

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от « 18 » сентябрь 2025 г. № _____ 1995

Регистрационный № 96457-25

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО "ОмскВодоканал" (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД).

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО).

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматическое измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, среднеинтервальной мощности;
- периодический (1 раз в полчаса, час, сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени состояния опроса журнала событий о состоянии средств измерений и результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций-участников оптового рынка электроэнергии;

- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и хранящихся в АИИС КУЭ данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИСКУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

Первичные 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, осуществляется ее хранение, накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы.

На верхнем - третьем уровне системы выполняется формирование и хранение поступающей информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации-участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде XML-файлов установленных форматов, в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием электронной подписи субъекта рынка. Передача результатов измерений и информации о состоянии средств измерений по группам точек поставки производится по выбору с 3-го уровня настоящей системы или через удаленный АРМ энергосбытовой организации.

АИИС КУЭ имеет возможность принимать измерительную информацию от других смежных АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание национальной шкалы координированного времени на всех уровнях системы (ИИК, ИВКЭ, ИВК). АИИС КУЭ оснащена УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени Российской Федерации UTC (SU) по сигналам глобальной навигационной системы ГЛОНАСС, получаемых от ГЛОНАСС-приемника.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ осуществляется не реже 1 раза в сутки во время сеанса связи с УССВ. При наличии любого расхождения сервер АИИС КУЭ производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ.

Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи с УСПД. При наличии расхождения шкалы времени

УСПД со шкалой времени сервера АИИС КУЭ ± 1 с и более производится синхронизация шкалы времени УСПД.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика со шкалой времени УСПД ± 1 с и более и более производится синхронизация шкалы времени счетчика.

Факты синхронизации времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после синхронизации или величины синхронизации времени, на которую были скорректированы указанные устройства, отражаются в журналах событий счетчика, УСПД и сервера АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер 001 средства измерений указывается в формуляре типографским способом. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Учет энергоресурсов», метрологически значимая часть которого указана в таблице 1. В ПК «Учет энергоресурсов» реализована защита измерительной информации с помощью паролей и разграничения прав доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое специальным программным обеспечением.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО ПК «Учет энергоресурсов»

