

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ ДЛЯ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕЕСТРА



Система информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии автоматизированная ЗАО «ЕЭСнК» для энергоснабжения ОАО «Оренбургнефть»	Внесена в Государственный Реестр средств измерений Регистрационный № <u>39456-02</u>
---	---

Изготовлена по технической документации ООО «НПФ Прософт-Е», заводской № 1.

### НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии автоматизированная ЗАО «ЕЭСнК» для энергоснабжения ОАО «Оренбургнефть» (АИИС КУЭ), установленная в ОАО «Оренбургнефть», Оренбургская область г. Бузулук, предназначена для измерения количества электрической энергии и мощности, автоматизированного сбора, накопления и обработки информации о генерации, отпуске и потреблении электрической энергии и мощности, хранения и отображения полученной информации, формировании отчетов по отпуску и потреблению электроэнергии для администратора торговой системы, системного оператора и смежных участников оптового рынка электроэнергии.

Область применения – измерение, контроль и учет электрической энергии и мощности с целью обеспечения проведения финансовых расчетов ОАО «Оренбургнефть» на оптовом рынке электроэнергии.

### ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ представляет собой multifunctional, three-level system with centralized management and distributed measurement function.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной 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-участники оптового рынка электроэнергии результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состояниях объектов и средств измерений со стороны сервера организаций-участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.д.);
- диагностика и мониторинг 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:

Первый уровень включает в себя 10 измерительно-информационных комплексов точек учета электроэнергии (ИИК ТУ), предназначенных для измерения и учета электрической энергии и мощности и построенных на базе следующих средств измерений, внесенных в Государственный реестр средств измерений:

- измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 7746;
- измерительных трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983;
- счетчиков электрической энергии многофункциональных типа СЭТ-4ТМ.02 и типа ЕвроАЛЬФА, входящих в состав комплекса программно-технического измерительного «ЭКОМ» (№ 19542-05 в Государственном реестре средств измерений).

Второй уровень АИИС КУЭ включает в себя информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) в состав которого входят:

- технические средства приёма-передачи данных (каналообразующей аппаратуры);
- комплекс программно-технический измерительный «ЭКОМ», включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) «ЭКОМ-3000» (№ 17049-04 в Государственном реестре средств измерений), обеспечивающее интерфейс доступа к ИИК ТУ и к информационно-вычислительному комплексу (ИВК).

Третий уровень АИИС КУЭ включает в себя информационно-вычислительный комплекс (ИВК) (информационный уровень) который состоит из:

- технических средств для организации локальной вычислительной сети, разграничения прав доступа к информации, приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура);
- компьютера в серверном исполнении (сервер баз данных) и автоматизированных рабочих мест (АРМ) для обеспечения функции сбора и хранения результатов измерений, отображения результатов измерений и технологической информации АИИС КУЭ.

Система обеспечения единого времени (СОЕВ) на базе GPS-приемника сигналов точного времени обеспечивает синхронизацию времени на всех уровнях АИИС КУЭ.

Первый уровень АИИС КУЭ обеспечивает автоматическое проведение измерений в точках измерений. Измерительные трансформаторы тока и напряжения АИИС КУЭ преобразуют входные токи и напряжения в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы соответствующего электронного счетчика электрической энергии. Счетчик электрической энергии с заданной периодичностью измеряет входные значения токов и напряжений и использует полученные значения для расчета средней за период активной и полной мощности. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной

мощности. Полученные результаты интегрируются на получасовых интервалах и сохраняются во внутреннем формате в памяти счетчика с привязкой к текущему времени (профили нагрузки).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на вход УСПД, которое выполняет следующие функции:

- сбор измерительной и диагностической информации с ИИК ТУ;
- контроль достоверности измерительной информации;
- ведение журнала событий УСПД;
- предоставление доступа к собранной информации и журналам событий;
- периодическую синхронизацию времени в УСПД и в обслуживаемых УСПД счетчиках

электроэнергии.

Среднюю активную/реактивную электрическую мощность и приращение активной/реактивной электрической энергии на интервале времени усреднения 30 минут для каждого ИИК ТУ вычисляют путем умножения данных профиля нагрузки счетчика этого ИИК ТУ за рассматриваемый получасовой интервал на соответствующие коэффициенты.

Второй уровень АИИС КУЭ обеспечивает:

- диагностику работы технических средств;
- хранение данных о состоянии средств измерений;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к данным;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных.

