

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала АО «УТСК» Тюменские Тепловые Сети

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала АО «УТСК» Тюменские Тепловые Сети (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

### Описание средства измерений

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

Измерительные каналы (далее по тексту - ИК) АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

Первый уровень – измерительно-информационный комплекс, включающий в себя измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН), измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту – Счетчики) и вторичные измерительные цепи.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК), включающий в себя сервер ИВК на базе сервера HP Proliant DL20 с установленным серверным программным обеспечением ПО "Энергосфера", устройство синхронизации системного времени УСВ-3 (госреестр № 51644-12), автоматизированные рабочие места (АРМ) персонала, а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижнего уровня, ее обработку и хранение.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии и нарастающим итогом на начало расчетного периода;
- периодический (не реже 1 раза в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин) и данных о состоянии средств измерений;
- хранение не менее 3,5 лет результатов измерений, данных о состоянии средств измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации и от несанкционированного доступа;
- обработка, формирование и передача результатов измерений в XML-формате по электронной почте ОАО «АТС» и внешним организациям с электронной подписью;
- предоставление дистанционного доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений по запросу Коммерческого оператора торговой системы оптового рынка электроэнергии и мощности;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ) при выполнении измерений количества активной и реактивной электрической энергии и формирования данных о состоянии средств измерений;
- передача журналов событий счетчиков в базу данных ИВК.

Принцип действия:

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчиков электроэнергии. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессорах счетчиков вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности, которые усредняются за 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

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

Передача цифрового сигнала с выходов счетчиков на входы сервера ИВК осуществляется по интерфейсу RS-485 с последующим преобразованием в формат пакетных данных посредством сети Ethernet (счетчик – каналобразующая аппаратура – сервер ИВК) и/или сотовой GSM связи (GPRS соединение).

На верхнем – втором уровне системы выполняется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Информация с сервера ИВК может быть получена на автоматизированные рабочие места (АРМ) по локальной вычислительной сети (ЛВС) предприятия.

Один раз в сутки сервер ИВК АИИС КУЭ автоматически формирует файл отчета с результатами измерений в формате XML. Результаты измерений по электронной почте передаются ОАО «АТС» и внешним организациям; электронный документ с результатами измерений подписывается электронной подписью на почтовом сервере в корпоративной вычислительной сети ОАО «Фортум» ответственным сотрудником исполнительного аппарата ОАО «Фортум». Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для синхронизации шкалы времени в системе в состав ИВК входит устройство синхронизации системного времени типа УСВ-3. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает синхронизацию времени на всех уровнях АИИС КУЭ. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время.

Сличение шкалы времени сервера ИВК и шкалы времени УСВ-3 происходит каждый час. Ход часов сервера ИВК не превышает  $\pm 1$  с/сут. При каждом сеансе связи и не реже чем 1 раз в сутки осуществляется сличение шкалы времени между счетчиками и сервером ИВК. Коррекция осуществляется при обнаружении рассогласования более чем на  $\pm 2$  с.

Факты коррекции шкал времени часов компонентов АИИС КУЭ регистрируются в журналах событий счетчика и сервера ИВК.

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  с/сут.

### Программное обеспечение

В состав программного обеспечения (далее по тексту – ПО) АИИС КУЭ входит ПО счетчиков, ПО сервера ИВК, ПО АРМ на основе пакета программ «Энергосфера».

Состав программного обеспечения АИИС КУЭ приведен в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	ПО «Энергосфера»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	СВЕВ6F6СА69318BED976Е08А2ВВ7814В
Другие идентификационные данные	pso_metr.dll

Граница интервала допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Границы интервалов допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых счетчиков и измерительных трансформаторов.

ПО «Энергосфера» не влияет на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