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	AppServ.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.4.0.747
Цифровой идентификатор модуля ПО	775BFF9DC1CCF719B02494E6A3DE2876
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблицах 2-4.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер и наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/УССВ
1	2	3	4	5	6
1	ГПП ВОС 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.18	ТОЛ-10-І 1500/5 КТ 0,5S Рег. № 15128-07	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-08/ МИР РЧ-02 Рег. № 46656-22
2	ГПП ВОС 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.11	ТОЛ-10-І 1500/5 КТ 0,5S Рег. № 15128-07	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
3	ГПП ВОС 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, яч.33	ТОЛ-10-І 1500/5 КТ 0,5S Рег. № 15128-07	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
4	ГПП ВОС 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 4 с.ш. 6 кВ, яч.38	ТОЛ-10-І 1500/5 КТ 0,5S Рег. № 15128-07	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
5	ГПП ГНС 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.21	ТПОЛ-10 1500/5 КТ 0,5S Рег. № 1261-08	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-08/ МИР РЧ-02 Рег. № 46656-22
6	ГПП ГНС 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.22	ТПОЛ-10 1500/5 КТ 0,5S Рег. № 1261-08	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	ГПП ОБВ-2 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.1, ввод-1	ТПОЛ-10 1500/5 КТ 0,5S Рег. № 1261-08	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-08/ МИР РЧ-02 Рег. № 46656-22
8	ГПП ОБВ-2 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.27, ввод-2	ТПОЛ-10 1500/5 КТ 0,5S Рег. № 1261-08	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
9	ГПП ОБВ-1 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.12, ввод Т-1	ТПОЛ-10 800/5 КТ 0,5S Рег. № 1261-08 ТОЛ-10-І 800/5 КТ 0,5S Рег. № 15128-07	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
10	ГПП ОБВ-1 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, ТСН-1 0,23 кВ, яч. 13	ТОП 30/5 КТ 0,5 Рег. № 47959-16	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1 Рег. № 36697-17	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-08/ МИР РЧ-02 Рег. № 46656-22
11	ГПП ОБВ-1 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.1 ввод Т-2	ТПОЛ-10 800/5 КТ 0,5S Рег. № 1261-08	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
12	ГПП ОБВ-1 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, ТСН-2 0,23 кВ, яч. 2	ТОП 30/5 КТ 0,5 Рег. № 47959-16	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1 Рег. № 36697-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
13	ГПП Падь 110/6 кВ, 3РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.5	ТЛШ-10 2000/5 КТ 0,5S Рег. № 11077-07	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
14	ГПП Падь 110/6 кВ, 3РУ-6 кВ, яч.1, ТСН-1	ТОЛ-10-I 20/5 КТ 0,5S Рег. № 15128-07 ТПЛ-10 20/5 КТ 0,5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-08/ МИР РЧ-02 Рег. № 46656-22
15	ГПП Падь 110/6 кВ, 3РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.27	ТЛШ-10 2000/5 КТ 0,5S Рег. № 11077-07	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
16	ГПП Падь 110/6 кВ, 3РУ-6 кВ, яч.23, ТСН-2	ТПЛ-10 20/5 КТ 0,5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
17	ГПП ВОС 110/6 кВ, 3РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.8	ТОЛ 10 300/5 КТ 0,5 Рег. № 7069-79	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-08/ МИР РЧ-02 Рег. № 46656-22
18	ГПП ВОС 110/6 кВ, 3РУ-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, яч.45	ТОЛ 10 300/5 КТ 0,5 Рег. № 7069-79	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
19	РП-2, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.13	ТПОЛ-СВЭЛ 200/5 КТ 0,5S Рег. № 70109-17	НАМИ-10 6000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-08/ МИР РЧ-02 Рег. № 46656-22
20	РП-2, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.20	ТПЛ-10-М 10/5 КТ 0,5 Рег. № 22192-07	НАМИ-10 6000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
21	ГПП ГНС 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.14	ТПЛ-10 300/5 КТ 0,5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-08/ МИР РЧ-02 Рег. № 46656-22
22	ГПП ГНС 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.3	ТПЛ-10 300/5 КТ 0,5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
23	ГПП ОБВ-1 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.6	ТПЛ-10 100/5 КТ 0,5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
24	ГПП ОБВ-1 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.15	ТОЛ 150/5 КТ 0,5S Рег. № 47959-11	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-08/ МИР РЧ-02 Рег. № 46656-22
25	ГПП ОБВ-1 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.7	ТПЛ-10 100/5 КТ 0,5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
26	ТП-3327 Заря, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.10а	ТПЛ-10-М 30/5 КТ 0,5S Рег. № 22192-07	НАМИ-10 6000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
27	ТП-3327 Заря, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.12	ТПЛ-10 50/5 КТ 0,5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10 6000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-08/ МИР РЧ-02 Рег. № 46656-22
28	ТП-3327 Заря, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.7	ТПЛ-10 50/5 КТ 0,5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10 6000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
29	ТП-3327 Заря, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.4	ТПЛ-10 50/5 КТ 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10-66 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	

Примечания:

1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные, утвержденные типы с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение метрологических характеристик, указанных в таблице 3.
2. Допускается замена УСПД и УССВ на аналогичные, утвержденные типы.
3. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
4. Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в таблице 1.
5. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносятся 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 ($\pm\delta$), %
1-9, 11, 13, 15, 24	Активная	1,0	2,6
	Реактивная	2,6	4,3
10, 12	Активная	0,9	3,2
	Реактивная	2,4	5,5
14, 16-18, 21-23, 25, 29	Активная	1,0	2,9
	Реактивная	2,6	4,7
19, 26	Активная	0,9	2,5
	Реактивная	2,3	4,2
20, 27, 28	Активная	0,9	2,8
	Реактивная	2,3	4,6
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с			±5

Примечания:

- Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой).
- В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
- Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 до плюс 35 °C.