Третий уровень АИИС КУЭ обеспечивает:

- автоматический сбор и хранение результатов измерений;
- автоматическую диагностику состояния средств измерений;
- контроль достоверности результатов измерений;
- замещение отсутствующей измерительной информации;
- формирование архива измеренных величин;
- формирование архива технической и диагностической информации;
- доступ к коммерческой информации;
- доступ к технологической и диагностической информации;
- формирование сальдо по электропотреблению;
- контроль за состоянием программно-технических средств АИИС;
- подготовка отчета в XML-формате для передачи требуемых данных в НП «АТС» по электронной почте;
- заверение подготовленного отчета электронно-цифровой подписью и отправка его в НП «АТС» по электронной почте;
- доступ ИАСУ КУ НП «АТС» к информации АИИС в рамках процедуры технического контроля.

СОЕВ АИИС КУЭ обеспечивает автоматическое измерение времени и ведение календаря с помощью внутренних таймеров счетчиков, УСПД и сервера баз данных. Синхронизация времени в УСПД осуществляется по сигналам точного времени, принимаемым через GPS-приемник, входящего в состав УСПД. Время УСПД синхронизировано со временем GPS-приемника: сравнение времени GPS-приемника со временем УСПД происходит ежесекундно, погрешность синхронизации не более 0,1 с. УСПД осуществляет коррекцию времени сервера баз данных и счетчиков электрической энергии. Сличение времени сервера баз данных со временем УСПД осуществляется при каждом опросе УСПД, при расхождении времени сервера

баз данных и УСПД на  $\pm 4$  с происходит корректировка времени сервера баз данных. Сличение времени счетчиков электрической энергии со временем УСПД осуществляется каждые 30 мин, при расхождении времени счетчика со временем УСПД на  $\pm 4$  с происходит корректировка времени счетчика, но не больше чем на 90 с в сутки.

Журналы событий счетчиков электроэнергии и УСПД АИИС КУЭ отражают время коррекции (дата, часы, минуты) часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройства в момент времени, непосредственно предшествующий корректировке.

## ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Общее количество ИК в составе АИИС КУЭ – 50.

Перечень ИК АИИС КУЭ с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования объекта, наименования присоединения, типов и классов точности измерительных трансформаторов и счетчиков электрической, входящих в состав ИК, номера регистрации средства в Государственном реестре средств измерений представлен в таблице 1.

Предел допускаемого значения относительной погрешности передачи и обработки данных  $\pm 0,01$  %.

Предел допускаемого значения относительной погрешности вычисления приращения электрической энергии  $\pm 0,01$  %.

Предел допускаемого значения относительной погрешности вычисления средней мощности  $\pm 0,01$  %.

Предел допускаемого значения абсолютной погрешности определения текущего времени  $\pm 5$  с.

Пределы относительной погрешности ИК при измерениях электрической энергии и средней мощности \*) при доверительной вероятности 0,95:

– при измерении активной электрической энергии и средней мощности:

- для ИК №№ 1, 3, 9, 11, 13, 15, 17, 21, 23, 25, 31, 33, 35, 37, 39, 41, 43, 45, 47, 49  $\pm 1,1$  %;

- для ИК №№ 5, 7, 19, 27, 29  $\pm 0,9$  %;

– при измерении реактивной электрической энергии и средней мощности:

- для ИК №№ 2, 4, 10, 12, 14, 16, 18, 22, 24, 26, 32, 34, 36, 38, 40, 42, 44, 46, 48, 50  $\pm 1,5$  %;

- для ИК №№ 6, 8, 20, 28, 30  $\pm 1,3$  %.

Условия эксплуатации АИИС КУЭ:

– напряжение электропитания – стандартная сеть переменного тока частотой 50 Гц и напряжением 220 В;

– мощность, потребляемая отдельным компонентом АИИС КУЭ, не более 50 Вт;

– температура окружающей среды для измерительных трансформаторов и счетчиков АИИС КУЭ в соответствии с эксплуатационной документацией на эти средства;

– температура окружающей среды для УСПД, сервера баз данных и АРМ АИИС КУЭ от 10 до 40 °С.

