

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Яйский НПЗ филиал ЗАО «НефтеХимСервис»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Яйский НПЗ филиал ЗАО «НефтеХимСервис» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ, выполненная на основе ПТК «ЭКОМ» (Госреестр № 19542-05), представляет собой многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Измерительно-информационные каналы (ИК) АИИС КУЭ состоят из трех уровней:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД) ЭКОМ-3000 (Госреестр № 17049-09), приемник сигналов точного времени, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя сервер, АРМ (автоматизированное рабочее место), а также совокупность аппаратных, каналаобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- 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);
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор данных о состоянии средств измерений во всех ИИК;
- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор служебных параметров (изменения параметров базы данных, пропадание напряжения, коррекция даты и системного времени);
- передача результатов измерений ПАК ОАО «АТС», филиал ОАО «СО ЕЭС» - РДУ в рамках согласованного регламента;
- 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);

Принцип действия:

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотношены с текущим временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

УСПД по проводным линиям связи и по каналам GSM считывает значения мощностей и текущие показания счетчиков, также в нём осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН (в счетчике коэффициенты трансформации выбраны равные 1, так как это позволяет производить замену вышедших из строя приборов учета без их предварительного конфигурирования) и хранение измерительной информации.

Сервер, с периодичностью один раз в 30 минут, по сети Ethernet (основной канал) или по сети GSM (резервный канал) опрашивает УСПД и считывает с них получасовые значения электроэнергии, показания счетчиков на 0 часов, энергию за сутки и журналы событий. Считанные значения записываются в базу данных (под управлением СУБД MS SQL Server).

Сервер, в автоматическом или ручном режиме, 1 раз в сутки считывает из базы данных получасовые значения электроэнергии, формирует и отправляет по выделенному каналу связи сети Internet отчеты в формате XML всем заинтересованным субъектам.

АРМ считывают данные об энергопотреблении с сервера по сети Ethernet.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. В СОЕВ входят: приемник сигналов точного времени, счетчики электроэнергии, УСПД, сервер.

Синхронизация времени УСПД от приемника точного времени происходит ежесекундно.

Сравнение показаний часов УСПД и сервера происходит при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов УСПД и сервера на величину более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом обращении к счетчику, но не реже одного раза в 30 минут, синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов счетчика и УСПД на величину более чем ± 3 с.

Точность хода часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сут.

Программное обеспечение

В состав программного обеспечения (ПО) АИИС КУЭ входят ПО счетчиков, ПО УСПД, ПО СБД, ПО АРМ.

Программные средства СБД уровня ИВК включают операционную систему, сервисные программы, программы обработки текстовой информации (MS Office), ПО систем управления базами данных (СУБД) и ПК "Энергосфера".

Программные средства АРМ включают операционную систему, программы обработки текстовой информации (MS Office) и клиентское ПО "Энергосфера".

Состав программного обеспечения АИИС КУЭ приведен в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения, установленного в ИВК АИИС КУЭ

Наименование программного обеспечения	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПК "Энергосфера"	PSO.exe	6.4.84.2334	D8F4A02E01EB0A08CE93F4C86A81109E	MD5
Центр экспорта/импорта ПТК «ЭКОМ»	Expimp.exe	6.4.152.2925	DC319820725AE90CE5A3B26C59988B09	

ПК "Энергосфера" внесен в Госреестр СИ в составе ПТК "ЭКОМ" № 19542-05.

ПО «Энергосфера» не влияет на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительно-информационных комплексов АИИС КУЭ приведен в Таблице 2.

Метрологические характеристики АИИС КУЭ приведены в Таблице 3.

Таблица 2 - Состав информационно-измерительных комплексов АИИС КУЭ

№ ИИК	Наименование ИИК	Состав измерительного канала			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВКЭ (УСПД)
1	2	3	4	5	6
1	ПС Троицкая Ввод Т-1-16	ТРГ 600/5 Кл. т. 0,2S Зав.№ 3420 Зав.№ 3422 Зав.№ 3421 Госреестр № 49201-12	НАМИ-110 УХЛ1 (110000/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,2 Зав.№ 4450 Зав.№ 4451 Зав.№ 4394 Госреестр № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0807091233 Госреестр № 36697-08	ЭКОМ-3000 Зав. № 02102860 Госреестр № 17049-09
2	ПС Троицкая Ввод Т-2-16	ТРГ 600/5 Кл. т. 0,2S Зав.№ 3423 Зав.№ 3424 Зав.№ 3425 Госреестр № 49201-12	НАМИ-110 УХЛ1 (110000/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,2 Зав.№ 4403 Зав.№ 4489 Зав.№ 4486 Госреестр № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0807091071 Госреестр № 36697-08	ЭКОМ-3000 Зав. № 02102860 Госреестр № 17049-09

