

Приложение
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» мая 2020 г. № 975

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 110/35/10 кВ «Керамзитовая» ООО ХК «СДС-Энерго»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 110/35/10 кВ «Керамзитовая» ООО ХК «СДС-Энерго» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученных результатов измерений коммерческому оператору оптового рынка, системному оператору и смежным субъектам ОРЭ.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

Измерительные каналы (ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер баз данных (СБД) с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», устройство синхронизации системного времени УССВ, каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ).

Основными функциями АИИС КУЭ являются:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- один раз в сутки и по запросу сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии со счетчиков (ИИК), с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение данных об измеренных величинах электроэнергии и журналов событий в базе данных сервера ИВК в течение 3,5 лет (для 30 минутных приращений энергии).
- разграничение доступа посредством паролей к базам данных для разных групп пользователей и фиксация в отдельном электронном файле всех действий пользователей с базами данных;
- конфигурирование параметров и настроек;
- защита от несанкционированного доступа маркированием и пломбированием узлов системы;
- подготовку данных по результатам измерений в XML-формате для их передачи по электронной почте в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам с использованием электронной подписи (ЭП);
- ведение журнала событий технических и программных средств (счетчики, линии связи, ПО «АльфаЦЕНТР») на сервере ИВК и счетчиках;
- ведение системы единого времени.

Принцип действия:

Первичные фазные 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 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 соотнесены с текущим временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт•ч (кВар•ч). При этом используются следующие правила округления - дробный результат измерений на интервале измерений округляется до целых кВт•ч (кВар•ч) по алгебраическим правилам округления. Если десятичная часть больше или равна 5, то результат округляется в большую сторону, если меньше – то в меньшую. При этом разница между не округленным значением и округленным прибавляется к результату измерения на следующем интервале с сохранением знака.

СБД уровня ИВК, установленный в здании офиса ООО ХК «СДС-Энерго» (серверная), с периодичностью один раз в 30-минут, осуществляет опрос счетчиков, считывая с них 30-минутный профиль мощности для каждого канала учета и журналы событий с помощью GSM сети. Считанные значения записываются в базу данных. Основной канал организован с помощью GPRS соединения. Резервный канал организован с помощью CSD соединения.

СБД производит вычисление получасовых значений электроэнергии на основании считанного профиля мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирует и отправляет по выделенному каналу с протоколом TCP/IP сети Ethernet отчеты в виде xml- файлов в форматах в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее по тексту – СОЕВ). В СОЕВ входят все средства измерений времени (встроенные часы счетчиков, сервера уровня ИВК, УССВ), влияющие на процесс измерения количества электроэнергии, и учитываются временные характеристики (задержки) линий связи между ними, которые используются при синхронизации времени. СОЕВ привязана к единому календарному времени.

На уровне ИВК СОЕВ организована с помощью подключенного к серверу УССВ УСВ-3, которое имеет встроенный модуль синхронизации времени, работающей от сигналов точного времени GPS/ГЛОНАСС.

Коррекция часов сервера ИВК происходит при расхождении часов сервера ИВК и УСВ-3 более чем на ± 2 с (программируемый параметр).

Часы счетчиков ИК синхронизируются от часов ИВК с периодичностью не реже 1 раза в сутки, коррекция часов счетчиков ИК проводится при расхождении времени счетчика ИК и времени ИВК более чем на ± 2 с (программируемый параметр).

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени при проведении измерений количества электроэнергии с точностью не хуже ± 5 с/сут.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение ПО «АльфаЦЕНТР».

ПО «АльфаЦЕНТР» используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, а также их отображение, распечатку и передачу в форматах предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР» приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3e73b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