---

\*) Представленное значение получено расчетным путем на основании значений составляющих погрешности ИК в предположениях: условия эксплуатации – нормальные, измеряемые токи и напряжения равны номинальным, фазовый угол между измеряемыми током и напряжением равен 0 или  $\pi/2$  при измерении активной или реактивной энергии соответственно. В случае отклонения условий измерений от указанных, предел относительной погрешности измерения для каждого ИК может быть рассчитан согласно соотношениям, приведенным в методике поверки МП 77-263-2004.

Таблица 1

№ ИИК ТУ	№ ИК	Измеряемая энергия и мощность	Наименование точки измерения	Типы (обозначение) средств измерений, входящих в состав ИК; класс точности; № Государственного реестра; зав. №; коэффициент трансформации	
1	2	3	4	5	
1	1	активная прием	ПС 110/6 кВ «Ново-Елшанская» Ввод 1Т 6 кВ	EA05RALX-P4BF-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01072425 ТЛМ-10; 0,5; № 2473-69; № 7468, № 6074; 200/5	
	2	реактивная прием			
24	47	активная отдача	ПС 110/6 кВ «Ново-Елшанская» Фидер 6 кВ «Елшанский-сельский» яч. 15	EA05RL-P1BN-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01081692 ТВЛМ-10; 0,5; № 1856-63; № 0117, № 6196; 200/5	
	48	реактивная отдача			
25	49	активная отдача	ПС 110/6 кВ «Ново-Елшанская» Фидер 6 кВ «Палимовский-сельский» яч. 17	EA05RL-P1BN-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01081696 ТПЛМ-10; 0,5; № 2363-68; № 75286, № 70591; 200/5	
	50	реактивная отдача			
2	3	активная прием	ПС 110/6 кВ «Ново-Елшанская» Ввод 2Т 6 кВ	EA05RALX-P4BF-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01072390 ТПЛМ-10; 0,5; № 2363-68; № 4814, № 5719; 200/5 НТМИ-6; 0,5; № 2611-70; № 6268; 6000/100	
	4	реактивная прием			
3	5	активная прием	ПС 110/6 кВ «Ново-Елшанская» ТСН-1	EA05RL-P1BN-4; 0,5S/1; № 16666-97; № 01081642 ТОП-0,66-5-0,5-200/5 У3; 0,5; № 15174-01; № 0045283, № 0039828, № 0045289; 200/5 прямое включение	
	6	реактивная прием			
4	7	активная прием	ПС 110/6 кВ «Ново-Елшанская» ТСН-2	EA05RL-P1BN-4; 0,5S/1; № 16666-97; № 01081663 ТОП-0,66-5-0,5-200/5 У3; 0,5; № 15174-01; № 0045480, № 0045434, № 0039696; 200/5 прямое включение	
	8	реактивная прием			
5	9	активная прием	ПС 110/35/6 кВ «Савельевская» ВЛ 110 кВ Герасимовка	EA05RALX-P4BF-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01072436 ТФНД-110М; 0,5; № 2793-71; № 15172, № 32191; 300/5 НКФ-110; 0,5; № 922-54; № 13457, № 13361, № 42719; 10000/100	
	10	реактивная прием			
6	11	активная прием	ПС 110/35/6 кВ «Савельевская» Ввод-1 35кВ	EA05RALX-P4BF-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01072378 ТФН-35М; 0,5; № 3690-73; № 3277; 400/5 ТФНД-35М; 0,5; № 3689-73; № 4792; 400/5 ЗНОМ-35-65У1; 0,5; № 912-70; № 1033055, № 1165311, № 1089488; 35000/100	
	12	реактивная прием			
7	13	активная прием	ПС 110/35/6 кВ «Савельевская» Ввод-2 35кВ	EA05RALX-P4BF-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01072421 ТФН-35М; 0,5; № 3690-73; № 440, № 627; 150/5 ЗНОМ-35-65У1; 0,5; № 912-70; № 1308899, № 1089637, № 1308910; 35000/100	
	14	реактивная прием			
8	15	активная прием	ПС 110/35/6 кВ «Савельевская» Ввод-1 6кВ	EA05RALX-P4BF-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01072412 ТПОЛ-10; 0,5; № 1261-59; № 183, № 3840; 1500/5 НАМИ-10; 0,5; № 11094-87; № 1954; 6000/100	
	16	реактивная прием			
9	17	активная прием	ПС 110/35/6 кВ «Савельевская» Ввод-2 6кВ	EA05RALX-P4BF-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01072394 ТВЛМ-10; 0,5; № 1856-63; № 38581, № 20453; 1500/5 НТМИ-6; 0,5; № 2611-70; № 2147; 6000/100	
	18	реактивная прием			

