

**УТВЕРЖДЕНО**  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «10» июня 2024 г. № 1391

Регистрационный № 92321-24

Лист № 1  
Всего листов 11

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

**Система автоматизированная информационно-измерительная  
коммерческого учета электроэнергии ПАО «Саратовэнерго»**

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПАО «Саратовэнерго» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

**Описание средства измерений**

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (далее-УСПД) типа «ЭКОМ-3000», каналобразующую аппаратуру для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК ПАО «Саратовэнерго»), включающий в себя сервер сбора данных (сервер СД) на базе виртуальной машины Citrix XenCenter 7.0 с установленным программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», сервер базы данных (сервер БД) на базе виртуальной машины Citrix XenCenter 7.0 с установленным программным обеспечением (ПО) «Энфорс АСКУЭ», устройство синхронизации времени (далее-УСВ) типа УСВ-3, автоматизированные рабочие места (АРМ), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, 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. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации.

Электрическая энергия активная (реактивная), как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Измеренные значения приращений активной и реактивной энергии на 30-минутных интервалах времени сохраняются в энергонезависимой памяти счетчиков электроэнергии с привязкой к шкале времени UTC(SU).

Цифровой сигнал с выходов счётчиков для ИК № 1-5 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы соответствующего УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, накопление, хранение и передача полученных данных на сервер СД, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. УСПД с периодичностью опроса не реже 1 раза в сутки опрашивает счетчики электроэнергии и считывает с них тридцатиминутный профиль мощности для каждого канала учета и журналы событий.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков для ИК № 6-12 при помощи технических средств приема-передачи данных передаются непосредственно на сервер СД. Сервер автоматически с периодичностью опроса не реже 1 раза в сутки опрашивает счетчики электроэнергии и УСПД, считывает с них тридцатиминутный профиль мощности для каждого канала учета и журналы событий.

На сервере СД осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН. Далее результаты измерений поступают на сервер БД, где осуществляется формирование и хранение полученных данных, оформление отчетных документов, отображение информации на АРМ.

ИВК АИИС КУЭ раз в сутки формирует отчеты в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ, подписывает электронной цифровой подписью (ЭЦП) и отправляет по выделенному каналу связи сети Internet в программно-аппаратный комплекс АО «АТС», региональному филиалу АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

ИВК ПАО «Саратовэнерго» обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Интернет.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВКЭ, ИВК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации времени типа УСВ-3, синхронизирующее собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

Сервер АИИС КУЭ, при каждом сеансе связи, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ-3 и при расхождении  $\pm 1$  с и более (параметр программируемый), сервер АИИС КУЭ производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ-3. Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени сервера СД осуществляется при каждом сеансе связи, и при расхождении  $\pm 1$  с и более (параметр программируемый), УСПД производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени сервера СД.

Для ИК № 1-5 сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД осуществляется при каждом сеансе связи, но не менее 1 раз в сутки.

При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени УСПД равного  $\pm 1$  с и более (параметр программируемый), выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Для ИК № 6-12 сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера СД осуществляется во время сеанса связи со счетчиком. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени сервера СД равного  $\pm 1$  с и более (параметр программируемый), выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

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

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 003. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ. Сведения о форматах, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энфорс АСКУЭ». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню - «средний» в соответствии Р 50.2.077-2014.

Идентификационные признаки ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные признаки ПО

Идентификационные признаки	Значение
1	2
ПО «АльфаЦЕНТР»	
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора (контрольной суммы) ПО – MD5	
ПО «Энфорс АСКУЭ»	
Идентификационное наименование ПО	Enfadmin.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.4
Цифровой идентификатор ПО	2BCD5602B5A6CFF5BBC2808EAAB76315
Идентификационное наименование ПО	NewOpcon.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.4
Цифровой идентификатор ПО	18CE1FF72BEB15738F37825C74795BD3
Идентификационное наименование ПО	NewReports.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.5
Цифровой идентификатор ПО	C0E384BE38FBCB5CFEF31DDA19A188E2
Идентификационное наименование ПО	CalcFormula.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.4
Цифровой идентификатор ПО	086F585262236B4C6F5CD68B10606E12

Продолжение таблицы 1

1	2
Идентификационное наименование ПО	Alfa_repl.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.3
Цифровой идентификатор ПО	2B7C3A612D89EC5EBC90F3A526EEBFD5
Идентификационное наименование ПО	M80020_IMP.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.3
Цифровой идентификатор ПО	7DC417504B8AD5C1B8496DB1BD9E2EFD
Идентификационное наименование ПО	NewMEdit.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.4
Цифровой идентификатор ПО	04632AF4A44AB5304E71A50612C24DC2
Идентификационное наименование ПО	Dataproc.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.4
Цифровой идентификатор ПО	C8158EA2CE9474FAFAF9669CA280F31D
Идентификационное наименование ПО	TradeGR.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.4
Цифровой идентификатор ПО	DCA145843DC883810F0B96DC0440793F
Идентификационное наименование ПО	M80020.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.4
Цифровой идентификатор ПО	E1CE2F29999F1131914E455F3CC03F43
Идентификационное наименование ПО	M80030.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.2
Цифровой идентификатор ПО	9CFE5972D6918043EC85B8E0AFF18CDC
Идентификационное наименование ПО	NewM51070.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.4
Цифровой идентификатор ПО	F74C961E0A1FBFB7F7121B1F552403AB
Идентификационное наименование ПО	M80050.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.4
Цифровой идентификатор ПО	30D68C8F4208949506C88F5AAD136188
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора (контрольной суммы) ПО – MD5	

