

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО «ОГК-2» - Киришская ГРЭС № 103

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО «ОГК-2» - Киришская ГРЭС № 103 (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 основное и резервное устройства сбора и передачи данных (УСПД) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя основной и резервный серверы сбора и хранения данных (сервер СХД), основной и резервный радиосерверы точного времени, программное обеспечение (ПО) «ТЕЛЕСКОП+», автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), каналобразующую 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на медиаконвертер и далее по волоконно-оптической линии связи (ВОЛС) через преобразователи ВОЛС/Ethernet поступает на коммутатор (основной канал). При отказе основного канала связи цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи через преобразователь интерфейсов поступает на коммутатор (резервный канал). От коммутатора по каналам связи сети Ethernet информация передается на УСПД. На УСПД осуществляется накопление, хранение и передача полученных данных на сервер СХД по каналу связи Ethernet, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На основном сервере СХД осуществляется обработка полученных данных, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

В случае выхода из строя основного сервера СХД, сбор данных со счетчиков осуществляется резервным сервером СХД, при этом данные, накопленные основным сервером СХД, переносятся на резервный сервер СХД посредством восстановления резервной копии базы данных основного сервера СХД и доопроса приборов учета на глубину недостающего профиля.

Также от сервера СХД информация по локальной вычислительной сети (ЛВС) филиала ПАО «ОГК-2» - «Киришская ГРЭС» передается на АРМы пользователей.

Передача информации от уровня ИВК в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется посредством отправки по протоколу SMTP по каналу связи сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов 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 соотнесены с единым календарным временем.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы УСПД, часы сервера СХД и радиосерверы точного времени РСТВ-01-01, синхронизирующие часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от ГЛОНАСС/GPS-приемника.

Сравнение показаний часов сервера СХД с РСТВ-01-01 осуществляется непрерывно, корректировка часов сервера СХД производится независимо от величины расхождений.

Сравнение часов УСПД с часами сервера СХД осуществляется при каждом сеансе связи, корректировка часов УСПД производится при расхождении с часами сервера СХД на величину более  $\pm 2$  с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами УСПД осуществляется при каждом сеансе связи. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении с часами УСПД на величину более  $\pm 2$  с.

Журналы событий счетчика, УСПД и сервера СХД 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) «ТЕЛЕСКОП+» версии не ниже 5.853. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1. ПО обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «ТЕЛЕСКОП+». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «ТЕЛЕСКОП+»

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	Server_MZ4.dll	ASCUE_MZ4.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.1.1	
Цифровой идентификатор ПО	f851b28a924da7cde6a57eb2ba15af0c	cda718bc6d123b63a8822ab86c2751ca
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5	

### Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты					Сервер	Вид электрической энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	Устройство синхронизации времени			Границы допускаемой основной относительной погрешности, ( $\pm\delta$ ) %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, ( $\pm\delta$ ) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Киришская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч. №21, ВЛ 110 кВ Киришская ГРЭС - Жарок с отпайками (ВЛ 110 кВ Жарок-1)	ТФЗМ-110Б-III Кл.т. 0,2S 1000/1 Рег. № 26421-08 Фазы: А; В; С	НКФ-110-57 Кл.т. 0,5 110000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 14205-94 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	TK16L Рег. № 36643-07	PCTB-01-01 Рег. № 67958-17	HP Proliant GL360 GEN9	Активная  Реактивная	0,9  1,6	1,6  2,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2	Киришская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч. №10, ВЛ 110 кВ Киришская ГРЭС - Тигода (ВЛ 110 кВ Киришская-1)	ТГМ-110 Кл.т. 0,2S 1000/1 Рег. № 59982-15 Фазы: А; В; С	НКФ-110-57 Кл.т. 0,5 110000/√3/ 100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17				Актив-ная  Реак-тивная	0,9  1,6	1,6  2,6
3	Киришская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч. №8, ВЛ 110 кВ Киришская ГРЭС - Глажево с отпайкой на ПС НПС-1 Кириши (ВЛ 110 кВ Киришская-2)	ТФЗМ-110Б-III Кл.т. 0,2S 1000/1 Рег. № 26421-08 Фазы: А; В; С	НКФ-110-57 Кл.т. 0,5 110000/√3/ 100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	TK16L Рег. № 36643-07	PCTB-01-01 Рег. № 67958-17	HP Proliant GL360 GEN9	Актив-ная  Реак-тивная	0,9  1,6	1,6  2,6
4	Киришская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч. №15, ВЛ 110 кВ Киришская ГРЭС - Пчева с отпайками (ВЛ 110 кВ Киришская-4)	ТГМ-110 Кл.т. 0,2S 1000/1 Рег. № 59982-15 Фазы: А; В; С	НКФ-110-57 Кл.т. 0,5 110000/√3/ 100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17				Актив-ная  Реак-тивная	0,9  1,6	1,6  2,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
5	Киришская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч. №22, ВЛ 110 кВ Киришская ГРЭС - ОКБ с отпайкой на ПС-63 (Л ОКБ-1)	ТГМ-110 Кл.т. 0,2S 1000/1 Рег. № 59982-15 Фазы: А; В; С	НКФ-110-57 Кл.т. 0,5 110000/√3/ 100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17				Актив-ная  Реак-тивная	0,9  1,6	1,6  2,6
6	Киришская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч. №11, ВЛ 110 кВ Киришская ГРЭС - ОКБ (Л ОКБ-2)	ТГМ-110 Кл.т. 0,2S 1000/1 Рег. № 59982-15 Фазы: А; В; С	НКФ-110-57 Кл.т. 0,5 110000/√3/ 100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ТК16L Рег. № 36643-07	РСТВ-01-01 Рег. № 67958-17	HP Proliant GL360 GEN9	Актив-ная  Реак-тивная	0,9  1,6	1,6  2,6
7	Киришская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч. №23, ВЛ 110 кВ Киришская ГРЭС - Штурм с отпайками (ВЛ 110 кВ Пчевжа-1)	ТГМ-110 Кл.т. 0,2S 1000/1 Рег. № 59982-15 Фазы: А; В; С	НКФ-110-57 Кл.т. 0,5 110000/√3/ 100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12				Актив-ная  Реак-тивная	0,9  1,6	1,6  2,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
8	Киришская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч. №12, ВЛ 110 кВ Киришская ГРЭС – Штурм с отпайкой на ПС Пчевжа (ВЛ 110 кВ Пчевжа-2)	ТАГ 123 Кл.т. 0,2S 1000/1 Рег. № 29694-08 Фазы: А; В; С	НКФ-110-57 Кл.т. 0,5 110000/√3/ 100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12				Актив-ная  Реак-тивная	0,9  1,6	1,6  2,6
9	Киришская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч. №7, ОВ-1	ТФЗМ-110Б-III Кл.т. 0,2S 1000/1 Рег. № 26421-08 Фазы: А; В; С	НКФ-110-57 Кл.т. 0,5 110000/√3/ 100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	TK16L Рег. № 36643-07	PCTB-01-01 Рег. № 67958-17	HP Proliant GL360 GEN9	Актив-ная  Реак-тивная	0,9  1,6	1,6  2,6
10	Киришская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч. №24, ОВ-2	ТАГ 123 Кл.т. 0,2S 1000/1 Рег. № 29694-08 Фазы: А; В; С	НКФ-110-57 Кл.т. 0,5 110000/√3/ 100/√3 Рег. № 14205-94 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12				Актив-ная  Реак-тивная	0,9  1,6	1,6  2,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
11	Киришская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч. №3, вы-воды 35 кВ трансформатора Т-1т, ВЛ 35 кВ Киришская ГРЭС - ЦРП Кириши №1 (ВЛ 35 кВ Городская-1)	ТФНД-35М Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 3689-73 Фазы: А; В; С	ЗНОМ-35 Кл.т. 0,5 35000/√3/ 100/√3 Рег. № 912-54 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12				Актив-ная  Реак-тивная	1,1  2,3	3,0  4,7
12	Киришская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч. №6, вы-воды 35 кВ трансформатора Т-2т, ВЛ 35 кВ Киришская ГРЭС - ЦРП Кириши №2 (ВЛ 35 кВ Городская-2)	ТГМ-35 Кл.т. 0,2S 1000/5 Рег. № 59982-15 Фазы: А; В; С	ЗНОМ-35 Кл.т. 0,5 35000/√3/ 100/√3 Рег. № 912-54 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	TK16L Рег. № 36643-07	PCTB-01-01 Рег. № 67958-17	HP Proliant GL360 GEN9	Актив-ная  Реак-тивная	0,9  1,6	1,6  2,6
13	Киришская ГРЭС, РУ-6 кВ «Мазутохранилище», 1 секц., яч. №1, ф. 6 кВ Ф-1 СМ	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	UGZ Кл.т. 0,5 6000/√3/ 100/√3 Рег. № 25476-03 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12				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	11
14	Киришская ГРЭС, РУ-6 кВ «Мазутохрани- лище», 2 секц., яч. №23, ф. 6 кВ Ф-23 СМ	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 1261- 59 Фазы: А; С	UGZ Кл.т. 0,5 6000/√3/ 100/√3 Рег. № 25476-03 Фазы: А; С	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12				Актив- ная  Реак- тивная	1,1  2,3	3,0  4,7
15	Киришская ГРЭС, РУ-6 кВ «Водогрейная котельная», 1 секц., яч. №10, ф. 6 кВ Ф-1 ГПС	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 800/5 Рег. № 25433- 08 Фазы: А; В; С	UMZ Кл.т. 0,5 6000/√3/ 100/√3 Рег. № 16047-04 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	TK16L Рег. № 36643-07	PCTB-01-01 Рег. № 67958-17	HP Proliant GL360 GEN9	Актив- ная  Реак- тивная	1,1  2,3	3,0  4,7
16	Киришская ГРЭС, РУ-6 кВ «Водогрейная котельная», 2 секц., яч. №38, ф. 6 кВ Ф-2 ГПС	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 800/5 Рег. № 25433- 08 Фазы: А; В; С	UMZ Кл.т. 0,5 6000/√3/ 100/√3 Рег. № 16047-04 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12				Актив- ная  Реак- тивная	1,1  2,3	3,0  4,7
Пределы допускаемой погрешности COEB ±5 с.										



