

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ АО «Татэнергосбыт» одиннадцатая очередь

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ АО «Татэнергосбыт» одиннадцатая очередь (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии за установленные интервалы времени, 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 АО «Татэнергосбыт» и другим заинтересованным организациям в согласованных форматах.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением, распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Измерительные каналы состоят из трех уровней АИИС КУЭ:

1-й уровень - 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 объектах, указанных в таблице 3.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) и выполняет функцию консолидации информации по данной электроустановке либо группе электроустановок. В состав ИВКЭ входят устройство сбора и передачи данных (УСПД) на базе «Сикон С1» (Регистрационный № 29484-05), «Сикон С70» (Регистрационный № 28822-05) и ARIS-2803 (Регистрационный № 67864-17) указаны в таблице 3, 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).

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных, технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура), устройство синхронизации времени типа УСВ-2 (Регистрационный № 41681-10); автоматизированные рабочие места (АРМ) на базе ПК, технические средства для организации функционирования локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, 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 другим участникам/(от других участников) ОРЭМ, подготовки отчетов и передачи их различным пользователям.

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.

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: 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 преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счётчика электрической энергии. В счётчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы и напряжения переменного тока в микропроцессоре счётчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин. Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин. Цифровой сигнал с выходов счётчиков по проводным линиям связи поступает на входы соответствующего УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление, хранение и передача полученных данных в ИВК.

На третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

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.

Передача результатов измерений в виде xml файла формата 80020 (в соответствии с приложением № 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности) от ИВК осуществляется по электронной почте ответственному работнику АО «Татэнергосбыт», имеющему электронно-цифровую подпись (ЭЦП). Далее макет загружается в ПО «АРМ Участника ОРЭ» разработки АО «АТС», подписывается и отправляется посредством сети Internet в ПАК АО «АТС».

Сервер БД обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ сторонних организаций в соответствии с Таблицей 1 - Перечень АИИС КУЭ сторонних организаций.

Также сервер БД может обеспечивать прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц (предприятий потребителей, сетевых организаций, смежных субъектов ОРЭ и др.), получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

Таблица 1 - Перечень АИИС КУЭ сторонних организаций

ООО "Транснефтьэнерго" (ОАО "Средне-Волжский Транснефтепродукт" в границах Республики Татарстан)		
1	2	3
1	ВЛ 10 кВ №16 Куралово - Р.Бурнашево, оп.17	Система автоматизированная информационно – измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Средне-Волжский Транснефтепродукт» по РБ «Куралово» регистрационный № 55064-13.
2	РТП №124/23, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.109	Система автоматизированная информационно – измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ООО «ТАТНЕФТЬ-ЭНЕРГОСБЫТ» регистрационный № 6200-14.
3	РТП №124/23, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.106	
4	РТП №124/23, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.206	
5	ЗРУ-6 кВ ППС Михайловка-1, 2СШ 6 кВ, яч.30	Система автоматизированная информационно – измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ПАО "Транснефть" в части АО "Транснефть - Прикамье" по объекту ППС "Михайловка-1" регистрационный № 69955-17.
6	ЗРУ-6 кВ ППС Михайловка-1, 1СШ 6 кВ, яч.4	
7	ЗРУ-6 кВ ПНС ГПС Нижнекамск-2, 1СШ 6 кВ, яч.3	Система автоматизированная информационно – измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ПАО "Транснефть" в части АО "Транснефть - Прикамье" по объекту ГПС «Нижнекамск-2» регистрационный № 69954-17.
8	ЗРУ-6 кВ МНС ГПС Нижнекамск-2, 1СШ 6 кВ, яч.3	
9	ЗРУ-6 кВ МНС ГПС Нижнекамск-2, 2СШ 6 кВ, яч.25	
10	ЗРУ-6 кВ МНС ГПС Нижнекамск-2, 2СШ 6 кВ, яч.21	
ОАО «ЭнергосбыТ Плюс» (ОАО «Удмуртская энергосбытовая компания»)		
11	ПС 35 кВ Варзи-Ятчи, ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Кучуково-ВарзиЯтчи	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Энергосбыт Плюс (ЕЦСОИ) регистрационный №70529-18.
12	ПС 110 кВ Киясово, ОРУ-35 кВ 1 с.ш., ВЛ-35 кВ Киясово - Кучуково с отпайкой на ПС 35кВ Терси	
13	ПС 110 кВ Киясово, ОРУ-35 кВ 2 с.ш., ВЛ-35 кВ Киясово - Чекалда с отпайками на ПС Кадыбаш и ПС Салья	
14	ПС 35 кВ Салья, Ввод 10 кВ Т-1	
15	ПС 35 кВ Салья, Ввод 0,4 кВ ТСН-1	
16	ПС 35 кВ Быргында, ОРУ-35 кВ, ВЛ-35кВ Быргында - Красный Бор	
17	ПС 110 кВ Пурга, ЗРУ-10 кВ 2 с.ш., яч. №22	

