

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ филиала ОАО «Генерирующая компания» Казанская ТЭЦ-1

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ филиала ОАО «Генерирующая компания» Казанская ТЭЦ-1 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, для осуществления автоматизированного коммерческого учета и контроля потребления электроэнергии и мощности по расчетным точкам учета, формирования отчетных документов, передачи информации в центр сбора и обработки информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ 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 и автоматизированные места (АРМы);
- 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;
- 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;
- ведение времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ состоит из следующих функциональных уровней:

- первый уровень включает в себя измерительно-информационный комплекс (ИИК) и выполняет функцию автоматического проведения измерений в точке измерений. В состав ИИК входят измерительные трансформаторы тока (далее - ТТ), трансформаторы напряжения (далее – ТН), вторичные измерительные цепи, счетчики электрической энергии (далее – счетчики), установленные на объектах, указанных в таблице 12.
- второй 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 в 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 АИИС КУЭ охватывает уровень счетчиков, 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 и счетчиков осуществляется один раз в сутки. Коррекция системного времени производится не реже одного раза в сутки, при достижении расхождения времени ИВК и счетчиков ± 2 с. Погрешность системного времени не превышает ± 5 с.

Описание метрологических и технических характеристик ИИК, по которым производятся коммерческие расчеты на ОРЭМ, приведены в приложениях (описании типов средств измерений) свидетельств об утверждении типов средств измерений данных АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ 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.
- 4) Измеренные значения активной и реактивной электроэнергии в автоматическом режиме фиксируются в энергонезависимой базе данных электросчетчиков и ИВК.

Кроме параметров энергопотребления (измерительной информации) в счетчиках 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 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 ± 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 ИВК. Точность хода часов ± 1 с.

На верхнем - втором уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование поступающей информации, хранение измерительной информации и 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, сервера сбора данных ИВК и уровнем доступа АРМа к базе данных на сервере. Информация от смежных участников оптового рынка электроэнергии по измерениям передается в ИВК посредством электронной почты в согласованных заранее форматах (макетах типа 80020) и в дальнейшем используется при формировании отчетных данных с помощью ПО «Пирамида 2000» при условии, что смежные системы АИИС КУЭ соответствуют всем требованиям, предъявляемым к информационно измерительным системам, которые могут использоваться для коммерческих расчетов на ОРЭМ. Каждой такой точке измерения присваивается свой индивидуальный номер, который позволяет однозначно идентифицировать соответствующую точку измерений и использовать полученную информацию для обработки, хранения и передачи заинтересованным пользователям АИИС КУЭ.

Все основные технические компоненты, используемые АИИС КУЭ, являются средствами измерений и зарегистрированы в Государственном реестре. 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 используется программное обеспечение «Пирамида 2000».

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблицах с 1 по 10.

Таблица 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
Другие идентификационные данные (если имеются)	-

Таблица 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	CalcLeakage.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
Другие идентификационные данные (если имеются)	-

Таблица 3

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	CalcLosses.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
Другие идентификационные данные (если имеются)	-

Таблица 4

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Другие идентификационные данные (если имеются)	-

Таблица 5

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ParseBin.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Другие идентификационные данные (если имеются)	-

Таблица 6

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ParseIEC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Другие идентификационные данные (если имеются)	-

Таблица 7

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ParseModbus.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
Другие идентификационные данные (если имеются)	-

Таблица 8

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ParsePiramida.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
Другие идентификационные данные (если имеются)	-

Таблица 9

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	SynchroNSI.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
Другие идентификационные данные (если имеются)	-

Таблица 10

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Другие идентификационные данные (если имеются)	-

Алгоритм расчета цифрового идентификатора ПО – MD5.

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

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики и состав ИИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 11, 12.