Примечания:

- 1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допустимой 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 №№ 11, 13, 14 указана для тока 5 % от  $I_{ном}$ , для остальных ИК – для тока 2 % от  $I_{ном}$ ;  $\cos j = 0,8$  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 РСТВ-01-01 и УСПД на аналогичные утвержденных типов, замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО), а также замена ПО на аналогичное, с версией не ниже, указанной в таблице 1. 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	16
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от <math>U_{ном}</math></p> <p>ток, % от <math>I_{ном}</math></p> <p>для ИК №№ 11, 13, 14</p> <p>для остальных ИК</p> <p>коэффициент мощности <math>\cos \varphi</math></p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 95 до 105</p> <p>от 5 до 120</p> <p>от 1 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 <math>U_{ном}</math></p> <p>ток, % от <math>I_{ном}</math></p> <p>для ИК №№ 11, 13, 14</p> <p>для остальных ИК</p> <p>коэффициент мощности <math>\cos \varphi</math></p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды для 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, °С</p>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 5 до 120</p> <p>от 1 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 +15 до +35</p> <p>от +5 до +10</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-17):</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 36697-12):</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>220000</p> <p>2</p> <p>165000</p> <p>2</p>

Продолжение таблицы 3

1	2
для УСПД: среднее время наработки на отказ, ч, не менее	55000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для РСТВ-01-01: среднее время наработки на отказ, ч, не менее	55000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для серверов СХД: среднее время наработки на отказ, ч, не менее	120000
среднее время восстановления работоспособности, ч	1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	113
при отключении питания, лет, не менее	10
для УСПД: суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее	30
при отключении питания, лет, не менее	10
для серверов СХД: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:  
параметрирования;  
пропадания напряжения;  
коррекции времени в счетчиках.
- журнал УСПД:  
параметрирования;  
пропадания напряжения;  
коррекции времени в счетчиках и УСПД;  
пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:  
счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);  
УСПД (функция автоматизирована);  
ИВК (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	ТФЗМ-110Б-III	9
Трансформаторы тока	ТГМ-110	15
Трансформаторы тока	ТАГ 123	6
Трансформаторы тока	ТФНД-35М	3
Трансформаторы тока	ТГМ-35	3
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	4
Трансформаторы тока	ТЛО-10	6
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57	15
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35	6
Трансформаторы напряжения	UGZ	4
Трансформаторы напряжения	UMZ	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	16
Устройства сбора и передачи данных для автоматизации измерений и учета энергоресурсов	ТК16L	2
Радиосерверы точного времени	РСТВ-01-01	2
Сервер СХД	HP Proliant DL360 G9	2
Методика поверки	МП ЭПР-105-2018	1
Паспорт-формуляр	ТЛДК.425000.003.ФО	1

### **Поверка**

осуществляется по документу МП ЭПР-105-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО «ОГК-2» - Киришская ГРЭС № 103». Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 12.10.2018 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 филиала ПАО «ОГК-2» - Киришская ГРЭС № 103, свидетельство об аттестации № 123/RA.RU.312078/2018.

#### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО «ОГК-2» - Киришская ГРЭС № 103**

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**

Общество с ограниченной ответственностью «АНТ-Сервис» (ООО «АНТ-Сервис»)

ИНН: 7729448202

Адрес: 117246, г. Москва, ул. Херсонская, д. 43, к. 3

Юридический адрес: 117292, г. Москва, ул. Вавилова, д. 57А, офис 310

Телефон: (495) 995-39-90

Факс: (495) 995-39-89

Web-сайт: ant-srv.ru

E-mail: [office@ant-srv.ru](mailto:office@ant-srv.ru)

**Испытательный центр**

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

Адрес: 143444, Московская обл., Красногорский район, г. Красногорск, мкр. Опалиха,  
ул. Ново-Никольская, д. 57

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: [energopromresurs2016@gmail.com](mailto: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. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.