



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.004.A № 49812

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ
ООО "Марийский НПЗ"**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 422200062

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ОАО "Электроцентроналадка", г. Москва

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 52674-13

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

НВЦП.422200.062.МП

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **08 февраля 2013 г. № 95**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Ф.В.Булыгин

"....." 2013 г.

Серия СИ

№ **008582**

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ ООО «Марийский НПЗ»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ ООО «Марийский НПЗ» (далее – АИИС КУЭ ООО «Марийский НПЗ») предназначена для измерений, коммерческого и технического учета электрической энергии и мощности, а также автоматизированного сбора, накопления, обработки, хранения и отображения информации об энергоснабжении. В частности, АИИС КУЭ ООО «Марийский НПЗ», предназначена для использования в составе многоуровневых автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

Описание средства измерений

АИИС КУЭ ООО «Марийский НПЗ», представляет собой двухуровневую информационно-измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения. Измерительные каналы (ИК) системы состоят из следующих уровней:

Первый уровень - измерительно-информационный комплекс (ИИК) состоит из установленных на объектах контроля трансформаторов тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторов напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001, счетчиков активной и реактивной электроэнергии, вторичных электрических цепей, технических средств каналов передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя сервер сбора и передачи данных, обеспечивающий интерфейс доступа к ИИК, технические средства приема-передачи данных (каналообразующей аппаратуры), программное обеспечение (ПО), рабочие станции (АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации. ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, диагностики состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в ОАО «АТС».

Система обеспечивает измерение следующих основных параметров энергопотребления:

- 1) активной (реактивной) энергии за определенные интервалы времени по каналам учета, группам каналов учета и объекту в целом, с учетом временных (тарифных) зон, включая прием и отдачу энергии;
- 2) средних значений активной (реактивной) мощности за определенные интервалы времени по каналам учета, группам каналов учета и объекту в целом;
- 3) календарного времени и интервалов времени.

Кроме параметров энергопотребления (измерительной информации) в счетчиках может храниться служебная информация: параметры качества электроэнергии в точке учета, регистрация различных событий, данные о корректировках параметров, данные о работоспособности устройств, перерывы питания и другая информация. Эта информация может по запросу пользователя передаваться на АРМ.

В АИИС КУЭ ООО «Марийский НПЗ» измерения и передача данных на верхний уровень происходят следующим образом. Аналоговые сигналы переменного тока с выходов измерительных трансформаторов поступают на входы счетчиков электроэнергии, которые преобразуют значения входных сигналов в цифровой код. Счетчики производят измерения мгновенных и действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывают активную мощность ($P=U \cdot I \cdot \cos\phi$) и полную мощность ($S=U \cdot I$). Реактивная мощность (Q) рассчитывается в счетчике по алгоритму $Q=(S^2-P^2)^{0.5}$. Средние значения активной мощности рассчитываются путем интегрирования текущих значений P на 30-минутных интервалах времени. По запросу или в автоматическом режиме измерительная информация передается на сервер, где происходит накопление и отображение собранной информации при помощи

АРМов. Полный перечень информации, передаваемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных электросчетчиков и уровнем доступа АРМа к базе данных. Для передачи данных, несущих информацию об измеряемой величине от одного компонента АИИС КУЭ к другому, используются проводные линии связи, радиоканалы, GSM-сети.

АИИС КУЭ ООО «Марийский НПЗ» имеет независимое устройство синхронизации времени (УССВ). Коррекция часов ИВК производится не реже одного раза в час по сигналам от устройства синхронизации системного времени (УСВ-2) на основе GPS-приемника, подключенного к ИВК.

Для защиты метрологических характеристик системы от несанкционированных изменений (корректировок) предусмотрена аппаратная блокировка, пломбирование средств измерений и учета, кроссовых и клеммных коробок, а также многоуровневый доступ к текущим данным и параметрам настройки системы (электронные ключи, индивидуальные пароли, коды оператора и программные средства для защиты файлов и баз данных).