Таблица 11

Параметр	Значение
Пределы допускаемых значений относительной погрешности измерения электрической энергии.	Значения пределов допускаемых погрешностей приведены в таблице 12
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 20 до 60 от минус 40 до 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	110; 6;
Первичные номинальные токи, кА	8; 3; 1; 0,8; 0,6; 0,4; 0,3
Номинальное вторичное напряжение, В	100
Номинальный вторичный ток, А	5
Количество точек учета (ИИК) шт.	78
Интервал задания границ тарифных зон, минут	30
Пределы допускаемой абсолютной погрешности хода часов, не более, секунд в сутки	± 5
Средний срок службы системы, лет	15

Таблица 12

№ точки измерения	Наименование объекта	Состав измерительного канала			Вид электро-энергии	Метрологические характеристики	
		ТТ	ТН	Счетчик		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Генератор №5	ТШВ-15 8000/5 КТ 0,5	ЗНОМ-15 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5	активная	±0,9	±1,1
					реактивная	±2,4	±3,6
2	Генератор №6	ТШВ-15 8000/5 КТ 0,5	ЗНОМ-15 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5	активная	±0,9	±1,1
					реактивная	±2,4	±3,6
3	Генератор №7	ТШВ-15 8000/5 КТ 0,5	ЗНОМ-15 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5	активная	±0,9	±1,1
					реактивная	±2,4	±3,6
4	ГТУ-2	ТШЛ-10 3000/5 КТ 0,5S	ЗНОЛ-06 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5	активная	±0,8	±1,1
					реактивная	±1,8	±3,6
5	ГТУ-1	ТШЛ-10 3000/5 КТ 0,5S	ЗНОЛ-06 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5	активная	±0,8	±1,1
					реактивная	±1,8	±3,6
6	Яч.2А РП-9	ТОЛ-10 600/5 КТ 0,2	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная	±0,6	±1,0
					реактивная	±1,8	±3,6

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6	7	8
7	Яч.2Б РП-9	ТОЛ-10 600/5 КТ 0,2	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,6 ±1,8	±1,0 ±3,6
8	Яч.5 ТП-397	ТПОЛ-10 600/5 КТ 0,5	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±1,1 ±3,6
9	Яч.6 Эл. Депо	ТОЛ-10 400/5 КТ 0,5	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±1,1 ±3,6
10	Яч.10 ПО Свяга	ТПФ-10 300/5 КТ 0,5	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±1,1 ±3,6
11	Яч.15Б ООО Бахетле	ТПОЛ-10 400/5 КТ 0,5	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5	СЭТ- 4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,0 ±2,0	±2,1 ±2,9
12	Яч.16 ПО Радиоприбор	ТПОЛ-10 600/5 КТ 0,5	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±1,1 ±3,6
13	Яч.19 ОАО Мелита	ТПОФ-10 600/5 КТ 0,5	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±1,1 ±3,6

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6	7	8
14	Яч.20А ТП-2462	ТОЛ-10 600/5 КТ 0,2	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,6 ±1,8	±1,0 ±3,6
15	Яч.20Б КФ ОАО Холод	ТОЛ-10 600/5 КТ 0,2	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,6 ±1,8	±1,0 ±3,6
16	Яч.21А ТП-2464	ТОЛ-10 600/5 КТ 0,2	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,6 ±1,8	±1,0 ±3,6
17	Яч.21Б ТП-328	ТОЛ-10 600/5 КТ 0,2	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,6 ±1,8	±1,0 ±3,6
18	Яч.22А ТП-2022	ТОЛ-10 600/5 КТ 0,5	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±1,1 ±3,6
19	Яч.22Б ТП-267	ТОЛ-10 600/5 КТ 0,5	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±1,1 ±3,6
20	Яч.23 ОАО Нэфис Косметикс	ТЛМ-10 600/5 КТ 0,5	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±1,1 ±3,6

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6	7	8
21	Яч.24 Казгорэлектротранс	ТПОФ-10 600/5 КТ 0,5	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±1,1 ±3,6
22	Яч.25А ТП-272 (ТП-1824,РТП-99)	ТПОЛ-10 600/5 КТ 0,5	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±1,1 ±3,6
23	Яч.25Б Сувар-Казань	ТПОЛ-10 800/5 КТ 0,5	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±1,1 ±3,6
24	Яч.26Б ОАО Спартак	ТОЛ-10 1000/5 КТ 0,2S	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,0 ±3,1
25	Яч.27А РТП-128	ТОЛ-10 1000/5 КТ 0,2S	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,0 ±3,1
26	Яч.28А РТП-70	ТОЛ-10 600/5 КТ 0,2	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,6 ±1,8	±1,0 ±3,6
27	Яч.28Б ТП-4816	ТОЛ-10 600/5 Кл.т. 0,2	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,6 ±1,8	±1,0 ±3,6