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

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты каналов передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «средний» в соответствии с разделом 4.5. Р 50.2.77-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты					Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	СОЕВ	Сервер		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС 110/35/10 кВ Керамзитовая, ЗРУ-10 кВ, 1СШ-10 кВ, яч. №11	ТОЛ-10-1 КТ 0,5S 200/5 Рег. № 15128-07	НОЛ.08 КТ 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 9219-83	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 51644-12	HP DL160 Gen9 E5-2609v3	Активная	±1,6	±2,1
							Реактивная	±2,9	±3,2
2	ПС 110/35/10 кВ Керамзитовая, ЗРУ-10 кВ, 1СШ-10 кВ, яч. №13	ТОЛ-10 УТ2 КТ 0,5 100/5 Рег. № 6009-77	НОЛ.08 КТ 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 9219-83	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег. № 51644-12	HP DL160 Gen9 E5-2609v3	Активная	±1,7	±2,3
							Реактивная	±3,0	±3,3
3	ПС 110/35/10 кВ Керамзитовая, ЗРУ-10 кВ, 1СШ-10 кВ, яч. №15	ТОЛ-10 КТ 0,5 100/5 Рег. № 7069-82	НОЛ.08 КТ 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 9219-83	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег. № 51644-12	HP DL160 Gen9 E5-2609v3	Активная	±1,7	±2,3
							Реактивная	±3,0	±3,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
4	ПС 110/35/10 кВ Керамзитовая, ЗРУ-10 кВ, 2СШ-10 кВ, яч. №25	ТОЛ-10 КТ 0,5 100/5 Рег. № 7069-82	НОЛ.08 КТ 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 9219-83	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег. № 51644-12	HP DL160 Gen9 E5-2609v3	Активная	±1,7	±2,3		
								Реактивная	±3,0	±3,3	
5	ПС 110/35/10 кВ Керамзитовая, ЗРУ-10 кВ, 2СШ-10 кВ, яч. №27	ТОЛ-10 КТ 0,5 100/5 Рег. № 7069-82	НОЛ.08 КТ 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 9219-83	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04					Активная	±1,7	±2,3
								Реактивная	±3,0	±3,3	
6	ПС 110/35/10 кВ Керамзитовая, ЗРУ-10 кВ, 2СШ-10 кВ, яч. №29	ТОЛ-10 КТ 0,5 100/5 Рег. № 7069-82	НОЛ.08 КТ 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 9219-83	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12					Активная	±1,7	±2,3
								Реактивная	±3,0	±3,3	
7	ПС 110/35/10 кВ Керамзитовая, ЗРУ-10 кВ, ввод 1, яч. №3	ТОЛ-10 600/5 КТ 0,5 Рег. № 7069-82	НОЛ.08 КТ 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 9219-83	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04					Активная	±1,7	±2,1
								Реактивная	±3,2	±3,3	
8	ПС 110/35/10 кВ Керамзитовая, ЗРУ-10 кВ, ввод 2, яч. №37	ТОЛ-10 600/5 КТ 0,5 Рег. № 7069-82	НОЛ.08 КТ 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 9219-83	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04					Активная	±1,7	±2,1
						Реактивная	±3,2	±3,3			
9	ПС 110/35/10 кВ Керамзитовая, ЗРУ-10 кВ, 1СШ-10 кВ, яч. №1	ТОЛ-10 100/5 КТ 0,5 Рег. № 7069-82	НОЛ.08 КТ 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 9219-83	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная	±1,7	±2,1		
						Реактивная	±3,2	±3,3			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
10	ПС 110/35/10 кВ Керамзитовая, ЗРУ-10 кВ, 1СШ-10 кВ, яч. №7	ТОЛ-10 100/5 КТ 0,5 Пер. № 7069-82	НОЛ.08 КТ 0,5 10000:√3/100:√3 Пер. № 9219-83	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	УСВ-3 Пер. № 51644-12	HP DL160 Gen9 E5-2609v3	Активная	±1,7	±2,1		
								Реактивная	±3,2	±3,3	
11	ПС 110/35/10 кВ Керамзитовая, ЗРУ-10 кВ, 1СШ-10 кВ, яч. №14	ТПЛ-СЭЩ-10 150/5 КТ 0,5S Пер. № 71808-18	НОЛ.08 КТ 0,5 10000:√3/100:√3 Пер. № 9219-83	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04					Активная	±1,6	±1,8
								Реактивная	±3,1	±3,2	
12	ПС 110/35/10 кВ Керамзитовая, ЗРУ-10 кВ, 2СШ-10 кВ, яч. №28	ТОЛ-10 150/5 КТ 0,5 Пер. № 7069-82	НОЛ.08 КТ 0,5 10000:√3/100:√3 Пер. № 9219-83	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04					Активная	±1,7	±2,1
						Реактивная	±3,2	±3,3			
13	ПС 110/35/10 кВ Керамзитовая, ЗРУ-10 кВ, 1СШ-10 кВ, яч. №9	ТОЛ-10 100/5 КТ 0,5 Пер. № 7069-82	НОЛ.08 КТ 0,5 10000:√3/100:√3 Пер. № 9219-83	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04			Активная	±1,7	±2,1		
						Реактивная	±3,2	±3,3			
14	ПС 110/35/10 кВ Керамзитовая, ЗРУ-10 кВ, 2СШ-10 кВ, яч. №33	ТОЛ-10 100/5 КТ 0,5 Пер. № 7069-82	НОЛ.08 КТ 0,5 10000:√3/100:√3 Пер. № 9219-83	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04			Активная	±1,7	±2,1		
						Реактивная	±3,2	±3,3			
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с								±5			

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);

2 В качестве характеристик погрешности ИК установлены пределы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95;

3 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1 – 14 от 0 до плюс 40 °С.