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

### Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Метрологические характеристики АИИС КУЭ в рабочих условиях эксплуатации приведены в таблице 3.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов			Сервер
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	
1	2	3	4	5	6
1	ТП 10/6 кВ ПНС-5, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. № 5	ТВК-10 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 Госреестр № 8913-82	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Госреестр № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 Госреестр № 36697-12	HP Proliant DL20
7	ТП 10/6 кВ ПНС-5, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. № 7	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 150/5 Госреестр № 1856-63	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Госреестр № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 Госреестр № 36697-12	
2	ТП 10/6 кВ ПНС-5, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. № 4	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 Госреестр № 1856-63	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Госреестр № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 Госреестр № 36697-12	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
8	ТП 10/6 кВ ПНС-5, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. № 10	ТЛК-СТ кл.т 0,5S Ктт = 300/5 Госреестр № 58720-14	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Госреестр № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 Госреестр № 36697-12	HP Proliant DL20
3	ПС 220/110/10 кВ "Ожогоино", РУ-10 кВ, 3 СШ 10 кВ, яч. № 31	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т 0,5S Ктт = 400/5 Госреестр № 32139-06	НАМИ-10-95УХЛ2 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Госреестр № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,5S/1,0 Госреестр № 27524-04	
4	ТП-420 10/6 кВ (ПНС-1), РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. № 1	ТПОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Госреестр № 1261-59	НТМИ-10 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Госреестр № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 Госреестр № 36697-12	
5	ТП-420 10/6 кВ (ПНС-1), РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. № 8	ТПОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Госреестр № 1261-59	НТМИ-10 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Госреестр № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 Госреестр № 36697-12	
6	ТП-420 10/6 кВ (ПНС-1), РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. № 5	ТПОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Госреестр № 1261-59	НТМИ-10 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Госреестр № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 Госреестр № 36697-12	
9	ПНС-3, ВРУ-0.4 кВ, 2 СШ 0.4 кВ, 1 ЩСУ, пан. 7	ТТИ кл.т 0,5 Ктт = 800/5 Госреестр № 28139-07	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 Госреестр № 36697-12	
10	ПНС-3, ВРУ-0.4 кВ, 1 СШ 0.4 кВ, 1 ЩСУ, пан. 3	ТТИ кл.т 0,5 Ктт = 800/5 Госреестр № 28139-07	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 Госреестр № 36697-12	

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	cosφ	Границы интервалов допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$d_{1(2)}\%$ ,	$d_5\%$ ,	$d_{20}\%$ ,	$d_{100}\%$ ,
		$I_{1(2)}\% \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20}\%$	$I_{20}\% \leq I_{изм} < I_{100}\%$	$I_{100}\% \leq I_{изм} < I_{120}\%$
1, 2, 4 – 7 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	±2,2	±1,7	±1,5
	0,9	-	±2,6	±1,8	±1,7
	0,8	-	±3,2	±2,1	±1,8
	0,7	-	±3,8	±2,4	±2,0
	0,5	-	±5,7	±3,3	±2,6

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
3, 8 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	±2,4	±1,7	±1,5	±1,5
	0,9	±2,8	±1,9	±1,7	±1,7
	0,8	±3,3	±2,1	±1,8	±1,8
	0,7	±3,9	±2,5	±2,0	±2,0
	0,5	±5,7	±3,4	±2,6	±2,6
9, 10, (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5)	1,0	-	±2,1	±1,5	±1,4
	0,9	-	±2,6	±1,7	±1,5
	0,8	-	±3,1	±1,9	±1,6
	0,7	-	±3,7	±2,2	±1,8
	0,5	-	±5,6	±3,0	±2,3
Номер ИК	cosφ	Границы интервалов допустимой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$d_{1(2)\%}$ ,	$d_5\%$ ,	$d_{20\%}$ ,	$d_{100\%}$ ,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2, 4 – 7 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	-	±7,4	±5,2	±4,2
	0,8	-	±5,7	±4,1	±3,8
	0,7	-	±5,0	±3,8	±3,6
	0,5	-	±4,4	±3,5	±3,4
3, 8 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,9	±7,4	±5,2	±4,6	±4,2
	0,8	±5,7	±4,5	±3,8	±3,8
	0,7	±5,0	±4,2	±3,6	±3,6
	0,5	±4,4	±3,9	±3,4	±3,4
9, 10, (Счетчик 1,0; ТТ 0,5)	0,9	-	±7,3	±5,0	±4,0
	0,8	-	±5,6	±3,9	±3,6
	0,7	-	±4,9	±3,7	±3,5
	0,5	-	±4,3	±3,4	±3,3

Примечания:

1 Погрешность измерений  $d_{1(2)\%}P$  и  $d_{1(2)\%}Q$  для  $\cos\varphi = 1,0$  нормируется от  $I_1\%$ , а погрешность измерений  $d_{1(2)\%}P$  и  $d_{1(2)\%}Q$  для  $\cos\varphi < 1,0$  нормируется от  $I_2\%$ .

2 Характеристики относительной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).

3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

4 Нормальные условия эксплуатации, используемые для расчета таблицы 3:

- напряжение от  $0,98 \cdot U_{ном}$  до  $1,02 \cdot U_{ном}$ ;
- сила тока от  $I_{ном}$  до  $1,2 \cdot I_{ном}$ ,  $\cos\varphi = 0,9$  инд;
- температура окружающей среды: от 15 до 25 °С.

5 Рабочие условия эксплуатации, используемые для расчета таблицы 3:

- напряжение от  $0,98 \cdot U_{ном}$  до  $1,02 \cdot U_{ном}$ ;
- сила тока от  $0,05 \cdot I_{ном}$  до  $1,2 \cdot I_{ном}$  для ИК № 1, 4 - 10 и от  $0,01 \cdot I_{ном}$  до  $1,2 \cdot I_{ном}$  для ИК № 2, 3;

температура окружающей среды:

- для счетчиков от + 10 до + 35 °С;
- для трансформаторов тока по, ГОСТ 7746-2001;
- для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001.