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6	7	8
28	Яч.29А ТП-383	ТОЛ-10 600/5 КТ 0,2	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,6 ±1,8	±1,0 ±3,6
29	Яч.30А ООО Мегаполис	ТПОЛ-10 300/5 КТ 0,5	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5	СЭТ- 4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,0 ±2,0	±2,1 ±2,9
30	Яч.31 3-д Точмаш	ТПОЛ-10 600/5 КТ 0,5	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±1,1 ±3,6
31	Яч.33 ОАО Карамай	ТПОФ-10 600/5 КТ 0,5	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±1,1 ±3,6
32	Яч.39 3-д Точмаш	ТПОЛ-10 600/5 КТ 0,2	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,6 ±1,8	±1,0 ±3,6
33	Яч.40А ООО Мегаполис	ТПОЛ-10 300/5 КТ 0,5	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±1,1 ±3,6
34	Яч.41А ЗАО АРГО	ТПОЛ-10 300/5 КТ 0,2	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,6 ±1,8	±1,0 ±3,6

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6	7	8
35	Яч.42А РТП-128	ТОЛ-10 1000/5 КТ 0,2S	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,0 ±3,1
36	Яч.43А ТП-472 (ТП-1427,РТП-99)	ТПОЛ-10 600/5 КТ 0,5	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±1,1 ±3,6
37	Яч.43Б Сувар-Казань	ТПОЛ-10 800/5 КТ 0,5	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±1,1 ±3,6
38	Яч.46 ОАО Нефис Косметикс	ТПОЛ-10 600/5 КТ 0,2	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,6 ±1,8	±1,0 ±3,6
39	Яч.53А МУП Метроэлектротранс	ТПОЛ-10 300/5 КТ 0,2	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,6 ±1,8	±1,0 ±3,6
40	Яч.53Б МУП Метроэлектротранс	ТПОЛ-СВЭЛ-10 300/5 КТ 0,2	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±0,8 ±2,0	±2,0 ±2,9
41	Яч.54А ЗАО Кварт	ТПОЛ-10 600/5 КТ 0,2	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,6 ±1,8	±1,0 ±3,6

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6	7	8
42	Яч.54Б ЗАО ПКФ Тройка	ТПОЛ-10 600/5 Кл.т. 0,2	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,6 ±1,8	±1,0 ±3,6
43	Яч.56А ТП-2462	ТПОЛ-10 600/5 КТ 0,2	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,6 ±1,8	±1,0 ±3,6
44	Яч.56Б ТП-353	ТПОЛ-10 600/5 КТ 0,2	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,6 ±1,8	±1,0 ±3,6
45	Яч.57 Метро	ТПОЛ-10 600/5 КТ 0,2	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,6 ±1,8	±1,0 ±3,6
46	Яч.58А ОАО Нэфис Косметикс	ТПОЛ-10 600/5 КТ 0,2	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,6 ±1,8	±1,0 ±3,6
47	Яч.59 ОАО Спартак	ТОЛ-10 1000/5 КТ 0,2S	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,0 ±3,1
48	Яч.64А СК Кирова	ТВЛМ-10 1000/5 КТ 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±1,1 ±3,6

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6	7	8
49	Яч.64Б СК Кирова	ТВЛМ-10 1000/5 КТ 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±1,1 ±3,6
50	Яч.70Б ЗАО Кварт	ТВЛМ-10 600/5 КТ 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±1,1 ±3,6
51	Яч.70В 3-д Точмаш	ТВЛМ-10 600/5 КТ 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±1,1 ±3,6
52	Яч.71А Гипермаркет Кольцо	ТЛМ-10 600/5 КТ 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±1,1 ±3,6
53	Яч.71В ЗАО Кварт	ТЛМ-10 600/5 КТ 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±1,1 ±3,6
54	Яч.74А Метро	ТЛМ-10 600/5 КТ 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±1,1 ±3,6
55	Яч.74Б СК Кирова	ТВЛМ-10 1000/5 КТ 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±1,1 ±3,6