Основные функции и эксплуатационные характеристики АИИС КУЭ ООО «Марийский НПЗ» соответствуют критериям качества АИИС КУЭ, определенным согласно техническим требованиям НП «Совет рынка» и ОАО «АТС» к АИИС КУЭ. Система выполняет непрерывные автоматизированные измерения следующих величин: приращения активной электрической энергии, календарного времени, интервалов времени и коррекцию часов компонентов системы, а также сбор результатов и построение графиков получасовых нагрузок, необходимых для организации рационального контроля и учета энергопотребления. Параметры надежности средств измерений АИИС КУЭ трансформаторов напряжения и тока, счетчиков электроэнергии соответствуют техническим требованиям к АИИС КУЭ субъекта ОРЭ. Для непосредственного подключения к отдельным счетчикам (в случае, например, повреждения линии связи) предусматривается использование переносного компьютера типа NoteBook с последующей передачей данных на компьютер высшего уровня.

В системе обеспечена возможность автономного съема информации со счетчиков. Глубина хранения информации в системе не менее 3,5 лет. При прерывании питания все данные и параметры хранятся в энергонезависимой памяти.

Все основные технические компоненты, используемые АИИС КУЭ ООО «Марийский НПЗ», являются средствами измерений и зарегистрированы в Государственном реестре средств измерений. Устройства связи, модемы различных типов, пульта оператора, средства вычислительной техники (персональные компьютеры) отнесены к вспомогательным техническим компонентам и выполняют только функции передачи и отображения данных, получаемых от основных технических компонентов.

Программное обеспечение

ПО «Пирамида 2000» строится на базе центров сбора и обработки данных, которые объединяются в иерархические многоуровневые комплексы и служат для объединения технических и программных средств, позволяющих собирать данные коммерческого учета со счетчиков электрической энергии.

Идентификационные данные программного обеспечения, установленного в АИИС КУЭ ООО «Марийский НПЗ», приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000»

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
1	2	3	4	5

1	2	3	4	5
ПО «Пирамида 2000»	Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета (CalcClients.dll)	Версия 3.0	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	MD5
	Модуль расчета небаланса энергии/мощности (CalcLeakage.dll)	от 20.07.2012	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	
	Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах (CalcLosses.dll)	Ревизия 22344	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	
	Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений (Metrology.dll)		52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	
	Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе (ParseBin.dll)		6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	
	Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК (ParseIEC.dll)		48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	
	Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus (ParseModbus.dll)		c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	
	Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида (ParsePiramide.dll)		ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	
	Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации (SynchroNSI.dll)		530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	
	Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени (VerifyTime.dll)		1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	

В соответствии с МИ 3286-2010 установлен уровень «С» защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические и технические характеристики

параметр	значение
Пределы допускаемых значений относительной погрешности АИ-ИС КУЭ при измерении электрической энергии.	Значения пределов допускаемых погрешностей приведены в таблице 3
Параметры питающей сети переменного тока: Напряжение, В частота, Гц	220± 22 50 ± 1
Температурный диапазон окружающей среды для: - счетчиков электрической энергии, °С - трансформаторов тока и напряжения, °С	от +5 до +35 от минус 40 до +40
Индукция внешнего магнитного поля в местах установки счетчиков, не более, мТл	0,5

параметр	значение
Мощность, потребляемая вторичной нагрузкой, подключаемой к ТТ и ТН, % от номинального значения	25-100
Потери напряжения в линии от ТН к счетчику, не более, %	0,25
Первичные номинальные напряжения, кВ	10
Первичные номинальные токи, кА	0,2
Номинальное вторичное напряжение, В	100
Номинальный вторичный ток, А	5
Количество точек измерения, шт.	4
Интервал задания границ тарифных зон, мин	30
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов, с/сутки	±5
Средний срок службы системы, лет	15

Пределы допускаемых относительных погрешностей измерений активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ИВК «ИКМ-Пирамида» и определяются классом применяемых ТТ, ТН и электросчетчиков.

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерений электроэнергии в ИВК «ИКМ-Пирамида», получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

Таблица 3 - Пределы допускаемых относительных погрешностей ИК при измерении электрической энергии для рабочих условий эксплуатации, d_p , %.