4 Допускается замена измерительных трансформаторов, 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.

5 Допускается замена УСВ на аналогичное, утвержденного типа.

6 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений;

7 Допускается замена сервера без изменения, используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО);

8 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.

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

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	14
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - Частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,87 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С	от 90 до 110 от 5 до 120 от 49,6 до 50,4 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от 0 до +40

Продолжение таблицы 3

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М.01: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03.01: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	 165000 2 90000 2 70000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 45 10 3,5

Надежность системных решений:

– резервирование электрического питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

– резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

Регистрация событий:

– в журнале событий электросчетчиков:
 параметрирования;
 пропадания питания;
 коррекции времени в электросчетчике с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;

– в журнале событий сервера ИВК:

изменение значений результатов измерений;
 изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
 факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
 пропадание питания;
 замена счетчика;
 полученные с уровня ИИК «Журналы событий» счетчиков электроэнергии.

Защищенность применяемых компонентов:

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 электросчетчиков;
 промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 испытательных коробок;
 УСВ;
 сервера БД;
 – защита информации на программном уровне:
 результатов измерений (при передаче, возможность использования электронной подписи);

установка пароля на электросчетчиках;
 установка пароля на сервер БД.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество, шт
Трансформатор напряжения	НОЛ.08	6
Трансформатор тока	ТОЛ-10-1	2
Трансформатор тока	ТОЛ-10	24
Трансформатор тока	ТОЛ-10 УТ2	2
Трансформатор тока	ТПЛ-СЭЩ-10	2
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03.01	12
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	ПО «АльфаЦЕНТР»	1
Сервер	HP DL160 Gen9 E5-2609v3	1
Методика поверки	МП 14-020-2017	1
Паспорт - формуляр	95376720.АИИС.2016-001.ФО.1	1
Инструкция по эксплуатации КТС	95376720.АИИС.2016-001.ИЭ.1	1

Поверка

осуществляется по документу МП 14-020-2017 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 110/35/10 кВ «Керамзитовая» ООО ХК «СДС-Энерго». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Кемеровский ЦСМ» 20.02.2017 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»;

– счётчиков СЭТ-4ТМ.03М.01 – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.;

– счётчиков СЭТ-4ТМ.03.01 – по методике поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1 являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ. Методика поверки», согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» «10» сентября 2004 г.;

– устройство синхронизации времени УСВ-3 – по документу «Инструкция. Устройства синхронизации времени УСВ-3. Методика поверки. ВЛСТ 240.00.000И1», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИФТРИ» 2012 г.;

– термогигрометр ИВА-6-Д, Рег. № 46434-11;

– источник первичный точного времени УКУС-ПИ 02ДМ, Рег. № 60738-15.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих – кодом и (или) оттиском клейма поверителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО ХК «СДС-Энерго» на энергообъекте ПС 110/35/10 кВ «Керамзитовая», аттестованном ФБУ «Кемеровский ЦСМ», регистрационный номер RA.RU.310473 от 11.02.2016 г. в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПС 110/35/10 кВ «Керамзитовая» ООО ХК «СДС-Энерго»

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

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Холдинговая компания «СДС-Энерго» (ООО ХК «СДС-Энерго»)

ИНН 4250003450

Адрес: 650066, г. Кемерово, пр. Октябрьский, 53/2

Телефон/факс: (384-2) 57-42-02

Web-сайт: www.sdsenergo.ru

E-mail: office@sdsenergo.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Кемеровской области» (ФБУ «Кемеровский ЦСМ»)

Адрес: 650991, Кемеровская обл. - Кузбасс, Кемеровский городской округ, г. Кемерово, ул. Дворцовая, здание 2

Телефон: (3842) 36-43-89

Факс: (3842) 75-88-66

Web-сайт: www.kmrcsm.ru

E-mail: kemcsm@kmrcsm.ru

Регистрационный номер RA.RU.312319 от 21.11.2017 г. в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

«22» мая 2020 г.

