



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

ОС.Е.34.007.А № 73980

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии периметра потребления (вторая
очередь) филиала ОАО "ТГК-16" - "Нижнекамская ТЭЦ" (ПТК-1)

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 1

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

Филиал Открытого акционерного общества "ТГК-16" - Нижнекамская ТЭЦ
(ПТК-1) (Филиал ОАО "ТГК-16" - Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1), г. Нижнекамск,
Республика Татарстан

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 75123-19

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП-173-РА.RU.310556-2018

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от 31 мая 2019 г. № 1268

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

А.В.Кулешов

"....." 2019 г.

Серия СИ

№ 036204

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии периметра потребления (вторая очередь) филиала ОАО «ТГК-16» - «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии периметра потребления (вторая очередь) филиала ОАО «ТГК-16» - «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1) (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ выполняет следующие функции:

- выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, характеризующих оборот товарной продукции;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к времени в шкале UTC(SU) результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение данных об измеренных величинах в базе данных в течение 3,5 лет;
- обеспечение резервирования баз данных на внешних носителях информации;
- разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей и фиксация в отдельном электронном файле всех действий пользователей с базами данных;
- подготовка данных в XML формате для их передачи по электронной почте внешним организациям,
- предоставление контрольного доступа к результатам измерений, данным о состоянии объектов и средств измерений по запросу со стороны внешних систем;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает два уровня:

- 1-й уровень – измерительно-информационные комплексы точек измерений (ИИК ТИ);
- 2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК).

ИИК ТИ включают в себя: трансформаторы тока (ТТ) со вторичными цепями; трансформаторы напряжения (ТН) со вторичными цепями; счётчики электроэнергии.

ТТ и ТН, входящие в состав ИИК ТИ, выполняют функции масштабного преобразования тока и напряжения.

Мгновенные значения аналоговых сигналов тока и напряжения преобразуются счетчиками электрической энергии АИИС КУЭ в цифровой код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения мощности, вычисление активной мощности осуществляется путем интегрирования на временном интервале 20 мс мгновенных значений электрической мощности; полной мощности путем перемножения среднеквадратичных значений тока и фазного напряжения и реактивной мощности из измеренных значений активной и полной мощности. Вычисленные значения мощности преобразуются в частоту следования импульсов телеметрии, число которых подсчитывается на интервале времени 30 минут и сохраняется во внутренних регистрах счетчика вместе с временем окончания интервала интегрирования в шкале UTC(SU).

ИВК АИИС КУЭ состоит из комплекса измерительно-вычислительного «ИКМ-Пирамида» (Рег. № 29484-05), сервера баз данных и автоматизированных рабочих мест (АРМ).

ИВК осуществляет: сбор, обработку и хранение в базе данных АИИС КУЭ результатов измерений и журналов событий счетчиков; измерение времени в шкале UTC(SU); синхронизацию часов счетчиков; ведение журналов событий.

ИВК обеспечивает перемножение результатов измерений, хранящихся в базе данных, на коэффициенты трансформации ТТ и ТН, формирование отчетных документов и передачу результатов измерений во внешние системы, в том числе в АО «АТС», филиал ОАО «СО ЕЭС» в информационные системы смежных субъектов оптового рынка по протоколу SMTP (спецификация RFC 821) в формате XML 80020 в соответствии с требованиями регламентов оптового рынка электроэнергии. Передача результатов измерений в формате XML 80020 заверенных электронно-цифровой подписью осуществляется с АРМ.

ИИК ТИ, ИВКЭ, ИВК и информационные каналы между ними образуют измерительные каналы (ИК). Перечень измерительных каналов и их состав приведен в таблице 1. Замену измерительных компонентов оформляют в соответствии с МИ 2999-2011.

В АИИС КУЭ выделяется система обеспечения единого времени (СОЕВ), которая работает следующим образом. ИВК «ИКМ-Пирамида», получает шкалу времени UTC (SU) путем обработки сигналов системы GPS с использованием устройства синхронизации времени УСВ-2 (Г.р. № 41681-09). ИВК «ИКМ-Пирамида» обеспечивает синхронизацию часов счетчиков не реже одного раза в сутки и сервера БД постоянно.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида-2000». Идентификационные признаки ПО приведены в таблице 1. Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные признаки ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
Алгоритм расчета цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование ПО	CalcLeakage.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
Алгоритм расчета цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование ПО	CalcLosses.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
Алгоритм расчета цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Алгоритм расчета цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование ПО	ParseBin.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7