№ ИК	Состав ИИК	cos φ (sin φ)	$\delta_{1(2)\%I}$	$\delta_{5\%I}$	$\delta_{20\%I}$	$\delta_{100\%I}$
			$I_{1(2)\%} \leq I < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I < I_{120\%}$
1, 2	ТТ класс точности 0,2S ТН класс точности 0,2 Счетчик класс точности 0,2S (активная энергия)	1	±1,2	±0,8	±0,8	±0,8
		0,8 (емк.)	±1,5	±1,1	±1,0	±1,0
		0,5 (инд.)	±2,2	±1,4	±1,2	±1,2
	ТТ класс точности 0,2S ТН класс точности 0,2 Счетчик класс точности 0,5 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	±2,5	±2,1	±1,8	±1,8
		0,5 (0,87)	±2,0	±1,8	±1,6	±1,6
		1	±2,0	±1,2	±1,1	±1,1
3, 4	ТТ класс точности 0,5S ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 0,2S (активная энергия)	0,8 (емк.)	±3,0	±1,8	±1,4	±1,4
		0,5 (инд.)	±5,5	±3,1	±2,3	±2,3
		0,8 (0,6)	±4,7	±3,0	±2,4	±2,4
	ТТ класс точности 0,5S ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 0,5 (реактивная энергия)	0,5 (0,87)	±3,0	±2,2	±1,8	±1,8

Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении средней получасовой мощности для рабочих условий эксплуатации на интервалах усреднения получасовой мощности, на которых не производится корректировка часов (d_p), рассчитываются по следующей формуле (на основании считанных по цифровому интерфейсу показаний счетчика о средней получасовой мощности, хранящейся в счетчике в виде профиля нагрузки в импульсах):

$$d_p = \pm \sqrt{d_{\text{с}}^2 + \left(\frac{KK_e \cdot 100\%}{1000PT_{\text{ср}}} \right)^2}, \text{ где}$$

d_p - пределы допускаемой относительной погрешности при измерении средней получасовой мощности и энергии, %;

d_s - пределы допускаемой относительной погрешности системы из табл.3, %;

K – масштабный коэффициент, равный общему коэффициенту трансформации трансформаторов тока и напряжения;

K_e – внутренняя константа счетчика (величина эквивалентная 1 импульсу, выраженному в Вт•ч);

T_{cp} - интервал усреднения мощности, выраженный в часах;

P - величина измеренной средней мощности с помощью системы на данном интервале усреднения, выраженная в кВт.

Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерения средней мощности системы на интервалах усреднения мощности, на которых производится корректировка времени, рассчитываются по следующей формуле:

$$d_{p,корр.} = \frac{\Delta t}{3600T_{cp}} \cdot 100\% , \text{ где}$$

Δt - величина произведенной корректировки значения текущего времени в счетчиках (в секундах);

T_{cp} - величина интервала усреднения мощности (в часах).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульных листах эксплуатационной документации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ ООО «Марийский НПЗ» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплект поставки АИИС КУЭ ООО «Марийский НПЗ» приведен в таблице 4 и 5.
Таблица 4 - Комплект поставки АИИС КУЭ ООО «Марийский НПЗ».

Канал учета		Средство измерений	
№ ИК	Наименование объекта учета (по документации энергообъекта)	Наименование средств измерений	Обозначение, тип, метрологические характеристики, зав. №, № Госреестра
1	2	3	4
	АИИС КУЭ ООО «Марийский НПЗ»	ИВК «ИКМ-Пирамида»	№ 443 ГР № 45270-10
1	ВЛ-1001	ТТ	ТОЛ-СЭЦ-10 Класс точности 0,2S $I_1/I_2 = 200/5$ №№ 31728-12; 31688-12; 31665-12 ГР № 32139-11
		ТН	ЗНОЛПМ Класс точности 0,2 $U_1/U_2 = 10000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ №№ 2001538; 2001541; 2001522 ГР № 35505-07
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М; Класс точности 0,2S/0,5 № 0801121253 ГР № 36697-08

