работоспособности не более $t_b=2$ ч.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии ОП «Орская ТЭЦ-1» ОАО «Оренбургская теплогенерирующая компания» (АИИС КУЭ ОТЭЦ-1) с Изменением № 1.

Комплектность средства измерений

В комплект дополнительных измерительных каналов АИИС КУЭ ОТЭЦ-1 с изменением № 1 входят технические средства и документация, представленные в таблицах 3 и 4 соответственно.

Таблица 3 – Технические средства

№	Наименование	Обозначение	Кол-во (шт)
1	Трансформатор тока	ТВГ-110	3
2	Трансформатор напряжения	НKF-110-57	3
3	Счётчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	1

Таблица 4 – Документация

№	Наименование	Кол-во
1	Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Орской ТЭЦ-1 ОАО «Оренбургская ТГК». Технорабочий проект 201404.043 ТРП	1
2	Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Орской ТЭЦ-1 ОАО «Оренбургская ТГК». Паспорт-формуляр 201404.043 ФО	1
3	Документация по программному обеспечению «Энергосфера».	1
4	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОП «Орская ТЭЦ-1» ОАО «Оренбургская теплогенерирующая компания» (АИИС КУЭ ОТЭЦ-1) с Изменением № 1. Методика поверки.	1

Поверка

осуществляется по документу МП 34894-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОП «Орская ТЭЦ-1» ОАО «Оренбургская теплогенерирующая компания» (АИИС КУЭ ОТЭЦ-1) с Изменением № 1. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Пензенский ЦСМ» в мае 2014 г.

Рекомендуемые средства поверки и требуемые характеристики:

– мультиметр «Ресурс-ПЭ». Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений угла фазового сдвига между напряжениями $\pm 0,1^\circ$. Пределы допускаемой относительной погрешности измерений напряжения: $\pm 0,2 \%$ (в диапазоне измерений от 15 до 300 В); $\pm 2,0 \%$ (в диапазоне измерений от 15 до 150 мВ). Пределы допускаемой относительной погрешности измерений тока: $\pm 1,0 \%$ (в диапазоне измерений от 0,05 до 0,25 А); $\pm 0,3 \%$ (в диапазоне измерений от 0,25 до 7,5 А). Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты $\pm 0,02$ Гц;

– радиочасы РЧ-011. Пределы допускаемой погрешности синхронизации времени со шкалой UTC (SU) $\pm 0,1$ с.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ОТЭЦ-1 с изменением № 1. Свидетельство об аттестации № 01.00230/12-2014 от 26.05.2014 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ОП «Орская ТЭЦ-1» ОАО «Оренбургская теплогенерирующая компания» (АИИС КУЭ ОТЭЦ-1) с Изменением № 1

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 сферах государственного регулирования обеспечения единства измерений

– при осуществлении торговли.

Изготовитель

ОАО «Оренбургская ТГК»

Адрес: 460024, г. Оренбург, ул. Аксакова, д. 3

Тел. (3532) 79-73-61

Заявитель

ООО «Оренэлектрострой»

Адрес: 460024, г. Оренбург, ул. Подковная, д 5

Тел. (3532) 45-04-18, 45-32-45

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» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30033-10 от 20.07.2010 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.

«__» _____ 2014 г.