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	29
Нормальные условия:	
параметры сети:	
- напряжение, % от $U_{\text{ном}}$	от 98 до 102
- сила тока, % от $I_{\text{ном}}$	от 100 до 120
- коэффициент мощности cosφ	0,9
температура окружающей среды для счетчиков выпущенных по	
- ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012, ГОСТ Р 52323-2005,	
ГОСТ Р 52425-2005; ГОСТ 30206-94, °C	от +21 до +25
- ГОСТ 26035-83, °C	от +18 до + 22
Условия эксплуатации:	
параметры сети:	
- напряжение, % от $U_{\text{ном}}$	от 90 до 110
- ток, % от $I_{\text{ном}}$	от 1(2) до 120
- частота, Гц	от 49,6 до 50,4
- коэффициент мощности cosφ	0,8

Продолжение таблицы 4

1	2
температура окружающей среды для ТТ, ТН, °С	от -40 до +35
температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С	от -40 до +55
температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °С	от -40 до +70
температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С	от -40 до +55
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
Счетчики:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	
для счётчиков СЭТ-4ТМ.03М	220000
для счётчиков СЭТ-4ТМ.02.2	90000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	2
УСПД:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	82500
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	1
УССВ:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	140000
Сервер:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	100000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	1
Глубина хранения информации	
Электросчетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	114
- при отключении питания, лет, не менее	40
УСПД:	
- суточные данные о тридцатиминутных приращениях	
электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц	
по каждому каналу, сут, не менее	45
- при отключении питания, лет, не менее	3
Сервер:	
- хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения (в т.ч. пофазного);
 - коррекции времени в счетчике;
- журнале УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени УСПД;
- журнал сервера:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения (в т.ч. пофазного);

– коррекции времени в счетчиках, УСПД и сервере.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
- электросчетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательных коробок;
- УСПД;
- сервера (серверного шкафа).
- защита информации на программном уровне:
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на сервер.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формулляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-И	10
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	11
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ, ТОП, ТОЛК, ТЛК	8
Трансформаторы тока	ТЛШ-10	4
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10, ТПЛ-10У3, ТПЛ-10Т3, ТПЛУ-10, ТПЛУ-10У3, ТПЛУ-10Т3, ТПЛС-10	17
Трансформаторы тока	ТОЛ 10	4
Трансформаторы тока	ТПОЛ-СВЭЛ, ТПЛ-СВЭЛ	2
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	4
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	12
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	27

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.09	2
Устройства сбора и передачи данных	МИР УСПД-01	7
Радиочасы	МИР РЧ-02	1
Сервер АИИС КУЭ	-	1
Программное обеспечение	ПК «Учет энергоресурсов»	1
Формуляр	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ОмскВодоканал», аттестованном ООО ИИГ «КАРНЕОЛ», г. Магнитогорск, уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.314868.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «ОмскВодоканал» (АО «ОмскВодоканал»)

ИНН 5504097128

Юридический адрес: 644042, г. Омск, ул. Маяковского, 2

Телефон: +7 (3812) 31-99-21, +7 (3812) 31-46-41

E-mail: office_omsk@rosvodokanal.ru

Изготовитель

Акционерное общество «ОмскВодоканал» (АО «ОмскВодоканал»)

ИНН 5504097128

Адрес: 644042, г. Омск, ул. Маяковского, 2

Телефон: +7 (3812) 31-99-21, +7 (3812) 31-46-41

E-mail: office_omsk@rosvodokanal.ru

Испытательный центр:

Общество с ограниченной ответственностью ИНВЕСТИЦИОННО-ИНЖИНИРИНГОВАЯ ГРУППА «КАРНЕОЛ» (ООО ИИГ «КАРНЕОЛ»)

Юридический адрес: 455038, Челябинская обл., г. Магнитогорск, пр-т Ленина, д. 124, офис 15

Адрес места осуществления деятельности 455038, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, стр.2, помещ. 1, неж. помещ. 34, 38, 39, 41

Телефон: +7 3519 450-490

E-mail: carneol@bk.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312601

