

**УТВЕРЖДЕНО**  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «17» мая 2024 г. № 1197

Регистрационный № 92132-24

Лист № 1  
Всего листов 11

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ННК-Оренбургнефтегаз» первая очередь

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ННК-Оренбургнефтегаз» первая очередь (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

**Описание средства измерений**

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

АИИС КУЭ состоит из двух уровней:

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

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер сбора и баз данных (сервер), программный комплекс (ПК) «Энергосфера», устройство синхронизации времени (УСВ), автоматизированные рабочие места (АРМ) персонала, а также совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку, хранение и разграничение прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям 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.

Активная и реактивная 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 мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на второй уровень системы, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, её накопление и передача, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности.

Сервер ИВК АИИС КУЭ обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц посредством электронной почты сети Internet, при этом результаты измерений представлены в виде макетов xml.

Передача информации от сервера в заинтересованные организации осуществляется в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности. Передача информации в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергетики и мощности (ОРЭМ), в филиал АО «СО ЕЭС» осуществляется с АРМ энергосбытовых организаций (субъекты ОРЭМ).

Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах кВт·ч и соотнесены с единым календарным временем.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВК). В состав СОЕВ входят часы счетчиков, часы сервера, часы УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU). Шкала времени сервера синхронизирована со шкалой времени УСВ, сличение ежесекундное, синхронизация осуществляется при расхождении шкалы времени УСВ и сервера более чем на  $\pm 1$  с (параметр программируемый).

Сервер осуществляет синхронизацию шкалы времени часов счетчиков. Сличение шкалы времени часов счетчиков со шкалой времени сервера происходит не реже одного раза в сутки, корректировка шкалы времени часов счетчиков происходит при расхождении со шкалой времени сервера на величину  $\pm 3$  с и более (параметр программируемый).

Журналы событий счетчика и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Заводской номер АИИС КУЭ 2024АС001 наносится на корпус серверного шкафа в виде наклейки и типографским способом в формуляре.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Измерительные компоненты, входящие в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, имеют заводские, серийные номера, однозначно идентифицирующие каждый экземпляр средства измерений. Место, способ и форма нанесения номера обеспечивают возможность прочтения, сохранность в процессе эксплуатации и приведены в описании типа измерительного компонента.

### Программное обеспечение

В состав программного обеспечения АИИС КУЭ входят ПО счетчиков, ПО сервера и программный комплекс (ПК) «Энергосфера». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера». Уровень защиты ПК от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

### Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110 кВ Ленинская, ОРУ-35 кВ, Ввод 35 кВ Т-1	ТОЛ-СЭЦ-35-IV КТ 0,5 Ктт = 300/5 рег. № 47124-11	ЗНОМ-35-65 КТ 0,5 Ктн = 35000/100 рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.02М.03 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	HP Proliant DL360 Gen9, УСВ-3 рег. № 64242-16
2	ПС 110 кВ Ленинская, ОРУ-35 кВ, Ввод 35 кВ Т-2	ТФЗМ-35А-У1 КТ 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 3690-73	ЗНОМ-35-65 КТ 0,5 Ктн = 35000/100 рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.02М.03 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	
3	ПС 110 кВ Ленинская, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 6	ТЛМ-10 КТ 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 У3 КТ 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.02М.03 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	
4	ПС 110 кВ Ленинская, КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 2	АВК 10 КТ 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 47171-11	НАМИ-10 КТ 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02М.03 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	
5	ПС 110 кВ Ленинская, Ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТТИ-А КТ 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 28139-12	-	ПСЧ-4ТМ.05.МК.16 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16	
6	ПС 110 кВ Ленинская, Ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТТИ-А КТ 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 28139-12	-	ПСЧ-4ТМ.05.МК.16 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16	
7	ПС 110 кВ Ленинская, КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 4, КЛ-10 кВ ЛН-1	ТЛК-СТ-10-4-У2 рег. № 58720-14 АВК 10 КТ 0,5 Ктт = 150/5 рег. № 47171-11	НАМИ-10 КТ 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02М.03 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	
8	ПС 110 кВ Ленинская, КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 6, КЛ-10 кВ ЛН-2	АВК 10 КТ 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 47171-11	НАМИ-10 КТ 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02М.03 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	
9	ПС 110 кВ Ленинская, КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 8, КЛ-10 кВ ЛН-3	ТЛК-СТ-10-4-У2 рег. № 58720-14 АВК 10 КТ 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 47171-11	НАМИ-10 КТ 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02М.03 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	