Продолжение таблицы 1

1	2	3
ОАО "ЭнергосбыТ Плюс" (ОАО "Кировэнергосбыт")		
18	ПС «Вятские Поляны» 220/110/10 кВ, ВЛ-110 кВ Вятские Поляны-Малмыж	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220/110/10 кВ Вятские Поляны регистрационный № 65441-16.
19	ПС Вятские Поляны, ОРУ-110кВ, ОВМ 110кВ	
20	ПС "Малмыж" 110/35/10 кВ, ВЛ-110 кВ Вятские Поляны-Малмыж	
ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Волги (по сетям 330 кВ и выше Самарской области)		
21	ПС 500 кВ Азот, СШ-500 кВ, ВЛ-500 кВ Азот-Бугульма	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ «Азот» регистрационный № 51420-12.
22	Заинская ГРЭС, ОРУ-500 кВ, ВЛ 500 кВ Заинская ГРЭС-Куйбышевская	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Генерирующая компания» Заинская ГРЭС регистрационный № 67890-17.
23	ПС 500 кВ Куйбышевская, СШ-500 кВ, ВЛ-500 кВ Заинская ГРЭС-Куйбышевская	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 500 кВ Куйбышевская регистрационный № 71210-18.

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) за электронно-цифровой подписью в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ осуществляется сервером БД по сети Internet через интернет-провайдера, по коммутируемым телефонным линиям или сотовой связи.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы (ИИК, ИВКЭ, ИВК). АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени УСВ-2, синхронизирующим часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от УСВ-2.

Сравнение показаний часов сервера ИВК с соответствующим УСВ-2 осуществляется не реже 1 раза в сутки, корректировка часов сервера производится при расхождении с УСВ-2 на величину более  $\pm 2$  с.

Сравнение показаний часов УСПД с часами сервера БД осуществляется при каждом сеансе связи, корректировка часов УСПД производится при расхождении с часами сервера БД на величину более  $\pm 1$  с. Сравнение показаний часов счётчиков с часами соответствующего УСПД производится во время сеанса связи. Корректировка часов счётчиков осуществляется при расхождении показаний часов счётчика и часов УСПД на величину более  $\pm 1$  с.

Передача информации от счётчика до УСПД, от УСПД до сервера БД реализована с помощью каналов связи, задержки в которых составляют 0,2 с. Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

Журналы событий счетчиков, УСПД и сервера БД отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано время устройства.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 2.

Таблица 2 - Идентификационные данные программного обеспечения

1	2
Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
Идентификационное наименование ПО	CalcLeakage.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
Идентификационное наименование ПО	CalcLosses.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Идентификационное наименование ПО	ParseBin.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Идентификационное наименование ПО	ParseIEC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Идентификационное наименование ПО	ParseModbus.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
Идентификационное наименование ПО	ParsePiramida.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
Идентификационное наименование ПО	SynchroNSI.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
Идентификационное наименование ПО	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм расчета цифрового идентификатора	MD5

### Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 3,4,5.