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6	7	8
56	Яч.76А Метро	ТВЛМ-10 1000/5 КТ 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±1,1 ±3,6
57	Яч.76Б Квартал 146 (РП-70 Л-2)	ТВЛМ-10 1000/5 КТ 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±1,1 ±3,6
58	Яч.80Б Метро	ТВЛМ-10 600/5 КТ 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±1,1 ±3,6
59	Яч.80В 3-д Точмаш	ТВЛМ-10 600/5 КТ 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±1,1 ±3,6
60	Яч.83А Квартал Б (РП-127)	ТЛК-10 600/5 КТ 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±1,1 ±3,6
61	Яч.83Б СК Кирова	ТВЛМ-10 600/5 КТ 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±1,1 ±3,6
62	Яч.83В Метро	ТВЛМ-10 600/5 КТ 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±1,1 ±3,6

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6	7	8
63	Яч.84Б ООО Бахетле	ТЛМ-10 400/5 КТ 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±1,1 ±3,6
64	Яч.84В ТП-2465	ТВЛМ-10 1000/5 КТ 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±1,1 ±3,6
65	Яч.86А КЭС ТП-1824 (БКТП-306)	ТВЛМ-10 1000/5 КТ 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±1,1 ±3,6
66	Яч.86Б ТП-2464	ТВЛМ-10 600/5 КТ 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±1,1 ±3,6
67	Яч.90А Гипермаркет Кольцо	ТВЛМ-10 600/5 КТ 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±1,1 ±3,6
68	Яч.90Б ГИБДД (ТП-3841)	ТОЛ-10 УТ2.1 400/5 КТ 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±1,1 ±3,6
69	Яч.91А ЗАО Кварт	ТВЛМ-10 600/5 КТ 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±1,1 ±3,6

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6	7	8
70	Яч.91Б ЗАО Кварт	ТВЛМ-10 600/5 КТ 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±1,1 ±3,6
71	Яч.93А СК Кирова	ТВЛМ-10 1000/5 КТ 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±1,1 ±3,6
72	Яч.93Б СК Кирова	ТВЛМ-10 1000/5 КТ 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±1,1 ±3,6
73	ВЛ-110кВ ТЭЦ1-Западная	TGM 145 1000/5 КТ 0,2	НКФ-110 6000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,6 ±1,8	±1,0 ±3,6
74	ВЛ-110кВ ТЭЦ1- Новокремлевская	TGM 145 1000/5 КТ 0,2S	НКФ-110 110000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,0 ±3,1
75	ВЛ-110кВ ТЭЦ1-Южная- 1	TGM 145 1000/5 КТ 0,2	НКФ-110 110000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,6 ±1,8	±1,0 ±3,6
76	ВЛ-110кВ ТЭЦ1-Южная- 2	TGM 145 1000/5 КТ 0,2S	НКФ-110 110000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,0 ±3,1

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6	7	8
77	Т-1(110кВ)	ТФНД-110 600/5 КТ 0,5	НКФ-110 110000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	активная реактивная	±0,0 ±0,0	±0,0 ±0,0
78	ОВ-110 кВ	ТРГ-110 П 1000/5 КТ 0,2S	НКФ-110- 57У1 110000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,5S/1,0	активная реактивная	±1,0 ±2,0	±2,0 ±2,3

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:
 - 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 $40 \text{ }^\circ\text{C}$ до плюс $60 \text{ }^\circ\text{C}$;
 - для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;
 - для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001;
 - для сервера от 10 до $40 \text{ }^\circ\text{C}$.
6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики по ГОСТ 31819.22 – 2012 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 31819.23 – 2012 в режиме измерения реактивной электроэнергии.
7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 12. Допускается замена компонентов системы на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть. После замены измерительных компонентов и восстановления ИК предъявить ИК на внеочередную поверку.

