

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Сетевая компания» НкЭС ПС 220 кВ «Бегишево»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Сетевая компания» НкЭС ПС 220 кВ «Бегишево» (далее - АИИС КУЭ ПС «Бегишево») предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, для осуществления автоматизированного коммерческого учета и контроля потребления электроэнергии и мощности по расчетным точкам учета, а также регистрации параметров электропотребления, формирования отчетных документов, передачи информации в центр сбора и обработки информации ОАО «Сетевая компания» и другим заинтересованным организациям в согласованных форматах.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ ПС «Бегишево» представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ ПС «Бегишево» решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-ти минутных приращений активной и реактивной электроэнергии и средних на 30-ти минутных интервалах значений активной и реактивной мощности;

- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии и значениях электроэнергии с нарастающим итогом с дискретностью учета 30 минут и данных о состоянии средств измерений;

- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;

- передача результатов измерений на сервер АИИС КУЭ ПС «Бегишево» и автоматизированные места (АРМы);

- предоставление по запросу доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений со стороны сервера ОАО «Сетевая компания»;

- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей доступа и т.п.);

- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ ПС «Бегишево»;

- обеспечение подготовки данных об измеренных величинах и о состоянии средств измерений в заранее согласованных XML форматах (макетах) для передачи их по электронной почте участникам Оптового Рынка Электрической Энергии и Мощности (ОРЭМ). Состав данных в макетах - результаты измерений и состояние средств измерений (формируются разными макетами);

- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ ПС «Бегишево»;

- ведение времени в АИИС КУЭ ПС «Бегишево» (коррекция времени).

АИИС КУЭ ПС «Бегишево» включает в себя следующие уровни:

Первый уровень включает в себя измерительно-информационные комплексы (ИИК) и выполняет функцию автоматического проведения измерений в точках измерений. В состав ИИК входят измерительные трансформаторы тока (далее - ТТ), трансформаторы напряжения

(далее - ТН), вторичные измерительные цепи, счетчики электрической энергии (далее - счетчики), установленные на ПС «Бегишево», указанных в таблице 12.

Второй уровень включает в себя информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) и выполняет функцию консолидации информации по данной электроустановке. В состав ИВКЭ входят устройство сбора и передачи данных (УСПД) на базе «Сикон С70» (Госреестр №28822-05), обеспечивающий интерфейс доступа к ИИК, технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура, модемы). УСПД предназначены для сбора, накопления, обработки, хранения и отображения первичных данных об электроэнергии и мощности со счетчиков, а также для передачи накопленных данных по каналам связи на уровень ИВК (АРМ).

Третий уровень включает в себя информационно-вычислительный комплекс (ИВК). В состав ИВК входят: промконтроллер (компьютер в промышленном исполнении) «ИКМ-Пирамида» (Госреестр №45270-10); технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура); устройство синхронизации системного времени типа УСВ-2 (Госреестр №41681-10); технические средства для организации функционирования локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации; технические средства обеспечения безопасности локальных вычислительных сетей и программное обеспечение (ПО) "Пирамида 2000".

ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, автоматической диагностики состояния средств измерений, отправки/приема информации о результатах измерений и состояниях средств измерений в виде макетов XML форматах по электронной почте от других участников (другим участникам) ОРЭМ, подготовки отчетов и передачи их различным пользователям.

В ИВК «ИКМ-Пирамида» обеспечивается автоматическая синхронизация времени встроенных часов во всех средствах измерений, подключенных к ИВК «ИКМ-Пирамида», входящих в измерительный канал, с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ охватывает уровень счетчиков электрической энергии, УСПД, ИВК и имеет нормированную точность. Ведение системы единого времени (измерение времени, синхронизация времени, коррекция времени), возможность автоматической синхронизации по сигналам проверки времени обеспечена подключением к ИВК устройства синхронизации времени УСВ-2. Сличение времени ИВК, УСПД и счетчиков осуществляется один раз в сутки. Коррекция системного времени производится не реже одного раза в сутки, при достижении расхождения времени ИВК, УСПД и счетчиков  $\pm 2$  с. Погрешность системного времени не превышает  $\pm 5$  с.