Таблица 3 – Состав ИК

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты					Сер- вер
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	УСВ	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ПС 110 кВ Каргали, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, ф.204	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S Ктт=1000/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А; В; С	ТJP4 Кл.т. 0,5 Ктн=6000/100 Рег. № 45423-10 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег.№ 36697- 12	СИКОН С70 Рег. № 28822- 05	УСВ-2 Рег. № 41681- 10	HP Proli ant DL3 80 G7
2	ПС 110 кВ Каргали, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, ф.103	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S Ктт=1000/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А; В; С	ТJP4 Кл.т. 0,5 Ктн=6000/100 Рег. № 45423-10 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег.№ 36697- 12	СИКОН С70 Рег. № 28822- 05		
3	ПС 110 кВ Акташ, ЗРУ 6 кВ, 1С 6 кВ, ф.16	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S Ктт=600/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 Кл.т. 0,5; Ктн=6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег.№ 36697- 12	СИКОН С70 Рег. № 28822- 05		
4	ПС 110 кВ Акташ, ЗРУ 6 кВ, 2С 6 кВ, ф.19	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S Ктт=600/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 Кл.т. 0,5; Ктн=6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег.№ 36697- 12	СИКОН С70 Рег. № 28822- 05		
5	ПС 35кВ Кучуково, ОРУ-35 кВ, 1 с.ш., Кучуково- Варзи Ятчи	ТОЛ-35 Кл.т. 0,5 Ктт=150/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; В; С	НАМИ-35-УХЛ1 Кл.т. 0,5; Ктн=35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	СИКОН С1 Рег. № 15236- 01		
6	ПС 35 кВ Красный Бор, ОРУ-35 кВ. Быргында- Красный Бор	ТОЛ-35 Кл.т. 0,5 Ктт=100/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; В; С	НАМИ-35-УХЛ1 Кл.т. 0,5; Ктн=35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег.№ 36697- 08	ARIS- 2803 Рег.№ 67864- 17		
7	ВЛ-10 кВ ф.13 ПС 110 кВ Пурга, оп. №29, ПКУ-10 кВ ЩУ	ТОЛ-СЭЩ-10-11 Кл.т. 0,5; 50/5 Ктт= 50/5 Рег. №32139-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛПМ-10 Кл.т. 0,5; Ктн= 10000/100 Рег. № 23544-07 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег.№ 36697- 12	отсутст вует		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8
8	ПС 110 кВ Кукмор, ОРУ-110 кВ, 1 СШ 110 кВ, отп. от ВЛ-110 кВ Вятские Поляны- Малмыж с отпайками	ТФЗМ-110Б-1У1 Кл.т. 0,5; Ктт=600/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С	НКФ-110-83 У1 Кл.т. 0,5; Ктн=110000/100 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ARIS- 2803 Рег.№ 67864- 17		
9	ПС 110 кВ Кукмор, ОРУ-110 кВ, 1 СШ 110 кВ, отп. от ВЛ-110 кВ Вятские Поляны- Малмыж с отпайками (резерв)	ТФЗМ-110Б-1У1 Кл.т. 0,5; Ктт=600/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С	НКФ-110-83 У1 Кл.т. 0,5; Ктн=110000/100 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	СИКОН С1 Рег. № 15236- 01		
10	ПС 110 кВ Кукмор, ОРУ-110 кВ, ОРУ-110 кВ, ОВ-110 кВ	ТФЗМ-110Б-1У1 Кл.т. 0,5; Ктт=600/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С	НКФ-110-83 У1 Кл.т. 0,5; Ктн=110000/100 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ARIS- 2803 Рег.№ 67864- 17	УСВ- 2 Рег. № 41681 -10	HP Proli ant DL3 80 G7
11	ПС 110 кВ Сардек, ОРУ-110 кВ, ввод Т1	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5S; Ктт=300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5; Ктн=10000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №36697-08	ARIS- 2803 Рег.№ 67864- 17		
12	ПС 110 кВ Сардек, ОРУ-110 кВ, ввод Т1 (резерв)	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5S; Ктт=300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5; Ктн=10000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №36697-08	СИКОН С1 Рег. № 15236- 01		
13	ПС 110 кВ Сардек, ОРУ-110 кВ, ТСН-1	ТТИ Кл.т. 0,5S; Ктт=100/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В, С	отсутствует	СЭТ- 4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №27524-04	ARIS- 2803 Рег.№ 67864- 17		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8
14	ПС 110 кВ Сардек, ОРУ-110 кВ, ТСН-1 (резерв)	ТТИ Кл.т. 0,5S; Ктт=100/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В, С	отсутствует	СЭТ- 4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-08	СИКОН С1 Рег. № 15236- 01	УСВ- 2 Рег. № 41681 -10	
15	ПС 500 кВ Бугульма, ОРУ-500 кВ, ВЛ 500 кВ Азот- Бугульма	SAS 550 Кл.т. 0,2S; Ктт=3000/1 Рег. № 25121-07 Фазы: А;В; С	VEOS Кл.т. 0,2; Ктн=500000/100 Рег. № 37113-14 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822- 05		
16	ПС 110 кВ Ютаза, КРУ- 6 кВ, 2СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 45-01	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5S; Ктт=600/5 Рег. № 7069-02 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 Кл.т. 0,5; Ктн=6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ARIS- 2803 Рег.№ 67864- 17		
17	ПС 110 кВ Ютаза, КРУ- 6 кВ, 2СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 45-02	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5S; Ктт=400/5 Рег. № 7069-02 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 Кл.т. 0,5; Ктн=6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ARIS- 2803 Рег.№ 67864- 17		
18	ПС 110 кВ Ютаза, КРУ- 6 кВ, 2СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 45-03	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5S; Ктт=600/5 Рег. № 7069-02 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 Кл.т. 0,5; Ктн=6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ARIS- 2803 Рег.№ 67864- 17	УСВ- 2 Рег. № 41681 -10	HP Proli ant DL3 80 G7
19	ПС 110 кВ Ютаза, КРУ- 6 кВ, 2СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 45-04	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5S; Ктт=400/5 Рег. № 7069-02 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 Кл.т. 0,5; Ктн=6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ARIS- 2803 Рег.№ 67864- 17		
