

Регистрационный № 96831-25

Лист № 1  
Всего листов 15

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии Филиала ПАО «ОАК» - «КнААЗ им. Ю.А. Гагарина»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии Филиала ПАО «ОАК» - «КнААЗ им. Ю.А. Гагарина» (далее по тексту – АИИС КУЭ), предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, потребленной за установленные интервалы времени, автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения информации, формирования отчетных документов и передачи данных в утвержденных форматах в АО «АТС».

### Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной электроэнергии;
- периодический (1 раз в сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача в организации (внешние пользователи) результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций (внешних пользователей);
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики электрической энергии.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных ЭКОМ-3000 со встроенным

ГЛОНАСС/GPS приемником точного времени, каналообразующую аппаратуру, программное обеспечение (ПО) ПК «Энергосфера».

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя сервер базы данных (сервер БД), локально-вычислительную сеть, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ).

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 вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин. Для измерительных каналов №№1-28, цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы УСПД, а для измерительных каналов №№29-40 цифровой сигнал с выходов счетчиков по линиям связи стандарта GSM поступает на вход сервера ИВК, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. От сервера информация в виде xml-файлов формата 80020 передается на АРМ энергосбытовой организации.

Передача информации от АРМ энергосбытовой организации в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС».

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК, ИВКЭ, ИВК. СОЕВ выполняет законченную функцию измерения времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время.

АИИС КУЭ оснащена встроенным ГЛОНАСС/GPS приемником, принимающим сигналы точного времени от спутников глобальных систем позиционирования (GPS/ГЛОНАСС) установленного на уровне ИВКЭ. В УСПД заложена программа, корректирующая полученное время согласно часовому поясу.

Сравнение шкалы времени приемника со шкалой времени УСПД происходит ежесекундно. Синхронизация шкалы времени УСПД со шкалой времени приемника происходит при расхождении  $\pm 1$  с и более.

Для измерительных каналов №№1-28 сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени счетчиков происходит при каждом сеансе связи. Синхронизация шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД происходит при расхождении на  $\pm 1$  с и более.

Сравнение шкалы времени сервера со шкалой времени УСПД происходит при каждом сеансе связи. Синхронизация шкалы времени сервера со шкалой времени УСПД происходит при расхождении на  $\pm 1$  с и более.

Для измерительных каналов №№29-40 сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера осуществляется во время сеанса связи со счетчиками происходит при каждом

сеансе связи. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков и часов сервера на величину более  $\pm 2$  с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер 0294-2025 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 на уровне ИВКЭ установлено ПО ПК «Энергосфера».

Идентификационные данные (признаки) программного обеспечения ПК «Энергосфера» приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные (признаки) ПО ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значения
Наименование ПО	ПК «ЭНЕРГОСФЕРА 8.1»
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	6c13139810a85b44f78e7e5c9a3edb93
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений по Р.50.2.077-2014 – «высокий».

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на ПО АИИС КУЭ и измерительную информацию (наличие специальных средств защиты-разграничение прав доступа, использование ключевого носителя, пароли, фиксация изменений в журнале событий), исключающие возможность несанкционированной модификации, загрузки фальсифицированного ПО и данных, считывания из памяти, удаления или иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных.

