

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ТНС энерго Тула»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ТНС энерго Тула» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД) и каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Тулэнерго», реализованный на базе закрытой облачной системы VMware, сервер филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Калугаэнерго», сервер АО «ТНС энерго Тула», реализованный на базе закрытой облачной системы VMware, программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000», автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика 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 мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Для измерительных каналов (ИК) №№ 11, 12 цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер АО «ТНС энерго Тула», на котором выполняется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Для остальных ИК цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы соответствующего УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление и хранение измерительной информации, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Далее измерительная информация от УСПД по основному каналу связи при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер АО «ТНС энерго Тула», на котором выполняется обработка, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

При отказе основного канала связи измерительная информация от УСПД по резервному каналу связи при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Тулэнерго» (для ИК №№ 1-6) и сервер филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Калугаэнерго» (для ИК №№ 7-10, 13-19), на которых выполняется обработка, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Один раз в сутки (или по запросу в ручном режиме) сервер филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Тулэнерго» и сервер филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Калугаэнерго» автоматически формируют файлы отчета с результатами измерений в виде xml-файлов формата 80020 и передают на сервер АО «ТНС энерго Тула» по каналу связи сети Internet.

Также сервер АО «ТНС энерго Тула» может принимать измерительную информацию в виде xml-файлов формата 80020 от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии (ОРЭ).

Передача информации от сервера АО «ТНС энерго Тула» в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта ОРЭ, в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом ТСР/ІР сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния 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.

Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах кВт·ч и соотносены с единым календарным временем.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы УСПД, часы сервера филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Тулэнерго», часы сервера филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Калугаэнерго», часы сервера АО «ТНС энерго Тула». СОЕВ имеет доступ к серверу синхронизации шкалы времени по протоколу NTP – NTP-серверу ФГУП «ВНИИФТРИ», обеспечивающему передачу точного времени через глобальную сеть Интернет. Синхронизация системного времени NTP-серверов первого уровня осуществляется от сигналов шкалы времени Государственного первичного эталона времени и частоты. Сравнение часов каждого сервера с NTP-сервером ФГУП «ВНИИФТРИ», передача точного времени через глобальную сеть Интернет осуществляется с помощью протокола NTP в соответствии с международным стандартом сетевого взаимодействия. Контроль показаний времени часов каждого сервера осуществляется 1 раз в час, корректировка часов каждого сервера производится при расхождении с NTP-сервером ФГУП «ВНИИФТРИ» на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов УСПД с часами сервера, производящего опрос (сервер АО «ТНС энерго Тула» или сервер филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Тулэнерго», сервер филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Калугаэнерго») осуществляется во время сеанса связи, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов УСПД производится при расхождении показаний с часами соответствующего сервера на величину более ± 1 с. Сравнение показаний часов счетчиков (для ИК №№ 1-10, 13-19) с часами соответствующего УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиком, но не реже одного раза в 30 мин. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний с часами соответствующего УСПД на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков (для ИК №№ 11, 12) с часами сервера АО «ТНС энерго Тула» осуществляется во время сеанса связи, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний с часами сервера АО «ТНС энерго Тула» на величину более ± 1 с.

Журналы событий счетчиков, УСПД и серверов отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000». ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000». Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1. Уровень защиты ПО «Пирамида 2000» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000»

Идентификационные данные (признаки)	Значение									
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll	CalcLeakage.dll	CalcLosses.dll	Metrol-ogy.dll	Parse-Bin.dll	ParseIEC.dll	ParseModbus.dll	ParsePir- amida.dll	Synchro- NSI.dll	Verify- Time.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0									
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0 b1b21906 5d63da94 9114dae4	b1959ff70 be1eb17c 83f7b0f6d 4a132f	d79874d1 0fc2b156 a0fdc27e 1ca480ac	52e28d7b6 08799bb3c cea41b548 d2c83	6f557f885 b7372613 28cd7780 5bd1ba7	48e73a92 83d1e664 94521f63 d00b0d9f	c391d642 71acf405 5bb2a4d3 fe1f8f48	ecf532935 ca1a3fd32 15049af1f d979f	530d9b01 26f7cdc2 3ecd814c 4eb7ca09	1ea5429b 261fb0e2 884f5b35 6ald1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5									