Окончание таблицы 1

1	2
Алгоритм расчета цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование ПО	ParseIEC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Алгоритм расчета цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование ПО	ParseModbus.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
Алгоритм расчета цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование ПО	ParsePiramida.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
Алгоритм расчета цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование ПО	SynchroNSI.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
Алгоритм расчета цифрового идентификатора ПО	MD5
Идентификационное наименование ПО	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм расчета цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 – Перечень измерительных каналов (ИК) и их состав

№ И К	Диспетчерское наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ		
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии
1	2	3	4	5
1	Нижнекамская ТЭЦ ПТК-1, ЗРУ-110 кВ, яч.3, ВЛ-110 кВ НкТЭЦ-1 - Сидоровка 1	ТРГ-110 П* кл.т. 0,2S Ктт=1000/5 Рег. № 26813-06	ЗНОГ-110 кл.т. 0,2 Ктн=(110000/ÖВ): (100/ÖВ) Рег. № 23894-02	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12
2	Нижнекамская ТЭЦ ПТК-1, ЗРУ-110 кВ, яч.7, ВЛ-110 кВ НкТЭЦ-1 - Водоподъем	ТРГ-110 П* кл.т. 0,2S Ктт=1000/5 Рег. № 26813-06	ЗНОГ-110 кл.т. 0,2 Ктн=(110000/ÖВ): (100/ÖВ) Рег. № 23894-02	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12
3	Нижнекамская ТЭЦ ПТК-1, ЗРУ-110 кВ, яч.11, ВЛ-110 кВ НкТЭЦ-1 - Соболеково 1	ТОГФ (П) кл.т. 0,2S Ктт=1000/5 Рег. № 61432-15	ЗНОГ-110 кл.т. 0,2 Ктн=(110000/ÖВ): (100/ÖВ) Рег. № 23894-02	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
4	Нижнекамская ТЭЦ ПТК-1, ЗРУ-110 кВ, яч.17, ВЛ-110 кВ ГПП-3,5	ТРГ-110 П* кл.т. 0,2S Ктт=1000/5 Рег. № 26813-06	ЗНОГ-110 кл.т. 0,2 Ктн=(110000/ÖВ): (100/ÖВ) Рег. № 23894-02	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12
5	Нижнекамская ТЭЦ ПТК-1, ЗРУ-110 кВ, яч.5, ВЛ-110 кВ НкТЭЦ-1 - Сидоровка 2	ТРГ-110 П* кл.т. 0,2S Ктт=1000/5 Рег. № 26813-06	ЗНОГ-110 кл.т. 0,2 Ктн=(110000/ÖВ): (100/ÖВ) Рег. № 23894-02	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12
6	Нижнекамская ТЭЦ ПТК-1, ЗРУ-110 кВ, яч.15, ВЛ-110 кВ ГПП-1,2,9	ТРГ-110 П* кл.т. 0,2S Ктт=1000/5 Рег. № 26813-06	ЗНОГ-110 кл.т. 0,2 Ктн=(110000/ÖВ): (100/ÖВ) Рег. № 23894-02	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12
7	Нижнекамская ТЭЦ ПТК-1, ЗРУ-110 кВ, яч.9, ВЛ-110 кВ НкТЭЦ-1 - Город	ТОГФ-110 кл.т. 0,2S Ктт=1000/5 Рег. № 44640-10	ЗНОГ-110 кл.т. 0,2 Ктн=(110000/ÖВ): (100/ÖВ) Рег. № 23894-02	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12
8	Нижнекамская ТЭЦ ПТК-1, ЗРУ-110 кВ, яч.13, ВЛ-110 кВ НкТЭЦ-1 - Соболеково 2	ТОГФ (П) кл.т. 0,2S Ктт=1000/5 Рег. № 61432-15	ЗНОГ-110 кл.т. 0,2 Ктн=(110000/ÖВ): (100/ÖВ) Рег. № 23894-02	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12
9	Нижнекамская ТЭЦ ПТК-1, ЗРУ-110 кВ, яч.35, ВЛ-110 кВ Этилен-1	ТРГ-110 П* кл.т. 0,2S Ктт=1000/5 Рег. № 26813-06	ЗНОГ-110 кл.т. 0,2 Ктн=(110000/ÖВ): (100/ÖВ) Рег. № 23894-02	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12
10	Нижнекамская ТЭЦ ПТК-1, ЗРУ-110 кВ, яч.31, ВЛ-110 кВ Нижнекамская 1	ТРГ-110 П* кл.т. 0,2 Ктт=1000/5 Рег. № 26813-04	ЗНОГ-110 кл.т. 0,2 Ктн=(110000/ÖВ): (100/ÖВ) Рег. № 23894-02	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12
11	Нижнекамская ТЭЦ ПТК-1, ЗРУ-110 кВ, яч.28, ВЛ-110 кВ ГПП-10	ТРГ-110 П* кл.т. 0,2S Ктт=1000/5 Рег. № 26813-06	ЗНОГ-110 кл.т. 0,2 Ктн=(110000/ÖВ): (100/ÖВ) Рег. № 23894-02	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12
12	Нижнекамская ТЭЦ ПТК-1, ЗРУ-110 кВ, яч.21, ВЛ-110 кВ ГПП-6,7	ТРГ-110 П* кл.т. 0,2S Ктт=1000/5 Рег. № 26813-06	ЗНОГ-110 кл.т. 0,2 Ктн=(110000/ÖВ): (100/ÖВ) Рег. № 23894-02	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12