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 975 от 22.05.2020 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 110/35/10 кВ «Керамзитовая» ООО ХК «СДС-Энерго»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 110/35/10 кВ «Керамзитовая» ООО ХК «СДС-Энерго» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученных результатов измерений коммерческому оператору оптового рынка, системному оператору и смежным субъектам ОРЭ.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

Измерительные каналы (ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер баз данных (СБД) с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», устройство синхронизации системного времени УССВ, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ).

Основными функциями АИИС КУЭ являются:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- один раз в сутки и по запросу сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии со счетчиков (ИИК), с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение данных об измеренных величинах электроэнергии и журналов событий в базе данных сервера ИВК в течение 3,5 лет (для 30 минутных приращений энергии).
- разграничение доступа посредством паролей к базам данных для разных групп пользователей и фиксация в отдельном электронном файле всех действий пользователей с базами данных;
- конфигурирование параметров и настроек;
- защита от несанкционированного доступа маркированием и пломбированием узлов системы;
- подготовку данных по результатам измерений в XML-формате для их передачи по электронной почте в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам с использованием электронной подписи (ЭП);
- ведение журнала событий технических и программных средств (счетчики, линии связи, ПО «АльфаЦЕНТР») на сервере ИВК и счетчиках;
- ведение системы единого времени.

Принцип действия:

Первичные фазные 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 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 (кВар•ч). При этом используются следующие правила округления - дробный результат измерений на интервале измерений округляется до целых кВт•ч (кВар•ч) по алгебраическим правилам округления. Если десятичная часть больше или равна 5, то результат округляется в большую сторону, если меньше – то в меньшую. При этом разница между не округленным значением и округленным прибавляется к результату измерения на следующем интервале с сохранением знака.

СБД уровня ИВК, установленный в здании офиса ООО ХК «СДС-Энерго» (серверная), с периодичностью один раз в 30-минут, осуществляет опрос счетчиков, считывая с них 30-минутный профиль мощности для каждого канала учета и журналы событий с помощью GSM сети. Считанные значения записываются в базу данных. Основной канал организован с помощью GPRS соединения. Резервный канал организован с помощью CSD соединения.

СБД производит вычисление получасовых значений электроэнергии на основании считанного профиля мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирует и отправляет по выделенному каналу с протоколом TCP/IP сети Ethernet отчеты в виде xml-файлов в форматах в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее по тексту – СОЕВ). В СОЕВ входят все средства измерений времени (встроенные часы счетчиков, сервера уровня ИВК, УССВ), влияющие на процесс измерения количества электроэнергии, и учитываются временные характеристики (задержки) линий связи между ними, которые используются при синхронизации времени. СОЕВ привязана к единому календарному времени.

На уровне ИВК СОЕВ организована с помощью подключенного к серверу УССВ УСВ-3, которое имеет встроенный модуль синхронизации времени, работающей от сигналов точного времени GPS/ГЛОНАСС.

Коррекция часов сервера ИВК происходит при расхождении часов сервера ИВК и УСВ-3 более чем на ± 2 с (программируемый параметр).

Часы счетчиков ИК синхронизируются от часов ИВК с периодичностью не реже 1 раза в сутки, коррекция часов счетчиков ИК проводится при расхождении времени счетчика ИК и времени ИВК более чем на ± 2 с (программируемый параметр).

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени при проведении измерений количества электроэнергии с точностью не хуже ± 5 с/сут.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение ПО «АльфаЦЕНТР».

ПО «АльфаЦЕНТР» используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, а также их отображение, распечатку и передачу в форматах предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР» приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3e73b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