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

**Метрологические и технические характеристики**

Состав измерительных каналов приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВКЭ	ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 110 кВ Озинская, ОРУ-110 кВ, 1 СШ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Озинки- Семиглавый Мар	ТФЗМ 110Б-1У1 600/5 КТ 0,5 Рег. № 2793-71	НКФ-110-57 У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 76656-19	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	«ЭКОМ-3000», рег. № 17049-09	УСВ-3, рег. № 51644-12/ ИВК ПАО «Сараговэнерго»
2	ПС 110 кВ Озинская, ОРУ-110 кВ, СОВ-110 кВ Семиглавый Мар	ТФЗМ 110Б-1У1 600/5 КТ 0,5 Рег. № 2793-71	НКФ-110-57 У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 76656-19	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
3	ПС 35 кВ «Петропавловка», РУ-35 кВ, 2 СШ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Петропавловка- Джаксыбай	ТФН-35М 100/5 КТ 0,5 Рег. № 3690-73	ЗНОМ-35-65 35000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 912-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	«ЭКОМ-3000», рег. № 17049-09	
4	ПС 110 кВ Алгайская, РУ-35 кВ, 1 СШ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Алгай- Казталовка	ТФЗМ 35А-У1 75/5, КТ 0,5 Рег. № 26417-04	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 КТ 0,5 Рег. № 19813-00	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	«ЭКОМ-3000», рег. № 17049-09	
5	ПС 110 кВ Новоузенская, РУ-35 кВ, 2 СШ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Новоузенская- Богатырево	ТФН-35М 150/5 КТ 0,5 Рег. № 3690-73	ЗНОМ-35-65 35000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	«ЭКОМ-3000», рег. № 17049-09	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
6	ПС 110 кВ Гмелинка, ОРУ-110 кВ, 1 СШ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Лепехинка - Гмелинка №288	ТФЗМ 110Б-1У1 300/5 КТ 0,5 Рег. № 2793-71	НКФ-110-57 У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	-	УСВ-3, рег. № 51644-12/ ИБК ПАО «Саратовэнерго»
7	ПС 35 кВ Кленовская ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Свёрдлово- Кленовская	ТФЗМ 35Б-1У1 150/5 КТ 0,5 Рег. № 3689-73	ЗНОМ-35-65 35000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	-	
8	ПС 220 кВ Терешка ОРУ-220 кВ, ВЛ-220 кВ СарГЭС- Терешка с отп. на ПС Вольская	ТФЗМ 220Б-IV 1000/5 КТ 0,2 Рег. № 31548-06	СРВ 245 220000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 15853-06	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	-	
9	ПС 220 кВ Терешка ОРУ-220 кВ, ОВ-220 кВ	ТФЗМ 220Б-IV 1000/5 КТ 0,2 Рег. № 31548-06	СРВ 245 220000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 15853-06	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	-	
10	ПС 220 кВ Терешка ОРУ-220 кВ, ВЛ-220 кВ Саратовская- Терешка	ТФЗМ 220Б-IV 1000/5 КТ 0,2 Рег. № 31548-06	СРВ 245 220000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 15853-06	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	-	
11	ПС 220 кВ Буровка-тяговая ОРУ-220 кВ, Ввод Т2 220 кВ	TG-245 300/5 КТ 0,2 Рег. № 30489-05	НАМИ-220 УХЛ1 220000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 20344-05	A1802RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	-	
12	ПС 220 кВ Буровка-тяговая ОРУ-220 кВ, СВ 220 кВ	TG-245 1200/5 КТ 0,2 Рег. № 30489-05	НАМИ-220 УХЛ1 220000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 20344-05	A1802RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	-	

Примечания:

1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
2. Допускается замена УСВ, УСПД на аналогичные утвержденных типов.
3. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
4. Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.
5. 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.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm\delta$ , %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm\delta$ , %
1-6	Активная	1,1	3,3
	Реактивная	2,7	5,3
7	Активная	1,0	2,9
	Реактивная	2,6	4,6
8-10	Активная	0,4	1,4
	Реактивная	1,1	2,2
11,12	Активная	0,7	1,5
	Реактивная	1,7	2,4
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени Российской Федерации UTC (SU), ( $\pm$ ) с			$\pm 5$

Примечания:

- 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).
- 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности  $P = 0,95$
- 3 Границы погрешности результатов измерений приведены для  $\cos\varphi=0,9$ , токе ТТ, равном 100 % от  $I_{ном}$  для нормальных условий и при  $\cos\varphi=0,8$ , токе ТТ, равном 5 % от  $I_{ном}$  для рабочих условий, при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от 0 до +30 °С.