1	2	3	4
2	ВЛ-1002	ТТ	ТОЛ-СЭЩ-10 Класс точности 0,2S $I_1/I_2 = 200/5$ №№ 31732-12; 32445-12; 31664-12 ГР № 32139-11
		ТН	ЗНОЛПМ Класс точности 0,2 $U_1/U_2 = 10000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ №№ 2001521; 2001539; 2001540 ГР № 35505-07
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М; Класс точности 0,2S/0,5 № 0801121115 ГР № 36697-08
3	ВЛ-1005	ТТ	ТОЛ-СЭЩ-10 Класс точности 0,5S $I_1/I_2 = 200/5$ №№ 21314-10; 21210-10 ГР № 32139-06
		ТН	НАМИ-10 Класс точности 0,5 $U_1/U_2 = 10000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ № 622 ГР № 20186-00
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М; Класс точности 0,2S/0,5 № 0809120590 ГР № 36697-08
4	ВЛ-1006	ТТ	ТОЛ-СЭЩ-10 Класс точности 0,5S $I_1/I_2 = 200/5$ №№ 21313-10; 21316-10 ГР № 32139-06
		ТН	НАМИ-10 Класс точности 0,5 $U_1/U_2 = 10000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ №№ 20186-00 № 349 ГР № 20186-00
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М; Класс точности 0,2S/0,5 № 0811110150 ГР № 36697-08

Примечание: в процессе эксплуатации системы возможны замены отдельных измерительных компонентов без переоформления свидетельства об утверждении типа АИИС КУЭ: стандартизованных компонентов - измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные утвержденных типов, класс точности которых должен быть не хуже класса точности первоначально указанных в таблице 4. Замена оформляется актом, согласно МИ 2999-2011. Акт хранится совместно с описанием типа АИИС КУЭ ООО «Марийский НПЗ» как его неотъемлемая часть.

Таблица 5 – Вспомогательное оборудование, документация

Наименование программного обеспечения, вспомогательного оборудования и документации	Необходимое количество для АИИС КУЭ ООО «Марийский НПЗ»
Сервер ИВК - HP DL380R06 E5606 (Rack2U XeonQC 2.13Ghz(8Mb)/2x2GbRD/P410i НЖМД - HP 146Gb	1 шт. 4 шт.
Источник бесперебойного питания (ИБП) Smart-UPS 2200VA	1 шт.
Коммутатор Ethernet	1 шт.
KVM	1 шт.
Консоль (дисплей, клавиатура, тачпад)	1 шт.
Преобразователь оптического сигнала в Ethernet	1 шт.
Сотовый модем MC52iT Terminal	1 шт.
Сикон TC65 GSM	1 шт.
Радиомодем Невод-5	3 шт.
Устройство синхронизации системного времени УСВ-2	1 шт.
Инженерный пульт на базе Notebook	1 шт.
АРМ	2 шт.
Оборудование для организации сегмента АИИС КУЭ сети EHERNET	
Формуляр НВЦП.422200.062.ФО	1(один) экземпляр
Методика поверки НВЦП.422200.062.МП	1(один) экземпляр
Руководство по эксплуатации НВЦП.422200.062.РЭ	1(один) экземпляр
Программное обеспечение электросчетчиков	
ПО «Пирамида 2000» Сервер	1 шт.
ПО «Пирамида 2000» АРМ ОГЭ	2 шт.
ПО «Пирамида 2000» Модуль субъекта ОРЭ	1 шт.

Поверка

осуществляется по документу: «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ ООО «Марийский НПЗ». Методика поверки» НВЦП.422200.062.МП, утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в декабре 2012 г.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;

- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;

- средства поверки счетчиков электрической энергии многофункциональных СЭТ-4ТМ.03М в соответствии с методикой поверки «Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 20.11.2007 г.;

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе: «Методика измерений количества электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «Марийский НПЗ». НВЦП.422200.062.МИ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к Системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ ООО «Марийский НПЗ»

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

2. ГОСТ 8.596-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
3. ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
4. ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений
осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель ОАО «Электроцентроналадка»
123995, г. Москва, Г-59, ГСП-5, Бережковская наб., д.16 корп. 2

Испытательный центр ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»
аттестат аккредитации 30004-08 от 27.06.2008г.
119361, Москва, ул. Озерная, 46.
Тел. 781-86-03; e-mail: dept208@vniims.ru

Заместитель
Руководителя Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии

Ф.В. Булыгин

МП «___» _____ 2013 г.