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электро- энергии	Метрологические харак- теристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД			Границы до- пускае- мой основ- ной отно- сительной погрешно- сти, ($\pm\delta$) %	Границы до- пускаемой относитель- ной погрешно- сти в ра- бочих усло- виях, ($\pm\delta$) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС 110 кВ Ясно- горск (ПС №75), ОРУ-110 кВ, 1 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Пятницкая- Ясногорск	ТРГ-110 П* Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 26813-06 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,5 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 24218-13 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СИКОН С1 Рег. № 15236-03	VMware IBM System x3550 M4 Server	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	ПС 110 кВ Мордвес (ПС №56), ОРУ-110 кВ, 2 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Каширская ГРЭС - Мордвес	ТРГ-110 П* Кл.т. 0,2 600/5 Рег. № 26813-04 Фазы: А; В; С	НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	СИКОН С1 Рег. № 15236-03	VMware IBM System x3550 M4 Server	Актив- ная	1,0	2,2
							Реак- тивная	1,8	4,1
3	ПС 35 кВ Иваново (ПС №27), РУ-35 кВ, 1 СШ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Кашира - Иваново	ТФЗМ 35Б-I У1 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 26419-04 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СИКОН С1 Рег. № 15236-03		Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,3
4	ПС 110 кВ Зубово, ОРУ-110 кВ, 2СШ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Горлово-Зубово	ТРГ-110 П* Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 26813-06 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	СИКОН С1 Рег. № 15236-03		Актив- ная	1,1	3,2
							Реак- тивная	2,2	5,6
5	ПС 110 кВ Гремячее, СШ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Виленки-Гремячее	ТФЗМ 110Б-IV Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 26422-04 Фазы: А; С ТФЗМ-110Б-IУ1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71 Фазы: В	НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СИКОН С1 Рег. № 15236-03	Актив- ная	1,3	3,3	
						Реак- тивная	2,5	5,3	
6	ПС 110 кВ Белев (ПС-3), ОРУ-35 кВ, 1 СШ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Белев-Ульяново с отп.	ТВЭ-35УХЛ2 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 13158-04 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	Актив- ная	1,3	3,3	
						Реак- тивная	2,5	5,3	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
7	ПС 110 кВ Ферзиково (ПС-91), ОРУ-110 кВ, 2 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Шипово-Ферзиково с отп	ТФЗМ-110Б-ІУ1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; С	НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С10 Рег. № 21741-03	VMware IBM System x3550 M4 Server	Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6
8	ПС 110 кВ Космос (ПС-398), ОРУ-110 кВ, 2 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Космос-Заокская с отп.	ТФЗМ-110Б-ІУ1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С	НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: С	СЭТ-4ТМ.02.2-12 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 20175-01	СИКОН С10 Рег. № 21741-03		Актив- ная	1,1	3,0
						Реак- тивная	2,3	4,6	
9	ПС 110 кВ Космос (ПС-398), ОРУ-110 кВ, 2 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ-Космос с отп.	ТФЗМ 110Б-УХЛ1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 32825-06 Фазы: А ТФЗМ-110Б-ІУ1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71 Фазы: В; С	НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: С	СЭТ-4ТМ.02.2-12 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 20175-01	СИКОН С10 Рег. № 21741-03	Актив- ная	1,1	3,0	
						Реак- тивная	2,3	4,6	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
10	ПС 110 кВ Космос (ПС-398), ОРУ-110 кВ, ОВ 110 кВ	ТФЗМ-110Б-ІУ1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С	1 СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02.2-12 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 20175-01	СИКОН С10 Рег. № 21741-03	VMware IBM System x3550 M4 Server	Актив- ная	1,1	3,0