Продолжение Таблицы 2

1	2	3	4	5	6
10	ПС 35 кВ Первомайская, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 7, ВЛ-6 кВ ф. № 4	ТОЛ-10 КТ 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 7068-82	ЗНОЛ.06-6 КТ 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 3344-72	ТЕ3000.03 КТ 0,5S/1,0 рег. № 77036-19	HP Proliant DL360 Gen9, УСВ-3 рег. № 64242-16
11	ПС 35 кВ Первомайская, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 1, ВЛ-6 кВ ф. № 1	ТОЛ-10 УТ2 КТ 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 6009-77	ЗНОЛ.06-6 КТ 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 3344-72	ТЕ3000.03 КТ 0,5S/1,0 рег. № 77036-19	
12	ПС 35 кВ Первомайская, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 18, ВЛ-6 кВ ф. № 2	ТОЛ-10 УТ2 КТ 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 6009-77	ЗНОЛ.06-6 КТ 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 3344-72	ТЕ3000.03 КТ 0,5S/1,0 рег. № 77036-19	
13	ПС 110 кВ Росташинская, ОРУ- 110 кВ, ВЛ 110 кВ Росташинская - Гаршино-1 с отпайками	ТФЗМ-110Б-IV1 КТ 0,5 Ктт = 300/5 рег. № 2793-88	НКФ-110-83 У1 КТ 0,5 Ктн = 110000/100 рег. № 1188-84	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	
14	ПС 110 кВ Росташинская, ОРУ- 110 кВ, ВЛ 110 кВ Росташинская - Гаршино-2 с отпайками	ТФЗМ-110Б-IV1 КТ 0,5 Ктт = 300/5 рег. № 2793-88	НКФ-110-83 У1 КТ 0,5 Ктн = 110000/100 рег. № 1188-84	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	
15	ПС 110 кВ Росташинская, ОРУ- 110 кВ, ОМВ 110 кВ	ТФЗМ-110Б- IVУ1 КТ 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 2793-88	НКФ-110-83 У1 КТ 0,5 Ктн = 110000/100 рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	
16	ПС 110 кВ Росташинская, ОРУ-35 кВ, Ввод 35 кВ Т-1	ТФЗМ-35А У1 КТ 0,5 Ктт = 300/5 рег. № 3690-73	ЗНОМ-35-65 У1 КТ 0,5 Ктн = 35000/100 рег. № 912-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	
17	ПС 110 кВ Росташинская, ОРУ-35 кВ, Ввод 35 кВ Т-2	ТФЗМ-35А У1 КТ 0,5 Ктт = 300/5 рег. № 3690-73	ЗНОМ-35-65 У1 КТ 0,5 Ктн = 35000/100 рег. № 912-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	
18	ПС 110 кВ Росташинская, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 5	ТОЛ-СЭЩ-10-11 КТ 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-6-2 У2 КТ 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 55132-13	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	
19	ПС 110 кВ Росташинская, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 6	ТОЛ-10 УХЛ 2.1 КТ 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 7069-07	НОЛ-СЭЩ-6-2 У2 КТ 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 55132-13	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	