АИИС КУЭ ПС «Бегишево» обеспечивает измерение следующих основных параметров энергопотребления:

- 1) активной (реактивной) электроэнергии за определенные интервалы времени по каналам учета, группам каналов учета и объекту в целом, с учетом временных (тарифных) зон, включая прием и отдачу электроэнергии;
- 2) средних значений активной (реактивной) мощности за определенные интервалы времени по каналам учета, группам каналов учета и объекту в целом;
- 3) календарного времени и интервалов времени.

Измеренные значения активной и реактивной электроэнергии в автоматическом режиме фиксируются в энергонезависимой базе данных электросчетчиков, УСПД и ИВК.

Кроме параметров энергопотребления (измерительной информации) в счетчиках, УСПД и ИВК хранится служебная информация: параметры качества электроэнергии в точке учета, регистрация различных событий, данные о корректировках параметров, данные о работоспособности устройств, перерывы электропитания и другая информация.

Эта информация может по запросу пользователя передаваться на АРМ и другим участникам ОРЭМ.

В АИИС КУЭ ПС «Бегишево» измерения и передача данных на верхний уровень происходит следующим образом. Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи (вторичным измерительным цепям) поступают на соответствующие

входы электронных счетчиков электрической энергии. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы и напряжения электрического тока в микропроцессорах счетчиков вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за этот период реактивная мощность вычисляется по средним значениям активной и полной мощности. Измерительная информация на выходе счетчиков без учета коэффициентов трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин;

- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Все электросчетчики обеспечивают ведение астрономического календаря, с возможностью коррекции текущего времени с верхнего уровня. Точность хода часов  $\pm 3$  с.

Измерительная информация сохраняется в энергонезависимой памяти электросчетчиков.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает по запросу или в автоматическом режиме на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее дальнейшая обработка, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение и передача накопленных данных по различным каналам связи (выделенным, GSM, КСПД и др.) на верхний уровень системы (ИВК). УСПД обеспечивают ведение астрономического календаря, с возможностью коррекции текущего времени с верхнего уровня. Точность хода часов  $\pm 2$  с.

На верхнем - третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Отображение информации на мониторах АРМ и передача/прием информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от ИВК «ИКМ-Пирамида» через интернет провайдера.

Полный перечень информации, передаваемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных электросчетчиков, УСПД, сервера сбора данных ИВК и уровнем доступа АРМа к базе данных на сервере.

Все основные технические компоненты, используемые АИИС КУЭ ПС «Бегишево», являются средствами измерений и зарегистрированы в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений. Устройства связи, модемы различных типов, пульта оператора, дополнительные средства вычислительной техники (персональные компьютеры) отнесены к вспомогательным техническим компонентам и выполняют только функции передачи и отображения данных, получаемых от основных технических компонентов.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ПС «Бегишево» используется программное обеспечение «Пирамида 2000».

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
"Пирамида 2000"	CalcClients.dll	1.0.0.0	E55712D0B1B219065D63DA949114DAE4	MD5
	CalcLeakage.dll	1.0.0.0	B1959FF70BE1EB17C83F7B0F6D4A132F	MD5

Продолжение таблицы 1

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
"Пирамида 2000"	CalcLosses.dll	1.0.0.0	D79874D10FC2B156A0FDC27E1CA480AC	MD5
	Metrology.dll	1.0.0.0	52E28D7B608799BB3CCEA41B548D2C83	MD5
	ParseBin.dll	1.0.0.0	6F557F885B737261328CD77805BD1BA7	MD5
	ParseIEC.dll	1.0.0.0	48E73A9283D1E66494521F63D00B0D9F	MD5
	ParseModbus.dll	1.0.0.0	C391D64271ACF4055BB2A4D3FE1F8F48	MD5
	ParsePiramida.dll	1.0.0.0	ECF532935CA1A3FD3215049AF1FD979F	MD5
	SynchroNSI.dll	1.0.0.0	530D9B0126F7CDC23ECD814C4EB7CA09	MD5
	VerifyTime.dll	1.0.0.0	1EA5429B261FB0E2884F5B356A1D1E75	MD5

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений - высокий (в соответствии с Р 50.2.077-2014).

