



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

ОС.Е.34.169.А № 74009

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО "Находкинский МТП"

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 0265-19

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

Общество с ограниченной ответственностью "Телекор ДВ" (ООО "Телекор
ДВ"), г. Хабаровск

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 75151-19

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП-312235-047-2019

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от 31 мая 2019 г. № 1268

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

А.В.Кулешов

"....." 2019 г.

Серия СИ

№ 036216

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Находкинский МТП»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Находкинский МТП» (далее по тексту - АИИС КУЭ), предназначена для измерений активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, передачи, хранения и отображения результатов измерений.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ, включающий в себя Центр сбора и обработки данных (ЦСОД) ПАО «Дальневосточная Энергетическая Компания» (ПАО «ДЭК»).

ИВК ПАО «ДЭК» состоит из ЦСОД ПАО «Дальневосточная Энергетическая Компания», программного обеспечения (ПО) «АльфаЦентр», а также устройства синхронизации системного времени типа УССВ. К серверу ИВК ПАО «ДЭК» подключен коммутатор Ethernet. Также к коммутатору подключено автоматизированное рабочее место (АРМ) персонала.

В ИВК АИИС КУЭ предусмотрено выполнение следующих функций:

- автоматический регламентный сбор результатов измерений;
- сбор и хранение данных о состоянии средств измерений («Журналов событий» электросчетчиков) со всех ИИК;
- обработку данных и их архивирование;
- доступ к информации и ее передача в организации - участники оптового рынка электроэнергии (ОРЭ).

Измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ состоят из двух 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 преобразуют 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи и каналом образующей аппаратуре (GSM-модемы) поступает на вход сервера ЦСОД ПАО «ДЭК», где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии, осуществляется в соответствии с согласованными сторонами регламентами.

Результаты измерений передаются с сервера, установленного в ПАО «ДЭК» в виде электронного документа, сформированного посредством расширяемого языка разметки (Extensible Markup Language - XML) в соответствии со спецификацией 1.0, в АО «АТС», АО «СО ЕЭС».

Один раз в сутки ИВК ПАО «ДЭК» автоматически формирует файл отчета с результатами измерений при помощи ПО «АльфаЦентр», в формате XML, и автоматически передает его в АО «СО ЕЭС», в организации – участника оптового рынка и в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом (ИАСУ КУ) АО «АТС» через IP сеть передачи данных, с доступом в глобальную компьютерную сеть Internet.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ включает в себя устройство синхронизации системного времени типа УССВ на основе приемника сигналов точного времени от спутниковой глобальной системы позиционирования (GPS), часы счетчиков и серверов.

В ИВК используется устройство синхронизации системного времени типа УССВ, установленное в ЦСОД ПАО «ДЭК», принимающее сигналы точного времени от спутниковой глобальной системы позиционирования (GPS).

Часы счетчика синхронизируются от часов сервера раз в сутки, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера более чем на ± 2 с (программируемый параметр).

Синхронизация времени часов ИВК ПАО «ДЭК» выполняется 6 раз в сутки (каждые 4 часа) в соответствии с метками времени, полученными от УССВ по запросу сервера ИВК, при расхождении времени более чем на ± 1 с.