20	ПС 110 кВ Ютаза, КРУ- 6кВ, 1СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 45-08	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5S; Ктт=400/5 Рег. № 7069-02 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 Кл.т. 0,5; Ктн=6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ARIS- 2803 Рег.№ 67864- 17		
21	ПС 110 кВ Ютаза, КРУ- 6кВ, 1СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 45-09	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5S; Ктт=400/5 Рег. № 7069-02 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 Кл.т. 0,5; Ктн=6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ARIS- 2803 Рег.№ 67864 -17		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8
22	ПС 110 кВ Ютаза, КРУ- 6кВ, 1СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 45-10	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5S; Ктт=600/5 Рег. № 7069-02 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 Кл.т. 0,5; Ктн=6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ARIS- 2803 Рег.№ 67864 -17	УСВ- 2 Рег. № 41681 -10	HP Proli ant DL3 80 G7
23	ПС 110 кВ Ютаза, КРУ- 6кВ, 2СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 45-12	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5S; Ктт=200/5 Рег. № 7069-02 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 Кл.т. 0,5; Ктн=6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ARIS- 2803 Рег.№ 67864 -17		
24	ПС 110 кВ Ютаза, КРУ- 6 кВ, 1СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 45-13	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5S; Ктт=400/5 Рег. № 7069-02 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 Кл.т. 0,5; Ктн=6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ARIS- 2803 Рег.№ 67864 -17		
25	ПС 110 кВ Ютаза, КРУ- 6 кВ, 1СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 45-14	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5S; Ктт=300/5 Рег. № 7069-02 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 Кл.т. 0,5; Ктн=6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ARIS- 2803 Рег.№ 67864 -17		
26	ПС 110 кВ Александров ка, КРУ-6кВ, 1СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 8-01	ТОЛ-10-І Кл.т. 0,5S; Ктт=300/5 Рег. № 15128-03 Фазы: А; С	НТМИ 6 Кл.т. 0,5; Ктн=6000/100 Рег. № 380-49 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ARIS- 2803 Рег.№ 67864 -17		
27	ПС 110 кВ Александров ка, КРУ-6кВ, 2СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 8-02	ТОЛ-10-І Кл.т. 0,5S; Ктт=300/5 Рег. № 15128-03 Фазы: А; С	НТМИ 6 Кл.т. 0,5; Ктн=6000/100 Рег. № 380-49 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ARIS- 2803 Рег.№ 67864 -17		
28	ПС 110 кВ Александров ка, КРУ-6кВ, 1СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 8-03	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5S; Ктт=400/5 Рег. № 7069-02 Фазы: А; С	НТМИ 6 Кл.т. 0,5; Ктн=6000/100 Рег. № 380-49 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ARIS- 2803 Рег.№ 67864 -17		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8
29	ПС 110 кВ Александров ка, КРУ-6кВ, 1СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 8-04	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5S; Ктт=300/5 Рег. № 47959-16 Фазы: А; С	НТМИ 6 Кл.т. 0,5; Ктн=6000/100 Рег. № 380-49 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ARIS- 2803 Рег.№ 67864 -17	УСВ- 2 Рег. № 41681 -10	HP Proli ant DL3 80 G7
30	ПС 110 кВ Александров ка, КРУ-6кВ, 2СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 8-05	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5S; Ктт=200/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; С	НТМИ 6 Кл.т. 0,5; Ктн=6000/100 Рег. № 380-49 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ARIS- 2803 Рег.№ 67864 -17		
31	ПС 110 кВ Александров ка, КРУ-6кВ, 2СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 8-06	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5S; Ктт=300/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; С	НТМИ 6 Кл.т. 0,5; Ктн=6000/100 Рег. № 380-49 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ARIS- 2803 Рег.№ 67864 -17		
32	ПС 110 кВ Александров ка, КРУ-6кВ, 2СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 8-07	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5S; Ктт=300/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; С	НТМИ 6 Кл.т. 0,5; Ктн=6000/100 Рег. № 380-49 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ARIS- 2803 Рег.№ 67864 -17		
33	ПС 110 кВ Александров ка, КРУ-6кВ, 1СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 8-08	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5S; Ктт=300/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; С	НТМИ 6 Кл.т. 0,5; Ктн=6000/100 Рег. № 380-49 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ARIS- 2803 Рег.№ 67864 -17		
34	ПС 110 кВ Александров ка, КРУ-6кВ, 1СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 8-09	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5S; Ктт=300/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; С	НТМИ 6 Кл.т. 0,5; Ктн=6000/100 Рег. № 380-49 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ARIS- 2803 Рег.№ 67864 -17		
35	ПС 110 кВ Александров ка, КРУ-6кВ, 2СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 8-10	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5S; Ктт=300/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; С	НТМИ 6 Кл.т. 0,5; Ктн=6000/100 Рег. № 380-49 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ARIS- 2803 Рег.№ 67864 -17		
36	ПС 110 кВ Александров ка, КРУ-6кВ, 1СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 8-11	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5S; Ктт=600/5 Рег. № 7069-07 Фазы: А; С	НТМИ 6 Кл.т. 0,5; Ктн=6000/100 Рег. № 380-49 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ARIS- 2803 Рег.№ 67864 -17		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8
37	ПС 110 кВ Александров ка, КРУ-6кВ, 2СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. 8-12	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5S; Ктт=400/5 Рег. № 7069-07 Фазы: А; С	НТМИ 6 Кл.т. 0,5; Ктн=6000/100 Рег. № 380-49 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ARIS- 2803 Рег.№ 67864 -17	УСВ- 2 Рег. № 41681 -10	HP Proli ant DL3 80 G7

