

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ДГК», объект Николаевская ТЭЦ (актуализация 2013/3)

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ДГК», объект Николаевская ТЭЦ (актуализация 2013/3) (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительные трансформаторы тока (далее - ТТ) класса точности 0,5S по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее - ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии СЭТ-4ТМ 03.01 класса точности 0,5S по ГОСТ Р 30206-94 (в части активной электроэнергии) и 1,0 по ГОСТ Р 26035-83 (в части реактивной электроэнергии), установленные на объектах АИИС КУЭ.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, который включает в себя устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД) типа СИКОН С50 (Госреестр СИ № 28523-05, зав. № 08.147) и технические средства приема-передачи данных.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ, включающий в себя сервер, обеспечивающий функции сбора и хранения результатов измерений; технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации; технические средства приема-передачи данных.

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

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, которые усредняются за период 0,02 с.

Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной 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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Каждые 30 минут УСПД производит опрос всех подключенных к нему цифровых счетчиков ИК. Полученная информация записывается в энергонезависимую память УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям на верхний уровень системы (сервер БД), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Сервер базы данных (далее – сервер БД), с периодичностью один раз в 30 минут производит опрос УСПД уровня ИВКЭ. Полученная информация записывается в базу данных сервера БД.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется в соответствии с согласованными сторонами регламентами.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), созданной на основе устройства синхронизации времени УСВ-1(Госреестр СИ № 28716-05, зав. № 1428). Сличение времени часов сервера происходит при каждом сеансе связи с УСВ-1. Часы УСПД синхронизируются от часов сервера с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция проводится при расхождении часов сервера и УСПД на значение превышающее  $\pm 2$  с (программируемый параметр). Часы счетчика синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на  $\pm 2$  с (программируемый параметр).

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (далее – ПО) EMCOS Corporate, с помощью которого решаются задачи автоматического накопления, обработки, хранения и отображения измерительной информации.

Таблица 1 - Сведения о программном обеспечении.

Наименование программного модуля (идентификационное наименование ПО)/ Модуль		Номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентифика- тора ПО
1		2	3	4
модуль обеспечения работоспособности всех модулей системы	STControlApp.exe	2.1	53C59D78962E4D80C7 EDA2C828AE498C	MD5
модуль, распределяющий ответы драйвера	STDistributor.exe		824693630D5F29003B6 CBC52120E0FA3	
модуль связи с приборами учета	STLink.exe		98902BD372A6E5F99A D307CB88D48F08	
модуль, организующий сбор данных.	STLine.exe		F5204FC38C929264A62 E5A614B08FA7A	
модуль для импорта данных	STImport_21.exe		3860725199947853843D E75A7266F95A	
модуль подключения к БД	STDataSnapServer.exe		2104BFBA5552413CF40 87372C86F367E	
модуль записи данных в базу данных ORACLE	STStore.exe		AA5E48EE6564C2A6C E3546E07FF2663C	

Продолжение таблицы 1

1		2	3	4
модуль оповещения других модулей о событиях	STAlert.exe	2.1	A4768E3BF198E5C0CF EF01C91ACE0596	MD5
модуль обслуживания запросов web-клиентов в входе	STGate.exe		88F279A034E701E069E BB7D2545BE30E	
модуль, распределяющий ответы драйвера	STDistributor.exe		824693630D5F29003B6 CBC52120E0FA3	

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

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя. Уровень защиты – «С» в соответствии с МИ 3286-2010.

**Метрологические и технические характеристики**

Состав 1-го уровня и метрологические характеристики измерительных каналов приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав 1-го уровня и метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав 1-го уровня				К <sub>ТТ</sub> ·К <sub>ТН</sub> ·К <sub>Сч</sub>	Наименование измеряемой величины	Метрологические характеристики			
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ	Обозначение, тип	Заводской номер	Вид энергии			Основная Погрешность ИК, ± %	Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %		
1	2	3		4	5	6	7	8	9	9	
1	Николаевская ТЭЦ. Дизельгенератор ДГ - 1	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 150/5 № 7069-07	А	ТОЛ-10	22843	1800	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная  Реактивная	1,2  2,5	5,1  4,2
				В	-	-					
				С	ТОЛ-10	22844					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> =6000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2	6833					
				В							
				С							
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		0107073013							
2	Николаевская ТЭЦ. Дизельгенератор ДГ - 2	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 150/5 № 7069-07	А	ТОЛ-10	23291	1800	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная  Реактивная	1,2  2,5	5,1  4,2
				В	-	-					
				С	ТОЛ-10	22841					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> =6000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2	6833					
				В							
				С							
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		0107082163							

Примечания:

1. В Таблице 2 в графе 9 приведены пределы погрешности ИК при доверительной вероятности  $P=0,95$ ,  $\cos\varphi=0,5$  ( $\sin\varphi=0,87$ ), токе ТТ, равном 2 % от  $I_{ном}$  и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 10 °С до 30 °С.