6 Трансформаторы тока соответствуют ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения соответствуют ГОСТ 1983-2001, счетчики соответствуют ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

7 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Допускается замена компонентов системы на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

8 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2 – активная, реактивная.

9 Уменьшение количества измерительных каналов не оказывает влияния на метрологические характеристики АИИС КУЭ в целом, не требует внесения изменений в документацию, оформляется техническим решением путем их учета в технических актах (ТА) предприятия-владельца АИИС КУЭ.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчики электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М (Госреестр № 36697-12) – среднее время наработки на отказ не менее 165000 часов;
- счетчики электрической энергии СЭТ-4ТМ.03 (Госреестр № 27524-04) – среднее время наработки на отказ не менее 90000 часов;
- устройство синхронизации времени УСВ-3 – среднее время наработки на отказ не менее 45000 часов;
- ИВК – среднее время наработки на отказ не менее 100 000 часов.

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчиков электрической энергии  $T_v \leq 72$  часа;
- для сервера  $T_v \leq 1$  час.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;
- панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;
- наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, сервере ИВК;
- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;
- защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчиков времени и даты следующих событий:

- фактов параметрирования счетчиков электрической энергии;
- фактов пропадания напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
- формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;
- перерывы питания электросчетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления;
- фактов коррекции шкалы времени.

Ведение журнала событий ИВК с фиксацией следующих событий:

- изменение значений результатов измерений;

- изменение коэффициентов ТТ и ТН;
- факт и величина синхронизации (коррекции) шкалы времени;
- пропадание питания;
- замена счетчика;
- полученные «Журналы событий» от ИК.

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Глубина хранения информации:

- счетчики электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М (Госреестр № 36697-12) – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – составляет 114 суток; сохранность данных при отключении питания – не менее 40 лет;
- счетчики электрической энергии СЭТ-4ТМ.03 (Госреестр № 27524-04) – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – составляет 113,7 суток; сохранность данных при отключении питания – не менее 40 лет;
- ИВК – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 3,5 лет.

### Знак утверждения типа

наносится на титульный лист Паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

### Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество шт.
1 Трансформатор тока	ТВК-10	2
2 Трансформатор тока	ТВЛМ-10	4
3 Трансформатор тока	ТЛК-СТ	2
4 Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	2
5 Трансформатор тока	ТПОЛ-10	6
6 Трансформатор тока	ТТИ	6
7 Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66У3	2
8 Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	1
9 Трансформатор напряжения	НТМИ-10	2
10 Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	9
11 Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	1
12 Сервер ИВК	HP Proliant DL20	1
13 ПО (комплект)	ПО «Энергосфера»	1
14 УССВ	УСВ-3	1
15 Паспорт – формуляр	12852430.АЭР.021.ФО	1

## **Поверка**

осуществляется по документу МИ 3000-2006 «ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки». Идентификационные данные программного обеспечения сервера ИВК указаны в Паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

Знак поверки, в виде оттиска поверительного клейма, наносится на свидетельство о поверке.

Основные средства поверки:

- для трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;

- для трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;

- для счётчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М (Госреестр № 36697-12) – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утверждённому ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 4 мая 2012 г.;

- для счётчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03 (Госреестр № 27524-04) – по документу «Методика поверки ИЛГШ.411152.124РЭ1, являющемуся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124РЭ, утверждённому ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;

- для устройства синхронизации времени УСВ-3 – по документу «Инструкция. Устройство синхронизации времени УСВ-3. Методика поверки. ВЛСТ.240.00.000МП», утверждённому ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2012 г.;

- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы «ГЛОНАСС»/Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;

- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;

- средства измерений для проверки нагрузки на вторичные цепи ТТ и ТН и падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком – по МИ 3000-2006.

- термометр по ГОСТ 28498-90, диапазон измерений от - 40 до + 50°С, цена деления 1°С.

## **Сведения о методиках (методах) измерений**

Методика измерений приведена в документе: «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала АО «УТСК» Тюменские Тепловые Сети. Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений 1932/550-01-0029-2016 от 14.05.2016 г.

## **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала АО «УТСК» Тюменские Тепловые Сети**

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



ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».

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

**Изготовитель**

ООО «Агентство энергетических решений»

ИНН 7722771911

Юридический адрес: 111116, г. Москва, ул. Лефортовский вал, д. 7Г, стр. 5

Телефон: (499) 681-15-52

**Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31

Телефон: (495) 544-00-00

Аттестат аккредитации ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA. RU.310639 от 16.04.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. «\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2016 г.