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 «Методике поверки» АИИС КУЭ АИИСГК15.01.00 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 (δ_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):

$$\delta_p = + \sqrt{\delta_s^2 + \left(\frac{KK_e * 100\%}{10000PT_{cp}} \right)^2}, \text{ где:}$$

δ_p - пределы допускаемой относительной погрешности измерения средней получасовой мощности и энергии, в %;

δ_s - пределы допускаемой относительной погрешности системы из табл.12 измерения электроэнергии, в %;

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

K_e - внутренняя константа счетчика (величина эквивалентная 1 импульсу, выраженному в Вт·ч);

T_{cp} - 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:

$$\delta_{\text{р.корр.}} = \frac{\Delta t}{3600 T_{\text{ср}}} * 100\% ,$$

где:

Δt - 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;
- 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 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-участника ОРЭМ по выделенным, коммутируемым каналам связи, GSM и по электронной почте;

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;

Знак утверждения типа

наносится на титульных листах эксплуатационной документации системы типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплект поставки приведен в таблице 13.

Таблица 13

№ п/п	Наименование	Тип	№ Госреестра	Количество, шт.
1	2	3	4	5
1	Трансформаторы тока	ТШВ-15	1836-63	9
2	Трансформаторы тока	ТШЛ-10УЗ	3972-73	6
3	Трансформаторы тока	ТОЛ-СВЭЛ	42663-09	33
4	Трансформаторы тока	ТПОЛ 10	1261-02	51
5	Трансформаторы тока	ТОЛ-10 УТ2	6009-77	4
6	Трансформаторы тока	ТПФМ-10	814-53	2
7	Трансформаторы тока	ТПОФ	518-50	6
8	Трансформаторы тока	ТЛМ-10	2473-00	10
9	Трансформаторы тока	ТОЛ-10-І	15128-07	12
10	Трансформаторы тока	ТПОЛ-СВЭЛ	45425-10	3
11	Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	1856-63	38
12	Трансформаторы тока	ТЛК-10	9143-06	2

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5
13	Трансформаторы тока	TG 145-420	15651-96	12
14	Трансформаторы тока измерительные	ТФНД-110М	2793-71	3
15	Трансформаторы тока элегазовые	ТРГ-110-П*	26813-06	3
16	Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-15-63	1593-70	9
17	Трансформаторы напряжения измерительные	ЗНОЛ.06	3344-04	6
18	Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	380-49	126
19	Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2611-70	75
20	Трансформаторы напряжения	НКФ-110	26452-04	15
21	Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	14205-94	3
17	Счётчики электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	10
18	Счётчики электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	68
20	Устройства синхронизации времени	УСВ-2	41681-10	1
21	Комплексы информационно-вычислительные	ИКМ - Пирамида	45270-10	1
22	Программное обеспечение	«Пирамида 2000»	-	1
23	Методика поверки	АИИСГК15.01.00 МП	-	1
24	Формуляр	АИИСГК15.01.00 ФО	-	1
25	Руководство по эксплуатации	АИИСГК15.01.00 РЭ	-	1

Поверка

осуществляется по документу АИИСГК15.01.00 МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ филиала ОАО «Генерирующая компания» Казанская ТЭЦ-1. Методика поверки», утвержденному ФБУ «ЦСМ Татарстан» 25 октября 2015 г.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;
- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки счетчиков электрической энергии типа СЭТ-4ТМ.03 в соответствии с методикой поверки «Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03.Методика поверки» ИЛГШ.411152.124 РЭ1, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10.09.2004 г.;
- 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 2004г.
- радиочасы «МИР РЧ-01», принимающие сигналы спутниковой навигационной системы «Глонасс», Global Positioning System (GPS).

Сведения о методиках (методах) измерений

Сведения о методике измерений изложены в документе «Методика (методы) измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно – измерительной коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ филиала ОАО «Генерирующая компания» Казанская ТЭЦ-1. АИИСГК15.01.00 МИ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ филиала ОАО «Генерирующая компания» Казанская ТЭЦ-1

1. ГОСТ 22261-94. Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
2. ГОСТ 8.596-2002. Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.
3. ГОСТ 34.601-90. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Стадии создания.

Изготовитель

ООО «ТатАИСЭнерго», г. Казань

ИНН 1655152750

Юридический адрес: 420021, г. Казань, ул. М.Салимжанова, 1

Почтовый адрес: 420021, г. Казань, ул. М.Салимжанова, 1

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.

« ___ » _____ 2015 г.