Окончание таблицы 2

13	Нижнекамская ТЭЦ ПТК-1, ЗРУ-110 кВ, яч.37, ВЛ-110 кВ ПАВ-2	ТРГ-110 П* кл.т. 0,2S Ктт=1000/5 Рег. № 26813-06	ЗНОГ-110 кл.т. 0,2 Ктн=(110000/ÖВ): (100/ÖВ) Рег. № 23894-02	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12
14	Нижнекамская ТЭЦ ПТК-1, ЗРУ-110 кВ, яч.30, ВЛ-110 кВ Нижнекамская 2	ТРГ-110 П* кл.т. 0,2 Ктт=1000/5 Рег. № 26813-04	ЗНОГ-110 кл.т. 0,2 Ктн=(110000/ÖВ): (100/ÖВ) Рег. № 23894-02	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12
15	Нижнекамская ТЭЦ ПТК-1, ЗРУ-110 кВ, яч.33, КЛ-110 кВ ГТУ	ТРГ-110 П* кл.т. 0,2S Ктт=1000/5 Рег.№ 26813-06	ЗНОГ-110 кл.т. 0,2 Ктн=(110000/ÖВ): (100/ÖВ) Рег. № 23894-02	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12
<p>Примечания:</p> <p>1 Все ИИК ТИ объединены обним ИВК на базе комплекса измерительно-вычислительного «ИКМ-Пирамида» (Рег. № 29484-05)</p> <p>2 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 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть. Предприятие-владелец АИИС КУЭ вносит изменения в эксплуатационные документы.</p>				

Таблица 3 – Метрологические характеристики АИИС КУЭ

I, % от Ином	cos φ	ИК №1– ИК №9, ИК №11– ИК №13, ИК №15				ИК №10, ИК №14			
		$\delta_{w_0}^A$ %	$\delta_{w_0}^P$ %	δ_w^A %	δ_w^P %	$\delta_{w_0}^A$ %	$\delta_{w_0}^P$ %	δ_w^A %	δ_w^P %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	0,50	±1,8	±1,5	±1,9	±2,0	-	-	-	-
2	0,80	±1,2	±1,8	±1,3	±2,3	-	-	-	-
2	0,87	±1,1	±2,1	±1,2	±2,5	-	-	-	-
2	1,00	±0,9	-	±1,1	-	-	-	-	-
5	0,50	±1,3	±1,3	±1,4	±1,9	±2,0	±1,5	±2,1	±2,0
5	0,80	±0,9	±1,4	±1,0	±2,0	±1,3	±2,0	±1,4	±2,4
5	0,87	±0,8	±1,6	±1,0	±2,1	±1,2	±2,2	±1,3	±2,6
5	1,00	±0,6	-	±0,6	-	±0,9	-	±1,0	-
20	0,50	±0,9	±0,8	±1,1	±1,6	±1,2	±0,9	±1,3	±1,6
20	0,80	±0,6	±1,0	±0,8	±1,7	±0,8	±1,1	±0,9	±1,8
20	0,87	±0,6	±1,1	±0,8	±1,7	±0,7	±1,3	±0,9	±1,9
20	1,00	±0,5	-	±0,6	-	±0,6	-	±0,6	-
100, 120	0,50	±0,9	±0,8	±1,1	±1,6	±0,9	±0,8	±1,1	±1,6
100, 120	0,80	±0,6	±1,0	±0,8	±1,7	±0,6	±1,0	±0,8	±1,7