### **Метрологические и технические характеристики**

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

Таблица 1 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименования присоединений	Состав измерительного канала			
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110 кВ Т, ОРУ 110 кВ, 1 с 110 кВ, ВЛ-110 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 - ГТП-Т №2 с отпайкой на ПС Парус (С-86)	ТВ 600/5 КТ 0,5S Рег. № 46101-10	НКФ-110-57 У1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14
2	ПС 110 кВ Т, ОРУ 110 кВ, 2 с 110 кВ, ВЛ-110 кВ ГТП-Т - НПЗ с отпайкой на ПС Байкальская (С-98)	ТВ 600/5 КТ 0,5S Рег. № 46101-10	НКФ-110-57 У1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
3	ПС 110 кВ Т, ОРУ 110 кВ, 2 с 110 кВ, ВЛ-110 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 - ГТП-Т №1 (С-85)	ТВ 600/5 КТ 0,5S Рег. № 46101-10	НКФ-110-57 У1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
4	ПС 110 кВ Т, ОРУ 110 кВ, 1 с 110 кВ, ВЛ-110 кВ ГТП-Т - Старт с отпайками (С-97)	ТВ 600/5 КТ 0,5S Рег. № 46101-10	НКФ-110-57 У1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
5	ПС 110 кВ Т, ОРУ 110 кВ, МВ ОСШ 110 кВ	ТВ 600/5 КТ 0,5S Рег. № 46101-10	НКФ-110-57 У1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
6	ПС 110 кВ Т, ОРУ 35 кВ, 1 с 35 кВ, Яч.1, КЛ 35 кВ ГТП-Т - НПЗ (Т-169)	ТВ 750/5 КТ 0,5S Рег. № 46101-10	ЗНОЛ 35000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14
7	ПРП 35 кВ, КРУ 35 кВ, сш 35 кВ, Яч.5, КЛ 35 кВ ПРП-35 - ТН (Т-162)	ТОЛ-СЭЩ 400/5 КТ 0,5S Рег. № 51623-12	ЗНОЛ-СЭЩ 35000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 54371-13	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
8	ПРП 35 кВ, КРУ 35 кВ, сш 35 кВ, Яч.2, КЛ 35 кВ ПРП - ЛПБ (Т-168)	ТОЛ-СЭЩ 100/5 КТ 0,5S Рег. № 51623-12	ЗНОЛ-СЭЩ 35000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 54371-13	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
9	ПС 110 кВ Т, КРУН 6 кВ, 2 с 6 кВ, Яч.4, КЛ 6 кВ Ф-4 (ЦРП-7)	ТПОЛ-10 600/5 КТ 0,5 Рег. № 1261-59	НАМИ-10 6000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
10	ПС 110 кВ Т, КРУН 6 кВ, 1 с 6 кВ, Яч.5, КЛ 6 кВ Ф-5 (РП-3)	ТПОЛ-10 600/5 КТ 0,5 Рег. № 1261-59	НАМИ-10 6000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
11	ПС 110 кВ Т, КРУН 6 кВ, 3 с 6 кВ, Яч.29, КЛ 6 кВ Ф-29 (ЦРП-12)	ТОЛ 10-1 400/5 КТ 0,5 Рег. № 15128-96	НАМИ-10 6000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
12	ПС 110 кВ Т, КРУН 6 кВ, 4 с 6 кВ, Яч.34, КЛ 6 кВ Ф-34 (ТП-467)	ТОЛ 10-1 200/5 КТ 0,5 Рег. № 15128-96	НАМИ-10 6000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
13	ПС 110 кВ Т, КРУН 6 кВ, 3 с 6 кВ, Яч.35, КЛ 6 кВ Ф-35 (ЦРП-19)	ТОЛ 10-1 200/5 КТ 0,5 Рег. № 15128-96	НАМИ-10 6000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14
14	ПС 110 кВ Т, КРУН 6 кВ, 4 с 6 кВ, Яч.36, КЛ 6 кВ Ф-36 (ЦРП-19)	ТОЛ 10-1 300/5 КТ 0,5 Рег. № 15128-96	НАМИ-10 6000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
15	ПС 110 кВ Т, КРУН 6 кВ, 3 с 6 кВ, Яч.37, КЛ 6 кВ Ф-37 (ТП-488)	ТОЛ 10-1 200/5 КТ 0,5 Рег. № 15128-96	НАМИ-10 6000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
16	ПС 110 кВ Т, КРУН 6 кВ, 6 с 6 кВ, Яч.50, КЛ 6 кВ Ф-50 (ЦРП-22)	ТОЛ 10-1 400/5 КТ 0,5 Рег. № 15128-96	НАМИ-10 6000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
17	ПС 110 кВ Т, КРУН 6 кВ, 5 с 6 кВ, Яч.57, КЛ 6 кВ Ф-57 (ЦРП-22)	ТОЛ 10-1 400/5 КТ 0,5 Рег. № 15128-96	НАМИ-10 6000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
18	ПС 110 кВ Т, КРУН 6 кВ, 6 с 6 кВ, Яч.60, КЛ 6 кВ Ф-60 (ТП-463)	ТОЛ 10-1 400/5 КТ 0,5 Рег. № 15128-96	НАМИ-10 6000/100 КТ 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
19	ПС 35 кВ ГТП-Ц, КРУ 6 кВ, 1 с 6 кВ, Яч.9, КЛ 6 кВ Ф-9 (РП-6)	ТОЛ-СЭЩ 300/5 КТ 0,5S Рег. № 51623-12	ЗНОЛ-СЭЩ 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Рег. № 71707-18	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Рег. № 36697-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
20	ПС 35 кВ ГТП-Ц, КРУ 6 кВ, 1 с 6 кВ, Яч.11, КЛ 6 кВ Ф-11 (ТП-438)	ТОЛ-СЭЩ 400/5 КТ 0,5S Рег. № 51623-12	ЗНОЛ-СЭЩ 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 71707-18	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Рег. № 36697-17	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14
21	ПС 35 кВ ГТП-Ц, КРУ 6 кВ, 1 с 6 кВ, Яч.13, КЛ 6 кВ Ф-13	ТОЛ-СЭЩ 400/5 КТ 0,5S Рег. № 51623-12	ЗНОЛ-СЭЩ 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 71707-18	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
22	ПС 35 кВ ГТП-Ц, КРУ 6 кВ, 2 с 6 кВ, Яч.12, КЛ 6 кВ Ф-12 (КРДВ)	ТОЛ-СЭЩ 400/5 КТ 0,5S Рег. № 51623-12	ЗНОЛ-СЭЩ 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 71707-18	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
23	ПС 35 кВ ГТП-Ц, КРУ 6 кВ, 4 с 6 кВ, Яч.44, КЛ 6 кВ Ф-44 (КРДВ)	ТОЛ-СЭЩ 400/5 КТ 0,5S Рег. № 51623-12	ЗНОЛ-СЭЩ 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 71707-18	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
24	ПС 35 кВ ГТП-Ц, КРУ 6 кВ, 3 с 6 кВ, Яч. 27, КЛ 6 кВ Ф-27 (ЦРП-4)	ТОЛ-СЭЩ 300/5 КТ 0,5S Рег. № 51623-12	ЗНОЛ-СЭЩ 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 71707-18	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
25	ПС 35 кВ ГТП-Ц, КРУ 6 кВ, 3 с 6 кВ, Яч.35, КЛ 6 кВ Ф-35 (ТП-406, ТП 410)	ТОЛ-СЭЩ 400/5 КТ 0,5S Рег. № 51623-12	ЗНОЛ-СЭЩ 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 71707-18	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
26	ПС 35 кВ ГТП-Ц, КРУ 6 кВ, 3 с 6 кВ, Яч.37, КЛ 6 кВ Ф-37	ТОЛ-СЭЩ 400/5 КТ 0,5S Рег. № 51623-12	ЗНОЛ-СЭЩ 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 71707-18	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Рег. № 36697-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
27	ПС 35 кВ ГТП-Ц, КРУ 6 кВ, 3 с 6 кВ, Яч.39, КЛ 6 кВ Ф-39 (ЦРП-4)	ТОЛ-СЭЩ 400/5 КТ 0,5S Рег. № 51623-12	ЗНОЛ-СЭЩ 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 71707-18	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Рег. № 36697-17	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14
28	ПС 35 кВ ГТП-Ц, РУ-6 кВ, 1 с 6 кВ, яч.2, КЛ 6 кВ Ф-45 (ЦРП-25)	ТОЛ-СЭЩ 400/5 КТ 0,5S Рег. № 51623-12	ЗНОЛ-СЭЩ 6000/√3/100/√3 КТ 0,5 Рег. № 71707-18	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
29	ТП-33 6 кВ, РУ 0,4 кВ, сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ Ф-1 ИК Птичник	TTE 100/5 КТ 0,5S Рег. № 73808-19	-	ТЕ2000.05.00.00 КТ 0,5S/1 Рег. № 83048-21	-
30	КТП-74 6 кВ, РУ 0,4 кВ, сш 0,4 кВ, Яч.1, КЛ 0,4 кВ КПП	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М КТ 1/2 Рег. № 36354-07	-
31	КТП-34 6 кВ, РУ 0,4 кВ, ВРУ 0,4 кВ Ак Азон, КЛ 0,4 кВ АК Азон	-	-	ТЕ2000.23.00.00 КТ 1/1 Рег. № 83048-21	-
32	КТПН-69 6 кВ, РУ 0,4 кВ, сш 0,4 кВ, 1Т	TTE 600/5 КТ 0,5S Рег. № 73808-19	-	ТЕ2000.05.00.00 КТ 0,5S/1 Рег. № 83048-21	-
33	КТПН-36 6 кВ, РУ 0,4 кВ, сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ Ф-10 Позиция	TTE 200/5 КТ 0,5S Рег. № 73808-19	-	ТЕ2000.05.00.00 КТ 0,5S/1 Рег. № 83048-21	-



Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
34	КТПН-16 6 кВ, РУ 0,4 кВ, сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ 2-АЭ	TTE 100/5 КТ 0,5S Рег. № 73808-19	-	ТЕ2000.05.00.00 КТ 0,5S/1 Рег. № 83048-21	-
35	КТПН-30 6 кВ, РУ 0,4 кВ, сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ СКЗ	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М КТ 1/2 Рег. № 36354-07	-
36	Здание КДП, ЩУ 0,4 кВ 2 этаж, КЛ 0,4 кВ 2 этаж	-	-	ТЕ2000.23.00.00 КТ 1/1 Рег. № 83048-21	-
37	Здание КДП, ЩУ 0,4 кВ 3 этаж, КЛ 0,4 кВ 3 этаж	-	-	ТЕ2000.23.00.00 КТ 1/1 Рег. № 83048-21	-
38	ТП-73 6 кВ, РУ 0,4 кВ, 2 с 0,4 кВ, Яч.15, КЛ 0,4 кВ Ф- 15 Вертолетная площадка	TTE-A 0,66 кВ 50/5 КТ 0,5S Рег. № 73808-19	-	ТЕ2000.05.00.00 КТ 0,5S/1 Рег. № 83048-21	-
39	ВРУ-0,4 кВ РСП, КЛ 0,4 кВ РСП	TTE 100/5 КТ 0,5S Рег. № 73808-19	-	ТЕ2000.05.00.00 КТ 0,5S/1 Рег. № 83048-21	-
40	КТП-67 6 кВ, РУ 0,4 кВ, ВРУ 0,4 кВ ИП Табанов, КЛ 0,4 кВ ИП Табанов	-	-	ТЕ2000.23.00.00 КТ 1/1 Рег. № 83048-21	-