Продолжение Таблицы 2

1	2	3	4	5	6
20	ПС 110 кВ Росташинская, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 7	ТЛК-10-5 КТ 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 9143-06	НОЛ-СЭЩ-6-2 У2 КТ 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 55132-13	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	HP Proliant DL360 Gen9, УСВ-3 рег. № 64242-16
21	ПС 110 кВ Росташинская, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 9	ТОЛ-СЭЩ-10-11 КТ 0,5 Ктт = 300/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-6-2 У2 КТ 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 55132-13	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	
22	ПС 110 кВ Росташинская, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 10	ТОЛ-СЭЩ-10-11 КТ 0,5 Ктт = 50/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-6-2 У2 КТ 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 55132-13	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	
23	ПС 110 кВ Росташинская, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 12, ВЛ-6 кВ ф. № 13	ТОЛ-СЭЩ-10-11 КТ 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-6-2 У2 КТ 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 55132-13	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	
24	ПС 110 кВ Росташинская, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 13, ВЛ-6 кВ ф. № 11	ТОЛ-СЭЩ-10-11 КТ 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-6-2 У2 КТ 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 55132-13	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	
25	ПС 110 кВ Росташинская, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 19, ВЛ-6 кВ ф. № 12	ТОЛ-СЭЩ-10-11 КТ 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 32139-06	ЗНОЛ-СЭЩ-6-1 У2 КТ 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 35956-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	
26	ПС 110 кВ Росташинская, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 20	ТЛК-10-6 У3 КТ 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 9143-01	ЗНОЛ-СЭЩ-6-1 У2 КТ 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 35956-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	
27	ПС 110 кВ Росташинская, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 21	ТОЛ-СЭЩ-10-11 КТ 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 32139-06	ЗНОЛ-СЭЩ-6-1 У2 КТ 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 35956-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	
28	ПС 110 кВ Росташинская, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 24, ВЛ-6 кВ ф. № 14	ТОЛ-СЭЩ-10-11 КТ 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 32139-06	ЗНОЛ-СЭЩ-6-1 У2 КТ 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 35956-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	
29	ПС 110 кВ Росташинская, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 25	ТОЛ-СЭЩ-10-11 КТ 0,5 Ктт = 300/5 рег. № 32139-06	ЗНОЛ-СЭЩ-6-1 У2 КТ 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 35956-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	

Продолжение Таблицы 2

1	2	3	4	5	6
30	ПС 110 кВ Росташинская, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 26	ТОЛ-СЭЩ-10-11 КТ 0,5 К <sub>тт</sub> = 150/5 рег. № 32139-06	ЗНОЛ-СЭЩ-6-1 У2 КТ 0,5 К <sub>тн</sub> = 6000/100 рег. № 35956-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	HP Proliant DL360 Gen9, УСВ-3 рег. № 64242-16
31	ПС 110 кВ Росташинская, РУ-6 кВ, яч. 22	ТОЛ-СЭЩ-10-11 КТ 0,5 К <sub>тт</sub> = 600/5 рег. № 32139-06	ЗНОЛ-СЭЩ-6-1 У2 КТ 0,5 К <sub>тн</sub> = 6000/100 рег. № 35956-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	
<p>Примечания:</p> <p>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 3 метрологических характеристик.</p> <p>2. Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденных типов.</p> <p>3. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).</p> <p>4. 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.</p>					

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер измерительного канала	cos φ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК в рабочих условиях при измерении активной (реактивной) электроэнергии (при значении рабочего тока в отношении к номинальному первичному току ТТ), ±δ, %							
		0,02 I <sub>НОМ</sub>		0,05 I <sub>НОМ</sub>		0,2 I <sub>НОМ</sub>		I <sub>НОМ</sub>	
		Акт.	Реакт.	Акт.	Реакт.	Акт.	Реакт.	Акт.	Реакт.
4; 7-9 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч. 0,5S/1,0)	0,5	-	-	5,6	4,0	3,1	3,4	2,4	3,3
	0,8	-	-	3,1	5,4	2,0	3,9	1,7	3,6
	1	-	-	2,1	-	1,6	-	1,5	-
1-3; 10-31 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч. 0,5S/1,0)	0,5	-	-	5,7	4,0	3,3	3,4	2,6	3,3
	0,8	-	-	3,2	5,5	2,1	4,0	1,8	3,7
	1	-	-	2,2	-	1,7	-	1,6	-
5; 6 (ТТ 0,5; Сч. 0,5S/1,0)	0,5	-	-	5,5	4,0	3,0	3,4	2,3	3,2
	0,8	-	-	3,1	5,4	1,9	3,8	1,6	3,5
	1	-	-	2,1	-	1,5	-	1,4	-
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени Российской Федерации UTC (SU), (±) с									5

Примечания:

1. В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
2. Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии и средней мощности (получасовой).
3. Границы погрешности результатов измерений приведены для рабочих условий при температуре от +13 до +33 °С в месте установки счетчиков.