Синхронизация времени счетчиков электроэнергии и сервера отражаются в журналах событий.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР», в состав которого входят программные модули, указанные в таблице 1. ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 15.07.07
Цифровой идентификатор метрологически значимой части ПО ac_metrology.dll	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Уровень защиты ПО – «средний», в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3 и 4.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер и наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	Сервер
1	2	3	4	5	6
1	ПС Порт 35 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1с, яч.4	ТЛМ-10 К _т = 0,5 К _{тт} = 600/5 Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №) 2473-00	НТМИ-6-66 К _т = 0,5 К _{тн} = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 К _т = 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	HP ProLiant DL380e Gen8 HP ProLiant DL320e Gen8
2	ПС Порт 35 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 с, яч.19	ТЛМ-10 К _т = 0,5 К _{тт} = 600/5 Рег. № 2473-00	НТМИ-6-66 К _т = 0,5 К _{тн} = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 К _т = 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
3	ПС Порт 35 кВ, ЗРУ-6 кВ, яч.2, ввод 0,4 кВ ТСН-1	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.04 К _т = 1,0/2,0 Рег. № 36354-07	
4	ПС Порт 35 кВ, ЗРУ-6 кВ, яч.17, ввод 0,4 кВ ТСН-2	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.04 К _т = 1,0/2,0 Рег. № 36354-07	
5	ПС Порт 35 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1 с, яч.1, КЛ-6 кВ Ф-1	ТЛМ-10 К _т = 0,5 К _{тт} = 50/5 Рег. № 2473-00	НТМИ-6-66 К _т = 0,5 К _{тн} = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 К _т = 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
6	ПС Порт 35 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 с, яч.15, КЛ-6 кВ Ф-15	ТЛМ-10 К _т = 0,5 К _{тт} = 300/5 Рег. № 2473-00	НТМИ-6-66 К _т = 0,5 К _{тн} = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 К _т = 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
7	ПС Порт 35 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 с, яч.16, КЛ-6 кВ Ф-16	ТОЛ-10-1 К _т = 0,5S К _{тт} = 100/5 Рег. № 47959-11	НТМИ-6-66 К _т = 0,5 К _{тн} = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 К _т = 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
8	ПС Астафьево 35 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1 с, Яч.2 КЛ-6 кВ Ф-2	ТПЛ-СВЭЛ-10 К _т = 0,5S К _{тт} = 400/5 Рег. № 44701-10	НТМИ-6 К _т = 0,5 К _{тн} = 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М.01 К _т = 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
9	ПС Астафьево 35 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1 с, Яч.4 КЛ-6 кВ Ф-4	ТПЛ-СВЭЛ-10 К _т = 0,5S К _{тт} = 400/5 Пер. № 44701-10	НТМИ-6 К _т = 0,5 К _{тн} = 6000/100 Пер. № 831-53	СЭТ- 4ТМ.03М.01 К _т = 0,5S/1,0 Пер. № 36697-08	HP ProLiant DL380e Gen8 HP ProLiant DL 320e Gen8
10	ПС Астафьево 35 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1 с, Яч.6 КЛ-6 кВ Ф-6	ТПЛ-СВЭЛ-10 К _т = 0,5S К _{тт} = 400/5 Пер. № 44701-10	НТМИ-6 К _т = 0,5 К _{тн} = 6000/100 Пер. № 831-53	СЭТ- 4ТМ.03М.01 К _т = 0,5S/1,0 Пер. № 36697-08	
11	ПС Астафьево 35 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 с, Яч.8 КЛ-6 кВ Ф-8	ТПЛ-СВЭЛ-10 К _т = 0,5S К _{тт} = 400/5 Пер. № 44701-10	НТМИ-6 К _т = 0,5 К _{тн} = 6000/100 Пер. № 831-53	СЭТ- 4ТМ.03М.01 К _т = 0,5S/1,0 Пер. № 36697-08	
12	ТП-17 6 кВ, РУ-6 кВ, Яч.5, КЛ-6 кВ Ф-5	ТОЛ-10-1 К _т = 0,5S К _{тт} = 200/5 Пер. № 47959-11	ЗНОЛП-6 К _т = 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3 Пер. № 46738-11	СЭТ- 4ТМ.03М.01 К _т = 0,5S/1,0 Пер. № 36697-08	

Примечания:

1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.

2 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, внося изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1, 2, 5, 6	Активная	1,2	5,9
	Реактивная	2,5	4,6
3, 4	Активная	1,1	4,0
	Реактивная	2,2	6,5
7 - 12	Активная	1,2	5,3
	Реактивная	2,5	4,3

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).
2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие P = 0,95.
3 Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от минус 10 до плюс 30 °С.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
<p>Нормальные условия: параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С 	<p>от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации: параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности <p>диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С</p> <ul style="list-style-type: none"> - для ТТ и ТН - для счетчиков 	<p>от 90 до 110 от 2(5; 10) до 120 от 0,5_{инд.} до 0,8_{емк.}</p> <p>от -45 до +40 от -40 до +60</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>Электросчетчики ПСЧ-3ТМ.05М:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>ИБК:</p> <ul style="list-style-type: none"> - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более 	<p>140000 2</p> <p>140000 2</p> <p>0,99 1</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Электросчетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее <p>ИБК:</p> <ul style="list-style-type: none"> - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее 	<p>45</p> <p>3,5</p>

Надежность системных решений:

- резервирование питания сервера 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 сервера 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;
 - сервера ИБК.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчике;

- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей;
- ИВК.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- сервере ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений;
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации типографическим способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	8 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-1	5 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-СВЭЛ-10	8 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-6	3 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	10 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-3ТМ.05М	2 шт.
Методика поверки	МП-312235-047-2019	1 экз.
Формуляр	ТДВ.411711.065.ФО	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП-312235-047-2019 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Находкинский МТП». Методика поверки», утвержденному ООО «Энергокомплекс» 29.03.2019 г.

Основные средства 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 Измерительные трансформаторы напряжения 6/√3... 35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации;
- по МИ 3195-2009 ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
- по МИ 3196-2009 ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
- электросчетчиков СЭТ-4ТМ.03М - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04.12.2007 г.;

- электросчетчиков ПСЧ-3ТМ.05М - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.138РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.138РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 20.11.2007г.;

- радиочасы МИР РЧ-02.00 (рег. № 46656-11);
- прибор комбинированный Testo 622 (рег. № 53505-13).

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Находкинский МТП», аттестованном ООО «РусЭнергоПром», аттестат аккредитации № RA.RU.312149 от 04.05.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Находкинский МТП»

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. 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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Телекор ДВ» (ООО «Телекор ДВ»)

ИНН 2722065434

Адрес: 680026, г. Хабаровск, ул. Тихоокеанская 60а, оф. 1

Телефон: +7 (4212) 75-87-75

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс»

(ООО «Энергокомплекс»)

Адрес: 455017, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Мичурина, д. 26, 3

Телефон: +7 (351) 958-02-68

E-mail: encomplex@yandex.ru

Аттестат аккредитации ООО «Энергокомплекс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312235 от 31.08.2017 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ___ » _____ 2019 г.