Таблица 3 - Метрологические характеристики АИИС КУЭ

Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$\delta_{1(2)\%},$ $I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$\delta_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$\delta_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$\delta_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 2 (Сч. 0,5S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	±1,4	±0,8	±0,7	±0,7
	0,9	±1,5	±0,9	±0,7	±0,7
	0,8	±1,6	±1,0	±0,8	±0,8
	0,7	±1,8	±1,2	±0,9	±0,9
	0,5	±2,3	±1,6	±1,1	±1,1
Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$\delta_{1(2)\%},$ $I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$\delta_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$\delta_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$\delta_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1, 2 (Сч. 1,0; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,9	±6,5	±2,4	±1,6	±1,5
	0,8	±4,9	±2,0	±1,4	±1,3
	0,7	±4,3	±1,8	±1,3	±1,3
	0,5	±3,7	±1,6	±1,2	±1,2
Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$\delta_{1(2)\%},$ $I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$\delta_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$\delta_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$\delta_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 2 (Сч. 0,5S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	±1,9	±1,4	±1,4	±1,4
	0,9	±2,0	±1,5	±1,4	±1,4
	0,8	±2,1	±1,6	±1,5	±1,5
	0,7	±2,2	±1,8	±1,5	±1,5
	0,5	±2,7	±2,2	±1,7	±1,7
Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$\delta_{1(2)\%},$ $I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$\delta_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$\delta_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$\delta_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1, 2 (Сч. 1,0; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,9	±10,5	±3,6	±2,3	±2,1
	0,8	±8,1	±3,1	±2,1	±2,0
	0,7	±7,0	±2,8	±2,0	±2,0
	0,5	±6,1	±2,6	±2,0	±1,9

Примечания:

1. Погрешность измерений $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{1(2)\%Q}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируется от $I_{1\%}$, а погрешность измерений $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{1(2)\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируется от $I_{2\%}$.
2. Характеристики относительной погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).
3. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

4. Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

- напряжение от $0,98 \cdot U_{ном}$ до $1,02 \cdot U_{ном}$;
- сила тока от $I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$, $\cos\varphi=0,9$ инд;
- температура окружающей среды: от плюс 15 до плюс 25 °С.

5. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

- напряжение питающей сети $0,9 \cdot U_{ном}$ до $1,1 \cdot U_{ном}$,
- сила тока: от $0,01 I_{ном}$ до $1,2 I_{ном}$ для ИИК №№ 1, 2;
- температура окружающей среды:
 - для счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35 °С;
 - для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;
 - для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001.

6. Таблице 3 погрешность в рабочих условиях указана для температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5°С до 40°С;

7. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики по ГОСТ 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

8. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные (см. п. 6 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Допускается замена компонентов системы на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

9. Виды измеряемой электроэнергии для всех ИИК – активная, реактивная.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчики электроэнергии multifunctional СЭТ-4ТМ.03М - среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов;
- УСПД ЭКОМ-3000 – среднее время наработки на отказ не менее 75000 часов;

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчика $T_v \leq 2$ часа;
- для УСПД $T_v \leq 2$ часа;
- для сервера $T_v \leq 1$ час;
- для компьютера АРМ $T_v \leq 1$ час;
- для модема $T_v \leq 1$ час.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;
- панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;
- наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, сервере, АРМ;
- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;
- защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий

- фактов параметрирования счетчика;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции времени.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);

- сервере (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчики электроэнергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 5 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии потребленной за месяц по каждому каналу - не менее 45 суток; при отключении питания – не менее 5 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений – не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество
1	2	3
1 Трансформатор тока элегазовый	ТРГ	6 шт
2 Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6 шт
3 Счетчик электроэнергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	2 шт
4 Промконтроллер	ЭКОМ-3000	2 шт
5 GSM-модем	IRZ i52wdt	2 шт
6 Сервер	INTEL Xeon E3-1225V2	1 шт
7 Операционная система	Windows Svr Std 2008 R2	1 шт
8 АРМ диспетчера	стационарный ПК	1 шт
9 Специализированное ПО	ПТК «Энергосфера»	1 шт
10 Методика поверки	МП 1655/551-2013	1 шт
11 Паспорт – формуляр	ЭНММ.422231.009.ПФ	1 шт

Поверка

осуществляется по документу МП 1655/551-2013 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Яйский НПЗ филиал ЗАО «НефтеХимСервис». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» в сентябре 2013 г.

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 8.216-2011;
- для счётчиков СЭТ-4ТМ.03М - по методике поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в декабре 2007 г.;
- УСПД ЭКОМ-3000 - по документу «ГСИ. Комплекс программно-технический измерительный ЭКОМ-3000. Методика поверки. ПБКМ.421459.003 МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в мае 2009 г.;
- Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS). (Госреестр № 27008-04);

- Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы, ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- Термометр по ГОСТ 28498, диапазон измерений от минус – 40 до плюс 50°С, цена деления 1°С.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе: «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Яйский НПЗ филиал ЗАО «НефтеХимСервис». Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений №45-01.00203-2013 от 30.08.2013 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Яйский НПЗ филиал ЗАО «НефтеХимСервис»

- 1 ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.
- 2 ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
- 3 ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.
- 4 ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия.
- 5 ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.
- 6 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.
- 7 ГОСТ Р 52425-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ЗАО «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»

Адрес (юридический): 123100, Российская Федерация, г. Москва, ул. Мантулинская, д. 18
Тел.: (499)157-96-81

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»).

Аттестат аккредитации № 30010-10 от 15.03.2010 года.

117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31
Тел.(495) 544-00-00, 668-27-40, (499) 129-19-11
Факс (499) 124-99-96

Заместитель

Руководителя Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.

« ____ » _____ 2013 г.