### Метрологические и технические характеристики

Состав ИИК и метрологические характеристики АИИС КУЭ ПС «Бегишево» приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2

Параметр	Значение
Пределы допускаемых значений относительной погрешности измерения электрической энергии	Значения пределов допускаемых погрешностей приведены в таблице 3
Параметры питающей сети переменного тока: Напряжение, В частота, Гц	220±22; 50±1
Температурный диапазон окружающей среды для: - счетчиков электрической энергии, °С трансформаторов тока и напряжения, °С	от минус 40 до плюс 60 от минус 40 до плюс 50
Индукция внешнего магнитного поля в местах установки счетчиков, не более, мТл	0,5
Мощность, потребляемая вторичной нагрузкой, подключаемой к ТТ и ТН, % от номинального значения	25-100
Потери напряжения в линии от ТН к счетчику, не более, %	0,25
Первичные номинальные напряжения, кВ	220;110;10
Первичные номинальные токи, кА	1; 0,5; 0,3

Параметр	Значение
Номинальное вторичное напряжение, В	100
Номинальный вторичный ток, А	1;5
Количество точек учета (ИИК) шт.	18
Интервал задания границ тарифных зон, минут	30
Пределы допускаемой абсолютной погрешности хода часов, не более, секунд в сутки	$\pm 5$
Средний срок службы системы, лет	15

Таблица 3

№ п/п	Наименование объекта и ИИК	Состав измерительного канала				Вид измеряемой энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	АТ2-110 кВ	ТОГФ-110 Ктт=1000/1 КТ 0,2S Госреестр № 44640-10	ЗНГ-УЭТМ-110; Ктт. 110000/100, КТ 0,2 Госреестр№ 53343-13	СЭТ -4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	СИКОН С70 Госреестр № 28822-05	активная	±0,8	±0,9
						реактивная	±1,8	±1,9
2	ВЛ 220 кВ Нижнекамская- Бегишево-1ц	ТВГ-УЭТМ-220; Ктт. 500/1; КТ 0,2S Госреестр № 52619-13	ЗНГ-УЭТМ-220; Ктт. 220000/100, КТ 0,2 Госреестр№ 53343-13	СЭТ -4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	СИКОН С70 Госреестр № 28822-05	активная	±0,8	±0,9
						реактивная	±1,8	±1,9
3	ВЛ 110 кВ. Бегишево-КГПТО	ТОГФ-110 Ктт=1000/1 КТ 0,2S Госреестр № 44640-10	ЗНГ-УЭТМ-110; Ктт. 110000/100, КТ 0,2 Госреестр№ 53343-13	СЭТ -4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	СИКОН С70 Госреестр № 28822-05	активная	±0,8	±0,9
						реактивная	±1,8	±1,9
4	ВЛ 110 кВ. Бегишево-ГПП-5	ТОГФ-110 Ктт=1000/1 КТ 0,2S Госреестр № 44640-10	ЗНГ-УЭТМ-110; Ктт. 110000/100, КТ 0,2 Госреестр№ 53343-13	СЭТ -4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	СИКОН С70 Госреестр № 28822-05	активная	±0,8	±0,9
						реактивная	±1,8	±1,9
5	АТ2-220 кВ	ТВГ-УЭТМ-220; Ктт. 500/1 КТ 0,2S Госреестр № 52619-13	ЗНГ-УЭТМ-220; Ктт. 220000/100, КТ 0,2 Госреестр№ 53343-13	СЭТ -4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	СИКОН С70 Госреестр № 28822-05	активная	±0,8	±0,9
						реактивная	±1,8	±1,9