			2 СШ: НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В				Реак- тивная	2,3	4,6
			НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: С						
11	ПС 220 кВ Протон (ПС-418), ОРУ-110 кВ, 2 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Протон-Заокская с отп.	ТФЗМ 110Б-ІІІ Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 26421-04 Фазы: А; В; С	2 СШ: НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	-		Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,7
12	ПС 220 кВ Протон (ПС-418), ОРУ-110 кВ, ОВ 110 кВ	ТФЗМ 110Б-ІІІ Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 26421-04 Фазы: А; В; С	2 СШ: НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	-		Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
13	ПС 110 кВ Шепелево (ПС-34), ОРУ-110 кВ, 2 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Суворов-Шепелево с отп.	ТФЗМ-110Б-ПУ1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С	2 СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С 1 СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02.2-12 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 20175-01	СИКОН С10 Рег. № 21741-03	VMware IBM System x3550 M4 Server	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6
14	ПС 110 кВ Шепелево (ПС-34), ОРУ-110 кВ, 1 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Ушатово-Шепелево с отп.	ТФЗМ-110Б-ПУ1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С	1 СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С 2 СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02.2-12 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 20175-01			Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
15	ПС 110 кВ Шепелево (ПС-34), ОРУ-110 кВ, 2 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Шепелево-Белев1 с отп.	ТВ-110 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 58640-14 Фазы: А; В; С	2 СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С 1 СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02.2-12 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 20175-01	СИКОН С10 Рег. № 21741-03	VMware	Актив-ная Реак-тивная	1,1 2,3	3,0 5,0
16	ПС 110 кВ Шепелево (ПС-34), ОРУ-110 кВ, 1 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Шепелево-Белев2 с отп.	ТВ-110 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 58640-14 Фазы: А; В; С	1 СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С 2 СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	СИКОН С10 Рег. № 21741-03	IBM System x3550 M4 Server	Актив-ная Реак-тивная	1,1 2,3	3,0 4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
17	ПС 110 кВ Шепелево (ПС-34), ОРУ-110 кВ, ОМВ 110 кВ	ТВ-110 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 32123-06 Фазы: А; В; С	2 СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С 1 СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02.2-12 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 20175-01	СИКОН С10 Рег. № 21741-03		Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 5,0
18	ПС 110 кВ Агеево (ПС-15), ОРУ-110 кВ, 1 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Суворов-Агеево с отпайкой на ПС Безово	ТВ-110 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 32123-06 Фазы: А; В; С	1 СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С 2 СШ: НКФ-110-06 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 37749-08 Фазы: А; В НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	СИКОН С10 Рег. № 21741-03	VMware IBM System x3550 M4 Server	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,4 5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
19	ПС 110 кВ Агеево (ПС-15), ОРУ-110 кВ, ОМВ 110 кВ	ТВ-110 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 32123-06 Фазы: А; В; С	2 СШ: НКФ-110-06 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 37749-08 Фазы: А; В	СЭТ-4ТМ.02.2-12 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 20175-01	СИКОН С10 Рег. № 21741-03	VMware IBM System x3550 M4 Server	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 5,0
			НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: С						
			1 СШ: НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С						