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	12
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- напряжение, % от <math>U_{ном}</math></li> <li>- ток, % от <math>I_{ном}</math></li> <li>- коэффициент мощности</li> <li>- частота, Гц</li> <li>- температура окружающей среды для счетчиков, °С</li> </ul>	<p>от 98 до 102</p> <p>от 100 до 120</p> <p>0,9</p> <p>50</p> <p>от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- напряжение, % от <math>U_{ном}</math></li> <li>- ток, % от <math>I_{ном}</math></li> <li>- коэффициент мощности <math>\cos\varphi</math> (<math>\sin\varphi</math>)</li> <li>- частота, Гц</li> </ul> <p>температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С</p> <p>температура окружающей среды для счетчиков, °С</p> <p>температура окружающей среды для сервера ИВК, °С</p> <p>температура окружающей среды для УСПД, °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 инд. до 1 емк</p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от -40 до +40</p> <p>от +0 до +30</p> <p>от +10 до +30</p> <p>от +15 до +25</p> <p>от 80,0 до 106,7</p> <p>98</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Счетчики:</p> <p>СЭТ-4ТМ.03 (рег. № 27524-04):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее:</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> <p>СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-08):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее:</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> <p>СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-12):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее:</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> <p>Альфа А1800 (рег. № 31857-06):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее:</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> <p>УСПД (рег. № 17049-09):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> <p>УСВ (рег. № 51644-12):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</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</li> </ul>	<p>90000</p> <p>2</p> <p>140000</p> <p>2</p> <p>165000</p> <p>2</p> <p>120000</p> <p>2</p> <p>75000</p> <p>24</p> <p>45000</p> <p>2</p> <p>208051</p> <p>1</p>



Продолжение таблицы 4

1	2
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Счетчики:</p> <p>СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 27524-04, рег. № 36697-08):</p> <p>-каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут</p> <p>- при отключении питания, лет, не менее</p> <p>СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-12):</p> <p>-каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут</p> <p>- при отключении питания, лет, не менее</p> <p>Альфа А1800 (рег. № 31857-06):</p> <p>-каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут</p> <p>- при отключении питания, лет, не менее</p> <p>УСПД (рег. № 17049-09):</p> <p>- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сутки, не менее</p> <p>- при отключении питания, лет, не менее</p> <p>Сервер:</p> <p>- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее</p>	<p>113</p> <p>10</p> <p>114</p> <p>40</p> <p>180</p> <p>30</p> <p>45</p> <p>10</p> <p>3,5</p>

Надежность системных решений:

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

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники ОРЭМ с помощью электронной почты.

В журналах событий фиксируются факты:

- в журнале событий счетчика и УСПД:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчетчика и УСПД;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера;

- защита информации на программном уровне:

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

- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на сервер.

**Знак утверждения типа**

наносится на титульные листы формуляра на АИИС КУЭ типографским способом.

**Комплектность средства измерений**

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТФЗМ 110Б-1У1	8
	ТФН-35М	4
	ТФЗМ 35А-У1	2
	ТФЗМ 35Б-1У1	2
	ТФЗМ 220Б-IV	9
	TG-245	6
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	9
	ЗНОМ-35-65	9
	НАМИ-35 УХЛ1	1
	СРВ 245	6
	НАМИ-220 УХЛ1	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	4
	СЭТ-4ТМ.03М	3
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	5
Устройства сбора и передачи данных	«ЭКОМ -3000»	4
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер БД на базе виртуальной машины	-	1
Сервер СД на базе виртуальной машины	-	1
Автоматизированное рабочее место (АРМ)	-	1
Документация		
Формуляр	СЭ.411711.032.ФО	1

**Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в аттестованном документе СЭ.411711.032.МВИ «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПАО «Саратовэнерго».

**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**

Публичное акционерное общество «Саратовэнерго» (ПАО «Саратовэнерго»)  
ИНН 6450014808  
Юридический адрес: 410002, г. Саратов, ул. имени И.В.Мичурина, д. 166/168  
Телефон: 8(8452) 573-573

**Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Интер РЭК» (ООО «Интер РЭК»)  
ИНН 7716712474  
Адрес: 107113, г. Москва, ул. Сокольнический Вал, д. 2, помещ. 23  
Телефон: 8 (919) 967-07-03  
E-mail: LLCInterREC@gmail.com

**Испытательный центр**

Общество с ограниченной ответственностью «Энерготестконтроль»  
(ООО «Энерготестконтроль»)  
Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер, д. 2, стр. 9, помещ. 1  
Телефон: 8 (495) 647-88-18  
E-mail: golovkonata63@gmail.com  
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312560.