Продолжение таблицы

1	2	3	4	5	
10	19	активная прием	ПС 110/35/6 кВ «Савельевская» ТСН	EA05RL-P1BN-4; 0,5S/1; № 16666-97; № 01081661	
	20	реактивная прием		ТОП-0,66-5-0,5-200/5 У3; 0,5; № 15174-01; № 0045347, № 0045350, № 0045362; 200/5 прямое включение	
11	21	активная прием	ПС 110/35/10/6 кВ «Ленинская» Ввод 6 кВ	EA05RALX-P4BF-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01072385	
	22	реактивная прием		ТЛМ-10; 0,5; № 2473-69; № 2860, № 2545; 1000/5 НТМИ-6-66; 0,5; № 2611-70; № 1316; 6000/100	
12	23	активная прием	ПС 110/35/10/6 кВ №Ленинская» Ввод-1 35 кВ	EA05RALX-P4BF-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01072413	
	24	реактивная прием		ТФЗМ-35А-У1; 0,5; № 3690-73; № 51192, № 48756; 300/5 ЗНОМ-35-65У1; 0,5; № 912-70; № 1186529, № 1319453, № 1186480; 35000/100	
13	25	активная прием	ПС 110/35/10/6 кВ «Ленинская» Ввод-2 35 кВ	EA05RALX-P4BF-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01072420	
	26	реактивная прием		ТФЗМ-35А-У1; 0,5; № 3690-73; № 32296, № 32282; 400/5 ЗНОМ-35-65У1; 0,5; № 912-70; № 1229114, № 1229109, № 1229226; 35000/100	
14	27	активная прием	ПС 110/35/10/6 кВ «Ленинская» ТСН-1	EA05RALX-P4BF-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01072432	
	28	реактивная прием		ТОП-0,66; 0,5; № 15174-01; № 12916, № 13043; 100/5 прямое включение	
15	29	активная прием	ПС 110/35/10/6 кВ «Ленинская» ТСН-2	EA05RL-P1BN-4; 0,5S/1; № 16666-97; № 01081665	
	30	реактивная прием		ТОП-0,66; 0,5; № 15174-01; № 32661, № 32707, № 32704; 100/5 прямое включение	
16	31	активная отдача	ПС 110/35/6 кВ «Никольская» ВЛ 35 кВ «Никольск-Баклановка»	EA05RL-P1BN-4; 0,5S/1; № 16666-97; № 01081665	
	32	реактивная отдача		ТФЗМ-35Б; 0,5; № 26419-04; № 35701, № 35703; 100/5 ЗНОМ-35-65У1; 0,5; № 912-70; № 1501386, № 1501387, № 1501388; 35000/100	
17	33	активная прием	ПС 35/6 кВ «Графская» ВЛ 35 кВ «Александровская-Графская»	СЭТ-4ТМ.02; 0,5S/1.0; № 20175-01; № 12041116	
	34	реактивная прием		ТФЗМ-35А-У1; 0,5; № 3690-73; № 72062, № 72064; 150/5 ЗНОМ-35-65У1; 0,5; № 912-70; № 1442922, № 1442946, № 1353948; 35000/100	
18	35	активная отдача	ПС 35/10 кВ «Промбаза» (Сорочинск) Фидер-5 10 кВ	EA05RL-P1BN-4; 0,5S/1; № 16666-97; № 01081660	
	36	реактивная отдача		ТЛМ-10; 0,5; № 2473-69; № 4091, № 1375; 200/5	
19	37	активная отдача	ПС 35/10 кВ «Промбаза» (Сорочинск) Фидер-10 10 кВ	EA05RALX-P4BF-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01072392	
	38	реактивная отдача		ТЛМ-10; 0,5; № 2473-69; № 3945, № 4093; 200/5	
20	39	активная отдача	ПС 35/10 кВ «Промбаза» (Сорочинск) Фидер-12 10 кВ	EA05RL-P1BN-4; 0,5S/1; № 16666-97; № 01081648	
	40	реактивная отдача		ТЛМ-10; 0,5; № 2473-69; № 4099, № 8675; 200/5	
21	41	активная отдача	ПС 35/10 кВ «Промбаза» (Сорочинск) Фидер-16 10 кВ	EA05RL-P1BN-3; 0,5S/1; № 16666-97; № 01081684	
	42	реактивная отдача		ТЛМ-10; 0,5; № 2473-69; № 2840, № 2866; 400/5	
22	43	активная прием	ПС 110/35/6 кВ «Промысловая» Ввод-1 110 кВ	СЭТ-4ТМ.02; 0,5S/1.0; № 20175-01; № 02061388	
	44	реактивная прием		ТФМ-110; 0,5; № 16023-97; № 3543, № 3541, № 3547; 200/5 НКФ-110-II-У1; 0,5; № 26452-04; № 4304, № 4302, № 4300; 110000/100	