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ ±5 с.

Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.

3 Погрешность в рабочих условиях для ИК №№ 15-19 указана для тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – для тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos \varphi = 0,8$ инд.

4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСПД на аналогичные утвержденных типов, а также замена серверов без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	19
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от Уном</p> <p>ток, % от Iном</p> <p>для ИК №№ 15-19</p> <p>для остальных ИК</p> <p>коэффициент мощности cosφ</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 95 до 105</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 5 до 120</p> <p>0,9</p> <p>от 49,8 до 50,2</p> <p>от +15 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от Уном</p> <p>ток, % от Iном</p> <p>для ИК №№ 15-19</p> <p>для остальных ИК</p> <p>коэффициент мощности cosφ</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения счетчиков и УСПД, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения сервера филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Калугаэнерго», °С</p>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 5 до 120</p> <p>от 0,5 до 1,0</p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от -45 до +40</p> <p>от +5 до +40</p> <p>от +15 до +25</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03 и СЭТ-4ТМ.02:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-08):</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для счетчиков типов ПСЧ-4ТМ.05МК и СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-12):</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для УСПД:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для серверов:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>90000</p> <p>2</p> <p>140000</p> <p>2</p> <p>165000</p> <p>2</p> <p>70000</p> <p>2</p> <p>70000</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации:</p> <p>для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.02:</p> <p>тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее</p> <p>при отключении питания, лет, не менее</p>	<p>113</p> <p>30</p>

Продолжение таблицы 3

1	2
для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03М, ПСЧ-4ТМ.05МК: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	113 40
для УСПД: суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	45 10
для серверов: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике.
- журнал УСПД:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике и УСПД;
пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
счетчика электрической энергии;
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
испытательной коробки;
УСПД;
сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
счетчика электрической энергии;
УСПД;
сервера.

Возможность коррекции времени в:

счетчике электрической энергии (функция автоматизирована);
УСПД (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока элегазовые	ТРГ-110 П*	9
Трансформаторы тока	ТФЗМ 35Б-I У1	3
Трансформаторы тока	ТФЗМ 110Б-IV	2
Трансформаторы тока измерительные	ТФЗМ-110Б-IУ1	17
Трансформаторы тока встроенные	ТВЭ-35УХЛ2	3
Трансформаторы тока	ТФЗМ 110Б-УХЛ1	1
Трансформаторы тока	ТФЗМ 110Б-III	6
Трансформаторы тока	ТВ-110	6
Трансформаторы тока наружной установки	ТВ-110	9
Трансформаторы напряжения антирезонансные однофазные	НАМИ-110 УХЛ1	3
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	7
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	2
Трансформаторы напряжения антирезонансные	НАМИ-110 УХЛ1	15
Трансформаторы напряжения	НКФ110-83У1	9
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-06	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	5
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	4
Счетчики активной и реактивной энергии переменного тока статические многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02	8
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	2
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С1	5
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	1
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С10	4
Сервер филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Тулэнерго» на базе закрытой облачной системы	VMware	1
Сервер филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Калугаэнерго»	IBM System x3550 M4 Server	1
Сервер АО «ТНС энерго Тула» на базе закрытой облачной системы	VMware	1
Методика поверки	МП ЭПР-160-2019	1
Паспорт-формуляр	ТНСЭ.366305.007.ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП ЭПР-160-2019 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ТНС энерго Тула». Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 12.04.2019 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с нормативными документами на средства измерений, входящие в состав АИИС КУЭ;
- радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 46656-11);
- термогигрометр CENTER (мод.315) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22129-09);
- барометр-анероид метеорологический БАММ-1 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 5738-76);
- термометр стеклянный жидкостный вибростойкий авиационный ТП-6 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 257-49);
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28134-04);
- анализатор количества и показателей качества электрической энергии AR.5L (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 44131-10);
- вольтамперфазометр ПАРМА ВАФ®-А (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22029-10).

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ АО «ТНС энерго Тула», свидетельство об аттестации № 183/RA.RU.312078/2019.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ТНС энерго Тула»

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

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

Изготовитель

Акционерное общество «ТНС энерго Тула» (АО «ТНС энерго Тула»)

ИНН 7105037307

Адрес: 300041, г. Тула, ул. Каминского, д. 31а

Телефон: (4872) 25-09-70

Web-сайт: tula.tns-e.ru

E-mail: office@tula.tns-e.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская,
д. 57, офис 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Аттестат аккредитации ООО «ЭнергоПромРесурс» по проведению испытаний средств
измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312047 от 26.01.2017 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « ____ » _____ 2019 г.