Окончание таблицы 3

100, 120	0,87	±0,6	±1,1	±0,8	±1,7	±0,6	±1,1	±0,8	±1,7
100, 120	1,00	±0,5	-	±0,6	-	±0,5	-	±0,6	-
Пределы допускаемого значения поправки часов, входящих в СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU) ±5 с									
$\delta_{w_0}^A$ – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии и активной средней мощности, $\delta_{w_0}^P$ – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии и активной средней мощности, δ_w^A – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии и активной средней мощности в рабочих условиях применения, δ_w^P – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии и реактивной средней мощности в рабочих условиях применения									

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование	Значение
1	2
Количество измерительных каналов (ИК)	15
Период измерений активной и реактивной средней электрической энергии, минут	30
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут	30
Формирование XML-файла для передачи внешним системам	автоматическое
Формирование базы данных с результатами измерений	автоматическое
Глубина хранения результатов измерений в базе данных ИВК не менее, лет	3,5
Глубина хранения результатов измерений в ИИК ТИ не менее, суток	90
Ведение журналов событий ИВК и ИИК ТИ	автоматическое
Температура окружающего воздуха для:	
- измерительных трансформаторов, °С	от -45 до +40
- счетчиков, связующих компонентов, °С	от 0 до +40
- оборудования ИВК, °С	от +10 до +35
Частота сети, Гц	от 49,5 до 50,5
Напряжение сети питания, % от $U_{ном}$	от 90 до 110
Индукция внешнего магнитного поля, не более, мТл	0,5
Допускаемые значения информативных параметров:	
- ток, % от $I_{ном}$	от 2 до 120
- напряжение, % от $U_{ном}$	от 90 до 110;
- коэффициент мощности, $\cos \varphi$	0,5 инд. –1,0 – 0,5 емк.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра 0.068ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии периметра потребления (вторая очередь) филиала ОАО «ТГК-16» - «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1). Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средств измерений

Наименование	Тип, модификация	Количество, шт.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТРГ-110 П*	36
Трансформаторы тока	ТОГФ (П)	6
Трансформаторы тока	ТОГФ-110	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОГ-110	12
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	15
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Комплекс информационно-вычислительный	ИКМ-Пирамида	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии периметра потребления (вторая очередь) филиала ОАО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-1). Формуляр	0.068ФО	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии периметра потребления (вторая очередь) филиала ОАО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-1). Методика поверки	МП-173-РА.RU.310556-2018	1

Поверка

осуществляется по документу МП-173-РА.RU.310556-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии периметра потребления (вторая очередь) филиала ОАО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-1). Методика поверки», утвержденному ФГУП «СНИИМ» 04 декабря 2018 г.

Основные средства поверки:

- в соответствии с «Методикой выполнения измерений параметров вторичных цепей измерительных трансформаторов тока и напряжения», аттестованной ФГУП «СНИИМ» 24 апреля 2014 г. (регистрационный № ФР.1.34.2014.17814);
- устройство синхронизации частоты и времени Метроном версии 300 (Рег. № 56465-14);
- для измерительных трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217;
- для измерительных трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216;
- для счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденной ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в мае 2012 г.;
- для комплекса измерительно-вычислительного «ИКМ-Пирамида» – в соответствии с методикой поверки ВЛСТ 230.00.000И1, утвержденной ФГУП «ВНИИМС» в апреле 2005 г.
- для устройства синхронизации времени УСВ-2 – в соответствии с методикой поверки ВЛСТ 237.00.001И1, утвержденной ФГУП «ВНИИФТРИ» в августе 2009 г.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик АИИС КУЭ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии периметра потребления (вторая очередь) филиала ОАО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-1)» Свидетельство об аттестации методики измерений № 425-RA.RU.311735-2018.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии периметра потребления (вторая очередь) филиала ОАО «ТГК-16» - «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-1)

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

Изготовитель

Филиал Открытого акционерного общества «ТГК-16» - Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1)
(Филиал ОАО «ТГК-16» - Нижекамская ТЭЦ (ПТК-1))

ИНН 1655189422

Адрес: 423570, Республика Татарстан, г. Нижекамск, промзона, п/о 11, а/я 66

Телефон: +7 (8555) 32-13-10, +7 (8555) 32-13-59

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Сибирский государственный ордена Трудового Красного Знамени научно-исследовательский институт метрологии» (ФГУП «СНИИМ»)

Адрес: 630004, г. Новосибирск, проспект Димитрова, д. 4

Телефон (факс): +7 (383) 210-08-14, +7 (383) 210-13-60

E-mail: director@sniim.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «СНИИМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310556 от 14.01.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « ____ » _____ 2019 г.