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
<p>Примечания:</p> <ol style="list-style-type: none"><li>1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные, утверждённых типов 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.</li><li>2. Допускается замена УСПД на аналогичное, утверждённого типа.</li><li>3. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).</li><li>4. Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в таблице 1.</li><li>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.</li></ol>					

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ( $\pm\delta$ ), %	Границы погрешности в рабочих условиях ( $\pm\delta$ ), %
1-6	Активная	1,1	4,8
	Реактивная	2,3	2,8
7, 8, 19-28	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,1
9-18	Активная	0,9	5,4
	Реактивная	2,0	2,8
29, 32-34, 38, 39	Активная	1,0	5,0
	Реактивная	2,1	4,0
30, 35	Активная	1,1	3,4
	Реактивная	2,2	5,5
31, 36, 37, 40	Активная	1,1	3,4
	Реактивная	1,1	3,3
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		$\pm 5$	

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35 °С.

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	40
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 1(2) до 120 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, ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 49,6 до 50,4 от 0,5 <sub>инд.</sub> до 0,8 <sub>емк.</sub> от - 40 до + 35 от + 5 до + 35 от 0 до +40

Продолжение таблицы 4

1	2
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Электросчетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более</li> </ul> <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более</li> </ul> <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более</li> </ul>	<p>140000</p> <p>2</p> <p>75000</p> <p>2</p> <p>160000</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Электросчетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее</li> <li>- при отключении питания, лет, не менее</li> </ul> <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее</li> </ul> <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее</li> </ul>	<p>45</p> <p>10</p> <p>45</p> <p>3</p>

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.

Защищенность 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 формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТВ	17
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ	36
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	4
Трансформаторы тока	ТОЛ 10-1	16
Трансформаторы тока измерительные	ТТЕ и ТТЕ-А 0,66 кВ	18
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	6
Трансформаторы напряжения заземляемые серии	ЗНОЛ	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ	15
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	16
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.01	12
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ТЕ2000.05.00.00	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-3ТМ.05М	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ТЕ2000.23.00.00	4
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Сервер БД	IBM x550 M3	1
Формуляр	ТДВ.411711.094ФО	1

**Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии Филиала ПАО «ОАК» - «КнААЗ им. Ю.А. Гагарина», аттестованном ООО ИИГ «КАРНЕОЛ», г. Магнитогорск, уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.314868.

**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**

Филиал Публичного акционерного общества «Объединенная авиастроительная корпорация» - «Комсомольский-на-Амуре авиационный завод имени Ю.А. Гагарина»

(Филиал ПАО «ОАК» - «КнААЗ им. Ю.А. Гагарина»)

ИНН 7708619320

Юридический адрес: 115054, г. Москва, ул. Большая Пионерская, д. 1

Телефон: +7 (4217) 52-61-38

**Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Телекор ДВ»

(ООО «Телекор ДВ»)

ИНН 2722065434

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

Телефон: +7 (4212) 75-87-75

E-mail: telecor-dv@mail.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