Примечания:

1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что АО «Татэнергосбыт» не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
2. Допускается замена УСПД, УСВ-2 на аналогичные утвержденных типов, а также замена серверов без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
3. Замена оформляется техническим актом в установленном в АО «Татэнергосбыт» порядке, вносятся изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 4 - Основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики	
		Границы основной погрешности, ( $\pm\delta$ ) %	Границы погрешности в рабочих условиях, ( $\pm\delta$ ) %
15	Активная	1,1	1,5
	реактивная	2,1	2,8
1-4,7, 11,12, 16-37	Активная	1,5	2,0
	реактивная	2,6	2,9
5-10	Активная	1,5	2,4
	реактивная	2,6	3,1
13-14	Активная	0,7	1,0
	реактивная	1,1	1,3

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	18
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– напряжение, % от <math>U_{ном}</math></li> <li>– ток, % от <math>I_{ном}</math></li> <li>– коэффициент мощности, <math>\cos\varphi</math></li> <li>– частота, Гц</li> </ul> <p>температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 98 до 102</p> <p>от 5 до 120</p> <p>0,9</p> <p>от 49,8 до 50,2</p> <p>от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– напряжение, % от <math>U_{ном}</math></li> <li>– ток, % от <math>I_{ном}</math></li> <li>– коэффициент мощности, <math>\cos\varphi</math></li> <li>– частота, Гц</li> </ul> <p>температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С</p>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 5 до 120</p> <p>от 0,5<sub>инд</sub> до 0,8<sub>емк</sub></p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от -45 до +40</p> <p>от -40 до +60</p> <p>от -10 до +40</p>
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±5
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>– среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>– среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> <p>УССВ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>– среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> <p>сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> </ul> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>150000</p> <p>2</p> <p>125000</p> <p>24</p> <p>35000</p> <p>2</p> <p>100000</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации:</p> <p>счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее</li> <li>– при отключении питания, лет, не менее</li> </ul> <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее</li> <li>– при отключении питания, лет, не менее</li> </ul> <p>сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее</li> </ul>	<p>85</p> <p>10</p> <p>45</p> <p>5</p> <p>3,5</p>