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	ВЛ 220 кВ Нижнекамская- Бегишево-2ц	ТВГ-УЭТМ-220; Ктт. 500/1 КТ 0,2S Госреестр № 52619-13	ЗНГ-УЭТМ-220; Ктт. 220000/100, КТ 0,2 Госреестр № 53343-13	СЭТ -4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	СИКОН С70 Госреестр № 28822-05	активная	±0,8	±0,9
						реактивная	±1,8	±1,9
7	ВЛ 220 кВ Щелоков 500 - Бегишево	ТВГ-УЭТМ-220; Ктт. 500/1 КТ 0,2S Госреестр № 52619-13	ЗНГ-УЭТМ-220; Ктт. 220000/100, КТ 0,2 Госреестр № 53343-13	СЭТ -4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	СИКОН С70 Госреестр № 28822-05	активная	±0,8	±0,9
						реактивная	±1,8	±1,9
8	ВЛ 110 кВ. Бегишево-ГПП-8	ТОГФ-110 Ктт=1000/1 КТ 0,2S Госреестр № 44640-10	ЗНГ-УЭТМ-110; Ктт. 110000/100, КТ 0,2 Госреестр № 53343-13	СЭТ -4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	СИКОН С70 Госреестр № 28822-05	активная	±0,8	±0,9
						реактивная	±1,8	±1,9
9	ШСВ 220 кВ	ТВГ-УЭТМ-220; Ктт. 500/1 КТ 0,2S Госреестр № 52619-13	ЗНГ-УЭТМ-220; Ктт. 220000/100, КТ 0,2 Госреестр № 53343-13	СЭТ -4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	СИКОН С70 Госреестр № 28822-05	активная	±0,8	±0,9
						реактивная	±1,8	±1,9
10	ОВ 110 кВ	ТОГФ-110 Ктт=1000/1 КТ 0,2S Госреестр № 44640-10	ЗНГ-УЭТМ-110; Ктт. 110000/100, КТ 0,2 Госреестр № 53343-13	СЭТ -4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	СИКОН С70 Госреестр № 28822-05	активная	±0,8	±0,9
						реактивная	±1,8	±1,9
11	ВЛ 220 кВ Бегишево - ТАНЕКО	ТВГ-УЭТМ-220; Ктт. 500/1 КТ 0,2S Госреестр № 52619-13	ЗНГ-УЭТМ-220; Ктт. 220000/100, КТ 0,2 Госреестр № 53343-13	СЭТ -4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	СИКОН С70 Госреестр № 28822-05	активная	±0,8	±0,9
						реактивная	±1,8	±1,9

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	АТ1-220 кВ	ТВГ-УЭТМ-220; Ктт. 500/1 КТ 0,2S Госреестр № 52619-13	ЗНГ-УЭТМ-220; Ктт. 220000/100, КТ 0,2 Госреестр № 53343-13	СЭТ -4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	СИКОН С70 Госреестр № 28822-05	активная	±0,8	±0,9
						реактивная	±1,8	±1,9
13	ШСВ 110 кВ.	ТОГФ-110 Ктт=1000/1 КТ 0,2S Госреестр № 44640-10	ЗНГ-УЭТМ-110; Ктт. 110000/100, КТ 0,2 Госреестр № 53343-1306	СЭТ -4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	СИКОН С70 Госреестр № 28822-05	активная	±0,8	±0,9
						реактивная	±1,8	±1,9
14	В 110 кВ. АТ1-110 кВ	ТОГФ-110 Ктт=1000/1 КТ 0,2S Госреестр № 44640-10	ЗНГ-УЭТМ-110; Ктт. 110000/100, КТ 0,2 Госреестр № 53343-1306	СЭТ -4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	СИКОН С70 Госреестр № 28822-05	активная	±0,8	±0,9
						реактивная	±1,8	±1,9
15	Ввод 10 кВ. АТ-1	ТЛО-10-1М-3 Ктт=300/5 КТ 0,5S Госреестр № 25433-11	VBF12-FE; Ктт. 10000/100, КТ 0,5 Госреестр № 41565-09	СЭТ -4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	СИКОН С70 Госреестр № 28822-05	активная	±1,2	±1,5
						реактивная	±2,6	±2,9
16	КЛ-10- 1/2(В.10кВ.яч.103)	АВ12-3 Ктт=300/5 КТ 0,5S Госреестр № 59024-14	VBF12-FE; Ктт. 10000/100, КТ 0,5 Госреестр № 41565-09	СЭТ -4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	СИКОН С70 Госреестр № 28822-05	активная	±1,2	±1,5
						реактивная	±2,6	±2,9
17	КЛ-10- 2/1(В.10кВ.яч.203)	АВ12-3 Ктт=300/5 КТ 0,5S Госреестр № 59024-14	VBF12-FE; Ктт. 10000/100, КТ 0,5 Госреестр № 41565-09	СЭТ -4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	СИКОН С70 Госреестр № 28822-05	активная	±1,2	±1,5
						реактивная	±2,6	±2,9



Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
18	Ввод 10 кВ. АТ-2	ТЛО-10-1М-3 Ктг=300/5 КТ 0,5S Госреестр № 25433-11	VBF12-FE; Ктг. 10000/100, КТ 0,5 Госреестр № 41565-09	СЭТ -4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	СИКОН С70 Госреестр № 28822-05	активная	±1,2	±1,5
						реактивная	±2,6	±2,9

Примечания:

1. Характеристики относительной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО.
4. Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ ПС «Бегишево»:
  - напряжение от  $0,98 \cdot U_{\text{НОМ}}$  до  $1,02 \cdot U_{\text{НОМ}}$ ;
  - сила тока от  $I_{\text{НОМ}}$  до  $1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}$ ,  $\cos\varphi=0,9$  инд;
  - температура окружающей среды  $(20 \pm 5) \text{ }^\circ\text{C}$ ;
5. Рабочие условия эксплуатации компонентов (АИИС КУЭ):
  - напряжение питающей сети от  $0,9 \cdot U_{\text{НОМ}}$  до  $1,1 \cdot U_{\text{НОМ}}$ ;
  - сила тока от  $0,05 \cdot I_{\text{НОМ}}$  до  $1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}$ ;
  - температура окружающей среды:
    - для счетчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ от минус 40 до плюс 60  $^\circ\text{C}$ ;
    - для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;
    - для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001.
    - для сервера от плюс 10 до плюс 40  $^\circ\text{C}$
    - для УСПД от минус 10 до плюс 40  $^\circ\text{C}$
6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики по ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.22-2012 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 31819.23-2012 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

Для разных сочетаний классов точности измерительных трансформаторов и счетчиков электрической энергии пределы допускаемых относительных погрешностей измерения энергии и мощности в рабочих условиях эксплуатации рассчитываются согласно алгоритмам, приведенным в «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Сетевая компания» НкЭС ПС 220кВ «Бегишево». Методика поверки» АИС НКС-Б 16.05.00 МП.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерения средней получасовой мощности и энергии для любого измерительного канала системы на интервалах усреднения получасовой мощности, на которых не производится корректировка времени ( $\delta_p$ ), рассчитываются по следующей формуле (на основании считанных по цифровому интерфейсу показаний счетчика о средней получасовой мощности, хранящейся в счетчике в виде профиля нагрузки в импульсах):

$$\delta_p = \pm \sqrt{\delta_s^2 + \left( \frac{KK_s * 100\%}{1000PT_{cp}} \right)^2}$$

$\delta_p$  - пределы допускаемой относительной погрешности измерения средней получасовой мощности и энергии, в %;

$\delta_s$  - пределы допускаемой относительной погрешности системы из табл.3 измерения электроэнергии, в %;

$K$  - масштабный коэффициент, равный общему коэффициенту трансформации трансформаторов тока и напряжения;

$Ke$  - внутренняя константа счетчика (величина эквивалентная 1 импульсу, выраженному в Вт\*ч);

$Tcp$  - интервал усреднения мощности, выраженный в часах;

$P$  - величина измеренной средней мощности с помощью системы на данном интервале усреднения, выраженная в кВт.

Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерения средней мощности для любого измерительного канала системы на интервалах усреднения мощности, на которых производится корректировка времени, рассчитываются по следующей формуле:

$$\sigma_{\text{доп.}} = \frac{\Delta t}{3600 T_{\text{ср}}} * 100\%$$

$\Delta t$  - величина произведенной корректировки значения текущего времени в счетчиках (в секундах);  $T_{\text{ср}}$  - величина интервала усреднения мощности (в часах).

Надежность применяемых в системе компонентов:

электросчетчик - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 90000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_{\text{в}} = 2$  ч;

УСПД - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 75000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_{\text{в}} = 1$  ч;

ИВК «ИКМ-Пирамида» - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 100000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_{\text{в}} = 1$  ч.