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	31
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от <math>U_{ном}</math></p> <p>ток, % от <math>I_{ном}</math></p> <p>коэффициент мощности <math>\cos\varphi</math></p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 95 до 105</p> <p>от 5 до 120</p> <p>0,8</p> <p>от 49,8 до 50,2</p> <p>от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от <math>U_{ном}</math></p> <p>ток, % от <math>I_{ном}</math></p> <p>коэффициент мощности <math>\cos\varphi</math></p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С</p> <p>температура окружающей среды для счетчиков, °С:</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С</p> <p>атмосферное давление, кПа</p> <p>относительная влажность, %, не более</p>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 5 до 120</p> <p>от 0,5<sub>инд.</sub> до 1<sub>емк</sub></p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от -40 до +50</p> <p>от 13 до 33</p> <p>от 10 до 25</p> <p>от 70,0 до 106,7</p> <p>90</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М; СЭТ-4ТМ.02М:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для счетчиков типа ПСЧ-4ТМ.05.МК:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для счетчиков типа ТЕ3000:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для УСВ-3:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для сервера:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>140 000</p> <p>2</p> <p>165 000</p> <p>2</p> <p>220 000</p> <p>2</p> <p>45000</p> <p>2</p> <p>85000</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации:</p> <p>для счетчиков:</p> <p>- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее</p> <p>- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее</p> <p>- при отключении питания, лет, не менее</p> <p>Сервер ИВК:</p> <p>- хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее</p>	<p>113</p> <p>45</p> <p>10</p> <p>3,5</p>



**Надежность системных решений:**

- защита от кратковременных сбоев питания сервера ИВК с помощью источника бесперебойного питания;

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники ОРЭМ по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- в журнале событий счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике.

- в журнале событий сервера:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в сервере и счетчике;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком.

**Защищенность применяемых компонентов:**

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера ИВК;

- защита на программном уровне:

- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на сервере ИВК.

**Знак утверждения типа**

наносится на титульный лист эксплуатационной документации – формуляр АИИС КУЭ. Нанесение знака утверждения типа на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено.

**Комплектность средства измерений**

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-35-IV	2
	ТФЗМ-35А-У1	7
	ТЛМ-10	2
	АВК 10	6
	ТТИ-А	5
	ТЛК-СТ-10-4-У2	2
	ТОЛ-10	6
	ТФЗМ-110Б-ІУ1	9
	ТОЛ-СЭЩ-10-11	33
	ТОЛ-10 УХЛ 2.1	2
	ТЛК-10	4

Продолжение Таблицы 5

1	2	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	12
	НТМИ-6-66 У3	1
	НАМИ-10	1
	ЗНОЛ.06-6	6
	НКФ-110-83 У1	6
	НОЛ-СЭЩ-6-2 У2	3
	ЗНОЛ-СЭЩ-6-1 У2	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М; СЭТ-4ТМ.02М	25
	ТЕ3000	3
	ПСЧ-4ТМ.05.МК	2
	СЭТ-4ТМ.03	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер сбора и баз данных (Сервер)	HP Proliant DL360 Gen9	1
Формуляр	ФО 02/24	1
Методика поверки	-	1

**Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ННК-Оренбургнефтегаз» первая очередь, МВИ 02/24, аттестованном ФБУ «Самарский ЦСМ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311290.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений**

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**

Общество с ограниченной ответственностью «ННК-Оренбургнефтегаз» (ООО «ННК-Оренбургнефтегаз») ИНН 5603048611

Юридический адрес: 461040, Оренбургская обл., г. Бузулук, ул. Кирова, д/дл. 88

**Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью ИТЦ «СМАРТ ИНЖИНИРИНГ»

(ООО ИТЦ «СИ»)

ИНН: 7724896810

Адрес: 119421, г. Москва, ул. Новаторов, д. 7а, к. 2, помещ. 34

E-mail: info@itc-smart.ru

**Испытательный центр**

Общество с ограниченной ответственностью ИТЦ «СМАРТ ИНЖИНИРИНГ»  
(ООО ИТЦ «СИ»)

ИНН: 7724896810

Юридический адрес: 119421, г. Москва, ул. Новаторов, д. 7а, к. 2, помещ. 34

Адрес места осуществления деятельности: 628600, Тюменская обл., ХМАО-Югра,  
г. Нижневартовск, Западный промышленный узел, ул. 9П, д. 31, стр. 11, каб. 5

E-mail: [info@itc-smart.ru](mailto:info@itc-smart.ru)

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314138.