Надежность системных решений:

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

Регистрация событий:

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

Защищенность применяемых компонентов;

- механическая защита от несанкционированного доступа пломбированием:
  - электросчетчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей;
  - испытательных коробок;
  - УСПД;
  - сервера БД;
  - защита информации на программном уровне;
  - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на электросчетчики;
- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на сервер БД.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована);

Цикличность:

- измерений приращений электроэнергии на 30 минут (функция автоматизирована);
- сбора результатов измерений – не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

**Знак утверждения типа**

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ.

**Комплектность средства измерений**

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 -Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	9
Трансформаторы тока	ТЛО-10	4
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-1	18
Трансформаторы тока	ТОЛ-35	6

Продолжение таблицы 6

1	2	3
Трансформаторы тока	ТФЗМ-110Б-1У1	6
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	2
Трансформаторы тока	ТТИ	3
Трансформаторы тока	SAS 550	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	28
Трансформаторы напряжения	ТJP4	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35-УХЛ1	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛПМ-10	3
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-83 У1	3
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	1
Трансформаторы напряжения	VEOS	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ 6	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	35
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	2
Устройства сбора и передачи данных	СИКОН С70	3
Устройства сбора и передачи данных	СИКОН С 1	5
Устройства сбора и передачи данных	ARIS-2803	5
Источники частоты и времени / серверы синхронизации времени	УСВ-2	1
Комплексы информационно-вычислительные	ИКМ - Пирамида	1
Программное обеспечение	Пирамида 2000	1
Методика поверки	ТЭС 057.217.00.11.00 МП	1
Формуляр	ТЭС 057.217.00.11.00 ФО	1
Руководство по эксплуатации	ТЭС 057.217.00.11.00 РЭ	1

### Поверка

осуществляется по документу ТЭС 057.217.00.11.00 МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ АО «Татэнергосбыт» одиннадцатая очередь. Методика поверки», утвержденному ФБУ «ЦСМ Татарстан» 21.10.2019 г.

Основные средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003;  
 - ТН – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;  
 - 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 ВНИИФ-ТРИ в 2004г.

- средства поверки контроллеров УСПД «СИКОН С1» в соответствии с методикой поверки «Контроллеры сетевые промышленные. СИКОН С1. Методика поверки» ВЛСТ166.00.000 И1, утвержденной в 2003 г.;

- средства поверки контроллеров УСПД «СИКОН С70» в соответствии с методикой поверки «ПБКМ.424359.016 МП», утвержденной ООО «ИЦРМ» 21.04.2017 г.;

- средства поверки контроллеров УСПД «ARIS-2803» в соответствии с методикой поверки «ПБКМ.424359.016 МП», утвержденной ООО «ИЦРМ» 21.04.2017 г.;

- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы GlobalPositioningSystem (GPS) (Регистрационный № 27008-04);

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

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик, поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

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

приведены в эксплуатационном документе.

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АО «Татэнергообит» одиннадцатая очередь**

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

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 МЭК 61107-2001 Обмен данными при считывании показаний счетчиков, тарификации и управления нагрузкой. Прямой локальный обмен данными

### **Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «СИТ-КАЗАНЬ» (ООО «СИТ-КАЗАНЬ») ИНН 1656077753

Адрес: 420030, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Большая, д. 80

Телефон/факс: 8 (843)512-78-25

### **Испытательный центр**

ФБУ «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Республике Татарстан»

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 24

Телефон/факс: 8 (843) 291-08-33

E-mail: [isp16@tatcsm.ru](mailto:isp16@tatcsm.ru)

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

А.В. Кулешов

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.