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

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты каналов передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «средний» в соответствии с разделом 4.5. Р 50.2.77-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты					Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК		
		ТТ	ТН	Счетчик	СОЕВ	Сервер		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
1	ПС 110/35/10 кВ Керамзитовая, ЗРУ-10 кВ, 1СШ-10 кВ, яч. №11	ТОЛ-10-1 КТ 0,5S 200/5 Рег. № 15128-07	НОЛ.08 КТ 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 9219-83	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 51644-12	HP DL160 Gen9 E5-2609v3	Активная	±1,6	±2,1	
								Реактивная	±2,9	±3,2
2	ПС 110/35/10 кВ Керамзитовая, ЗРУ-10 кВ, 1СШ-10 кВ, яч. №13	ТОЛ-10 УТ2 КТ 0,5 100/5 Рег. № 6009-77	НОЛ.08 КТ 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 9219-83	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04					Активная	±1,7
							Реактивная	±3,0	±3,3	
3	ПС 110/35/10 кВ Керамзитовая, ЗРУ-10 кВ, 1СШ-10 кВ, яч. №15	ТОЛ-10 КТ 0,5 100/5 Рег. № 7069-82	НОЛ.08 КТ 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 9219-83	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная	±1,7	±2,3	
							Реактивная	±3,0	±3,3	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
4	ПС 110/35/10 кВ Керамзитовая, ЗРУ-10 кВ, 2СШ-10 кВ, яч. №25	ТОЛ-10 КТ 0,5 100/5 Рег. № 7069-82	НОЛ.08 КТ 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 9219-83	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег. № 51644-12	HP DL160 Gen9 E5-2609v3	Активная	±1,7	±2,3		
								Реактивная	±3,0	±3,3	
5	ПС 110/35/10 кВ Керамзитовая, ЗРУ-10 кВ, 2СШ-10 кВ, яч. №27	ТОЛ-10 КТ 0,5 100/5 Рег. № 7069-82	НОЛ.08 КТ 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 9219-83	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04					Активная	±1,7	±2,3
								Реактивная	±3,0	±3,3	
6	ПС 110/35/10 кВ Керамзитовая, ЗРУ-10 кВ, 2СШ-10 кВ, яч. №29	ТОЛ-10 КТ 0,5 100/5 Рег. № 7069-82	НОЛ.08 КТ 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 9219-83	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12					Активная	±1,7	±2,3
								Реактивная	±3,0	±3,3	
7	ПС 110/35/10 кВ Керамзитовая, ЗРУ-10 кВ, ввод 1, яч. №3	ТОЛ-10 600/5 КТ 0,5 Рег. № 7069-82	НОЛ.08 КТ 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 9219-83	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04					Активная	±1,7	±2,1
								Реактивная	±3,2	±3,3	
8	ПС 110/35/10 кВ Керамзитовая, ЗРУ-10 кВ, ввод 2, яч. №37	ТОЛ-10 600/5 КТ 0,5 Рег. № 7069-82	НОЛ.08 КТ 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 9219-83	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04					Активная	±1,7	±2,1
						Реактивная	±3,2	±3,3			
9	ПС 110/35/10 кВ Керамзитовая, ЗРУ-10 кВ, 1СШ-10 кВ, яч. №1	ТОЛ-10 100/5 КТ 0,5 Рег. № 7069-82	НОЛ.08 КТ 0,5 10000:√3/100:√3 Рег. № 9219-83	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Активная	±1,7	±2,1		
						Реактивная	±3,2	±3,3			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
10	ПС 110/35/10 кВ Керамзитовая, ЗРУ-10 кВ, 1СШ-10 кВ, яч. №7	ТОЛ-10 100/5 КТ 0,5 Пер. № 7069-82	НОЛ.08 КТ 0,5 10000:√3/100:√3 Пер. № 9219-83	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	УСВ-3 Пер. № 51644-12	HP DL160 Gen9 E5-2609v3	Активная	±1,7	±2,1		
								Реактивная	±3,2	±3,3	
11	ПС 110/35/10 кВ Керамзитовая, ЗРУ-10 кВ, 1СШ-10 кВ, яч. №14	ТПЛ-СЭЩ-10 150/5 КТ 0,5S Пер. № 71808-18	НОЛ.08 КТ 0,5 10000:√3/100:√3 Пер. № 9219-83	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04					Активная	±1,6	±1,8
								Реактивная	±3,1	±3,2	
12	ПС 110/35/10 кВ Керамзитовая, ЗРУ-10 кВ, 2СШ-10 кВ, яч. №28	ТОЛ-10 150/5 КТ 0,5 Пер. № 7069-82	НОЛ.08 КТ 0,5 10000:√3/100:√3 Пер. № 9219-83	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04					Активная	±1,7	±2,1
						Реактивная	±3,2	±3,3			
13	ПС 110/35/10 кВ Керамзитовая, ЗРУ-10 кВ, 1СШ-10 кВ, яч. №9	ТОЛ-10 100/5 КТ 0,5 Пер. № 7069-82	НОЛ.08 КТ 0,5 10000:√3/100:√3 Пер. № 9219-83	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04			Активная	±1,7	±2,1		
						Реактивная	±3,2	±3,3			
14	ПС 110/35/10 кВ Керамзитовая, ЗРУ-10 кВ, 2СШ-10 кВ, яч. №33	ТОЛ-10 100/5 КТ 0,5 Пер. № 7069-82	НОЛ.08 КТ 0,5 10000:√3/100:√3 Пер. № 9219-83	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04			Активная	±1,7	±2,1		
						Реактивная	±3,2	±3,3			
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с								±5			

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);

2 В качестве характеристик погрешности ИК установлены пределы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95;

3 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1 – 14 от 0 до плюс 40 °С.