Продолжение таблицы

1	2	3	4	5
23	45	активная прием	ПС 110/35/6 кВ «Промысловая» Ввод-2 110 кВ	СЭТ-4ТМ.02; 0,5S/1.0; № 20175-01; № 06040055 ТФМ-110; 0,5; № 16023-97; № 3548, № 3546, № 4444; 200/5 НКФ-110-II-Y1; 0,5; № 26452-04; № 4294, № 4301, № 4298; 110000/100
	46	реактивная прием		
УСПД «ЭКОМ-3000»; № 17049-04; № 07061341				
Примечание: Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных выше. Замена оформляется в соответствии с требованиями МИ 2999-2006.				



Показатели надежности компонентов АИИС КУЭ:

- средняя наработка на отказ счетчика электрической энергии типа СЭТ-4ТМ.02 90 000 ч;
- средний срок службы счетчика электрической энергии типа СЭТ-4ТМ.02 30 лет;
- средняя наработка на отказ счетчика электрической энергии типа ЕвроАЛЬФА 50 000 ч;
- средний срок службы счетчика электрической энергии типа ЕвроАЛЬФА 30 лет;
- средняя наработка на отказ УСПД не менее 75 000 ч;
- срок службы УСПД не менее 30 лет.

Надежность системных решений:

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

Регистрация событий:

- в журнале события счетчика:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике;
    - журнал УСПД;
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в УСПД.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и опломбирование:
  - электросчетчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - УСПД;
  - 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.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 100 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- УСПД – суточные данные о тридцатиминутных значениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу – 100 суток (функция автоматизирована); сохранение информации при отключении питания – 3 года;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений за весь срок эксплуатации системы.

## **ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА**

Знак утверждения типа наносится типографическим способом на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ.

## **КОМПЛЕКТНОСТЬ**

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на АИИС КУЭ. В комплект входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений, а также методика поверки МП 77-263-2004.

## **ПОВЕРКА**

Поверка АИИС КУЭ проводится по документу «ГСИ. Система информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии автоматизированная ЗАО «ЕЭСнК» для энергоснабжения ОАО «Оренбургнефть». Методика поверки МП 77-263-2004», утвержденному ФГУП «УНИИМ» в октябре 2008 г.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по ГОСТ 8.216;
- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217;
- средства поверки УСПД в соответствии с методикой поверки МП 26-262-99;
- средства поверки счетчиков электрической энергии типа СЭТ-4ТМ.02 в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.087 РЭ1;
- средства поверки счетчиков электрической энергии типа ЕвроАЛЬФА в соответствии с документом «Многофункциональный микропроцессорный счетчик электрической энергии типа ЕвроАЛЬФА (ЕА). Методика поверки»;
- радиоприемник сигналов точного времени УКВ диапазона по ГОСТ 5651;
- переносной компьютер «NoteBook», с установленным комплектом программных средств, и устройство сопряжения оптическое.

Межповерочный интервал 4 года.

## **НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ**

ГОСТ Р 8.596-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия»;

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия»;

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

ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22: 2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S»;

ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23: 2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии»;

Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ЗАО «Единая энергоснабжающая компания» (ОАО «Оренбургнефть», Оренбургская область г. Бузулук). АИИС КУЭ ЗАО «ЕЭСнК». Техническое задание.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии автоматизированной ЗАО «ЕЭСнК» для энергоснабжения ОАО «Оренбургнефть» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа и метрологически обеспечен в эксплуатации.

## ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ООО «НПФ Прософт-Е»

Адрес:

Телефон/факс

620102, г. Екатеринбург, ул. Волгоградская, 194а  
(343) 376 28 20

Генеральный директор  
ООО «НПФ «Прософт-Е»



Иванов А. С.