2. Нормальные условия:

- параметры питающей сети: напряжение -  $(220\pm 4,4)$  В; частота -  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
- параметры сети: диапазон напряжения -  $(0,98 - 1,02)U_n$ ; диапазон силы тока -  $(1,0 - 1,2)I_n$ ; диапазон коэффициента мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) –  $0,87(0,5)$ ; частота -  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
- температура окружающего воздуха: ТТ - от минус 40 °С до 50 °С; ТН- от минус 40 °С до 50 °С; счетчиков:  $(23\pm 2)$  °С ; УСПД - от 15 °С до 25 °С;
- относительная влажность воздуха -  $(70\pm 5)$  %;
- атмосферное давление -  $(750\pm 30)$  мм рт.ст.  $((100\pm 4)$  кПа).

3. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения  $(0,9 - 1,1)U_{н1}$ ; диапазон силы первичного тока  $(0,01(0,02) - 1,2)I_{н1}$ ; коэффициент мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ )  $0,5 - 1,0(0,6 - 0,87)$ ; частота  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
- температура окружающего воздуха от минус 40°С до 40°С ;
- относительная влажность воздуха  $(70\pm 5)$  %;
- атмосферное давление  $(100\pm 4)$  кПа.

Для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения  $(0,9 - 1,1)U_{н2}$ ; диапазон силы вторичного тока  $(0,01 - 1,2)I_{н2}$ ; диапазон коэффициента мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ )  $0,5-1,0 (0,6 - 0,87)$ ; частота  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения 0,5 мТл;
- температура окружающего воздуха от 0°С до 35°С;
- относительная влажность воздуха  $(40-60)$  %;
- атмосферное давление  $(100\pm 4)$  кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение  $(220\pm 10)$  В; частота  $(50 \pm 1)$  Гц;
- температура окружающего воздуха от 10°С до 30°С;
- относительная влажность воздуха  $(70\pm 5)$  %;
- атмосферное давление  $(100\pm 4)$  кПа.

4. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2, УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчик – среднее время наработки на отказ: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03 – не менее 90000 часов; среднее время восстановления работоспособности 2 часа;
- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 70000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 24$  ч;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 45000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 1$  ч.

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчика и УСПД фиксируются факты:

- попытка несанкционированного доступа;
- факты связи со счетчиком, приведших к изменениям данных;
- изменение текущего значения времени и даты при синхронизации времени;
- отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
- перерывы питания

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - счетчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - УСПД;
  - ИВК.
- наличие защиты на программном уровне:
  - пароль на счетчике;
  - пароль на УСПД;
  - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей;
  - ИВК.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована);

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – глубина хранения профиля нагрузки получасовых интервалов не менее 35 суток;
- ИВКЭ – суточных данных о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу не менее 35 суток;
- ИВК – хранение результатов измерений не менее 3,5 лет.

### Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ДГК», объект Николаевская ТЭЦ (актуализация 2013/3) типографским способом.

### Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений. Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3. Комплектность АИИС КУЭ

Наименование (обозначение) изделия	Кол. (шт.)
Трансформаторы тока ТОЛ-10	4
Трансформаторы напряжения НАМИ-10-95 УХЛ2	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03.01	2
Контроллер сетевой индустриальный СИКОН С50	1
Устройство синхронизации времени УСВ-1	1
Методика поверки	1
Формуляр АТ.597/234-13.ФО.03	1
Техническое задание АТ.597/234-13.ТЗ.03	1

## Поверка

осуществляется по документу МП 57273-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ДГК», объект Николаевская ТЭЦ (актуализация 2013/3). Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в марте 2014 года.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2845-2003 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения  $6/\sqrt{3} \dots 35$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации»;
- по МИ 3195-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- по МИ 3196-2009. «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03 – в соответствии с методикой поверки ИГЛШ.411152.124РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИГЛШ.411152.124РЭ. Методика поверки, согласованная с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- для УСПД СИКОН С50 – в соответствии документом «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С50. Методика поверки ВЛСТ 198.00.000 И1», утвержденным ВНИИМС в 2004 году;
- Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений 27008-04;
- Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от -20 до + 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %.

## Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе АТ.597/234-13.ТЗ.03 «Техническое задание на автоматизированную информационно-измерительную систему коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «ДАЛЬНЕВОСТОЧНАЯ ГЕНЕРИРУЮЩАЯ КОМПАНИЯ» Расширение измерительно-информационных комплексов. СП «Николаевская ТЭЦ»

**Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ДГК», объект Николаевская ТЭЦ (актуализация 2013/3).**

ГОСТ 22261-94	«Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
ГОСТ 1983-2001	«Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
ГОСТ 7746-2001	«Трансформаторы тока. Общие технические условия».

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

Общество с ограниченной ответственностью «Авентус-Технологии»  
(ООО «Авентус-Технологии»)  
680000, Россия, г. Хабаровск,  
Ул. Дзержинского, 21  
тел./факс: (4212) 703-717; 744-717

**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](mailto:office@vniims.ru), [www.vniims.ru](http://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.