4 Допускается замена измерительных трансформаторов, 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.

5 Допускается замена УСВ на аналогичное, утвержденного типа.

6 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений;

7 Допускается замена сервера без изменения, используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО);

8 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.

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

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	14
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - Частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,87 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С	от 90 до 110 от 5 до 120 от 49,6 до 50,4 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от 0 до +40

Продолжение таблицы 3

1	2
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М.01:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03.01:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч 	<p>165000</p> <p>2</p> <p>90000</p> <p>2</p> <p>70000</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Электросчетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее 	<p>45</p> <p>10</p> <p>3,5</p>

Надежность системных решений:

- резервирование электрического питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

Регистрация событий:

- в журнале событий электросчетчиков:

- параметрирования;
- пропадания питания;

- коррекции времени в электросчетчике с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;

- в журнале событий сервера ИВК:

- изменение значений результатов измерений;
- изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
- пропадание питания;
- замена счетчика;
- полученные с уровня ИИК «Журналы событий» счетчиков электроэнергии.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчетчиков;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательных коробок;
- УСВ;
- сервера БД;

- защита информации на программном уровне:

- результатов измерений (при передаче, возможность использования электронной подписи);

- установка пароля на электросчетчиках;
- установка пароля на сервер БД.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество, шт
Трансформатор напряжения	НОЛ.08	6
Трансформатор тока	ТОЛ-10-1	2
Трансформатор тока	ТОЛ-10	24
Трансформатор тока	ТОЛ-10 УТ2	2
Трансформатор тока	ТПЛ-СЭЩ-10	2
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03.01	12
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	ПО «АльфаЦЕНТР»	1
Сервер	HP DL160 Gen9 E5-2609v3	1
Методика поверки	МП 14-020-2017	1
Паспорт - формуляр	95376720.АИИС.2016-001.ФО.1	1
Инструкция по эксплуатации КТС	95376720.АИИС.2016-001.ИЭ.1	1

Поверка

осуществляется по документу МП 14-020-2017 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 110/35/10 кВ «Керамзитовая» ООО ХК «СДС-Энерго». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Кемеровский ЦСМ» 20.02.2017 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»;

– счётчиков СЭТ-4ТМ.03М.01 – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.;

– счётчиков СЭТ-4ТМ.03.01 – по методике поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1 являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ. Методика поверки», согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» «10» сентября 2004 г.;

– устройство синхронизации времени УСВ-3 – по документу «Инструкция. Устройства синхронизации времени УСВ-3. Методика поверки. ВЛСТ 240.00.000И1», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИФТРИ» 2012 г.;

– термогигрометр ИВА-6-Д, Рег. № 46434-11;

– источник первичный точного времени УКУС-ПИ 02ДМ, Рег. № 60738-15.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих – кодом и (или) оттиском клейма поверителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО ХК «СДС-Энерго» на энергообъекте ПС 110/35/10 кВ «Керамзитовая», аттестованном ФБУ «Кемеровский ЦСМ», регистрационный номер RA.RU.310473 от 11.02.2016 г. в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПС 110/35/10 кВ «Керамзитовая» ООО ХК «СДС-Энерго»

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

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Холдинговая компания «СДС-Энерго» (ООО ХК «СДС-Энерго»)

ИНН 4250003450

Адрес: 650066, г. Кемерово, пр. Октябрьский, 53/2

Телефон/факс: (384-2) 57-42-02

Web-сайт: www.sdsenergo.ru

E-mail: office@sdsenergo.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Кемеровской области» (ФБУ «Кемеровский ЦСМ»)

Адрес: 650991, Кемеровская область - Кузбасс, Кемеровский городской округ г. Кемерово, ул. Дворцовая, здание 2

Телефон: (3842) 36-43-89

Факс: (3842) 75-88-66

Web-сайт: www.kmrasm.ru

E-mail: kemasm@kmrasm.ru

Регистрационный номер RA.RU.312319 от 21.11.2017 г. в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

Заместитель

Руководителя Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

«___»_____2020 г.