Надежность системных решений:

Резервирование питания электросчетчиков от цепей переменного тока 220в, УСПД и ИВК с помощью источника бесперебойного питания и устройств АВР;

Резервирование каналов связи: информация о результатах измерений и состоянии средств измерений может передаваться/приниматься в/от организации-участники ОРЭМ по коммутируемым каналам связи, GSM и по электронной почте;

Регистрация событий:

В журнале событий счетчика;

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

Журнал УСПД:

- параметрирования;
- коррекция времени в счетчике и УСПД;
- пропадания напряжения.

### Знак утверждения типа

наносится на титульных листах эксплуатационной документации системы типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Комплект поставки приведен в табл 4.

Таблица 4

Наименование	Тип	№ Госреестра	Количество шт.
1	2	3	4
Трансформаторы тока встроенные	ТВГ-УЭТМ-220	52619-13	21
Трансформаторы тока	ТОГФ-110	44640-10	21
Трансформаторы тока	ТЛО 10	25433-11	6
Трансформаторы тока	АВ12-3	59024-14	6
Трансформаторы напряжения антирезонансные элегазовые	ЗНГ-УЭТМ-220	53343-13	2
Трансформаторы напряжения антирезонансные элегазовые	ЗНГ-УЭТМ-110	53343-13	3
Трансформаторы напряжения	VBF12-FE	41565-09	2

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	18
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	28822-05	2
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	41681-10	1
Комплексы информационно-программное обеспечение	ИКМ «Пирамида» "Пирамида 2000"	45270-10	1
Методика поверки	АИС НКС-Б 16.05.00 МП		1
Формуляр	АИС НКС-Б 16.05.00.ПФ		1
Руководство по эксплуатации	АИС НКС-Б 16.05.00.РЭ		1

### Поверка

осуществляется по документу АИС НКС-Б 16.05.00 МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Сетевая компания» НкЭС ПС 220 кВ «Бегишево». Методика поверки», утвержденному ФБУ «ЦСМ Татарстан» 15 июня 2016 г.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по ГОСТ 8.216-2011;
- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки счетчиков электрической энергии многофункциональных СЭТ-4ТМ.03М в соответствии с методикой поверки «Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 20.11.2007 г.;

- средства поверки УСВ-2 в соответствии с методикой поверки, утвержденной ВНИИФТРИ в 2004 г.

- средства поверки контроллеров УСПД «СИКОН С70» в соответствии с методикой поверки ВЛСТ 220.00.000 И1 «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки», утвержденной ВНИИМС в 2005 году.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

### Сведения о методиках (методах) измерений

изложены в документе «Методика (методы) измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Сетевая компания» НкЭС ПС 220 кВ «Бегишево». АИС НКС-Б 16.05.00 МИ.

### Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Сетевая компания» НкЭС ПС 220 кВ «Бегишево»

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общитехнические условия.

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

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

**Изготовитель**

ОАО «Сетевая компания» филиал Нижнекамские электрические сети  
ИНН/КПП: 1655049111/165102001  
Юридический адрес: 423550, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Нижнекамск,  
ул. Ахтубинская 14  
Фактический адрес: 423550, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Нижнекамск,  
ул. Ахтубинская 14  
Тел.: 8(8555) 32-23-59, Факс: 8(8555) 32-24-59

**Заявитель**

ООО «БРАНД»  
ИНН/КПП 7701769950/771001001  
Юридический адрес: 127006, г. Москва, ул. Садовая-Триумфальная, д.16, стр. 3, пом. 1,  
комн. 2  
Почтовый адрес: 420015, г. Казань, а/я 60  
Тел. (843)230 46 55

**Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр  
стандартизации, метрологии и испытаний в Республике Татарстан» (ФБУ «ЦСМ Татарстан»)  
Юридический адрес: 420029, РТ, г. Казань, ул. Журналистов, 24  
Тел./факс: (843) 291-08-33  
Аттестат аккредитации ФБУ «ЦСМ Татарстан» по проведению испытаний средств  
измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310659 от 13.05.2015 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.