УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» октября 2026 г. № 2123

Регистрационный № 72885-18

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО «ОГК-2» - Киришская ГРЭС № 102

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО «ОГК-2» - Киришская ГРЭС № 102 (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 каналообразующую 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), 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на УСПД. На УСПД осуществляется накопление, хранение и передача полученных данных на сервер СХД, 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 «Регламент предоставления результатов измерений и состояний объектов измерений» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

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. РСТВ-01-01 обеспечивает формирование, хранение и передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

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

Сравнение показаний часов УСПД и сервера СХД осуществляется при каждом сеансе связи, корректировка часов УСПД производится при расхождении с часами сервера СХД более ±2 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами УСПД осуществляется при каждом сеансе связи. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении с часами УСПД более ±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.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ филиала ПАО «ОГК-2» - Киришская ГРЭС № 102 наносится на этикетку, расположенную на верхней стороне серверов СХД, типографским способом. Дополнительно заводской номер 102 указывается в паспорте-формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «ТЕЛЕСКОП+». 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

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

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 (±δ), %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Киришская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч. № 29, КЛ 110 кВ Киришская ГРЭС - КНПЗ (ЛПГВ2-1)	TAG 123 Кл.т. 0,2S 1000/1 Рег. № 29694-08 Фазы: A; B; C	CPTf 123 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 29695-08 Фазы: A; B; C	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 DL360 Gen9	Активная Реактивная	0,6 1,1	1,5 2,5
2	Киришская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч. № 31, КЛ 110 кВ Киришская ГРЭС - КНПЗ (ЛПГВ2-2)	TAG 123 Кл.т. 0,2S 1000/1 Рег. № 29694-08 Фазы: A; B; C	CPTf 123 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 29695-08 Фазы: A; B; C	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12				Активная Реактивная	0,6 1,1	1,5 2,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
3	Киришская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч. № 33, КЛ 110 кВ Киришская ГРЭС - КНПЗ (ЛПГВ2-3)	TAG 123 Кл.т. 0,2S 1000/1 Рег. № 29694-08 Фазы: A; B; C	CPTf 123 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 29695-08 Фазы: A; B; C	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	TK16L Рег. № 36643-07	РСТВ-01-01 Рег. № 67958-17	HP ProLiant DL360 Gen9	Активная Реактивная	0,6 1,1	1,5 2,5
4	Киришская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч. № 34, КЛ 110 кВ Киришская ГРЭС - КНПЗ (ЛПГВ2-4)	TAG 123 Кл.т. 0,2S 1000/1 Рег. № 29694-08 Фазы: A; B; C	CPTf 123 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 29695-08 Фазы: A; B; C	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12				Активная Реактивная	0,6 1,1	1,5 2,5
5	Киришская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, 1 секция, сборка 1А	ТПШФА Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 93870-24 Фазы: A; C	НОМ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 159-49 Фазы: A; C	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12				Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 4,7
6	Киришская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, 1 секция, сборка 1Б	ТПШФА Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 93870-24 Фазы: A; C	НОМ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 159-49 Фазы: A; C	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12				Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 4,7
7	Киришская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, 1 секция, сборка 2А	ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 1423-60 Фазы: A; C	НОМ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 159-49 Фазы: A; C	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12				Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 4,7
8	Киришская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, 1 секция, сборка 2Б	ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 1423-60 Фазы: A; C	НОМ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 159-49 Фазы: A; C	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12				Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
9	Киришская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, 2 секция, сборка 3А	ТПШФА Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 93870-24 Фазы: А; С	НОМ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 159-49 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ТК16L Рег. № 36643-07	РСТВ-01-01 Рег. № 67958-17	HP ProLiant DL360 Gen9	Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 4,7
10	Киришская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, 2 секция, сборка 3Б	ТПШФА Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 93870-24 Фазы: А; С	НОМ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 159-49 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12				Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 4,7
11	Киришская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, 2 секция, сборка 4А	ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 1423-60 Фазы: А; С	НОМ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 159-49 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12				Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 4,7
12	Киришская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, 2 секция, сборка 4Б	ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 1423-60 Фазы: А; С	НОМ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 159-49 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12				Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 4,7
13	Киришская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, 3 секция, сборка 5А	ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 1423-60 Фазы: А; С	НОМ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 159-49 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12				Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 4,7
14	Киришская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, 3 секция, сборка 5Б	ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 1423-60 Фазы: А; С	НОМ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 159-49 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12				Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
15	Киришская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, 3 секция, сборка 6А	ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 1423-60 Фазы: А; С	НОМ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 159-49 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	TK16L Рег. № 36643-07	РСТВ-01-01 Рег. № 67958-17	HP ProLiant DL360 Gen9	Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 4,7
16	Киришская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, 3 секция, сборка 6Б	ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 1423-60 Фазы: А; С	НОМ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 159-49 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12				Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 4,7
17	Киришская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, 4 секция, сборка 7А	ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 1423-60 Фазы: А; С	НОМ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 159-49 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12				Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 4,7
18	Киришская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, 4 секция, сборка 7Б	ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 1423-60 Фазы: А; С	НОМ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 159-49 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12				Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 4,7
19	Киришская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, 4 секция, сборка 12А	ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 1423-60 Фазы: А; С	НОМ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 159-49 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12				Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 4,7
20	Киришская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, 4 секция, сборка 12Б	ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 1423-60 Фазы: А; С	НОМ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 159-49 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12				Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
21	Киришская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, 3 секция, сборка РП-10, ф. 6 кВ Ф-198	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НОМ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 159-49 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ТК16L Рег. № 36643-07	РСТВ-01-01 Рег. № 67958-17	HP ProLiant DL360 Gen9	Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 4,7
22	Киришская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, 3 секция, сборка РП-10, ф. 6 кВ Ф-200	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НОМ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 159-49 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12				Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 4,7
23	Киришская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, 4 секция, сборка РП-11, ф. 6 кВ Ф-217	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НОМ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 159-49 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12				Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 4,7
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU) ±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 №№ 1-4 указана для силы тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – для силы тока 5 % от $I_{ном}$; cosφ = 0,8инд.;
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 техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	23
Нормальные условия:	
параметры сети:	
напряжение, % от Uном	от 95 до 105
сила тока, % от Iном	
для ИК №№ 1-4	от 1 до 120
для остальных ИК	от 5 до 120
коэффициент мощности cosφ	0,9
частота, Гц	от 49,8 до 50,2
температура окружающей среды, °С	от +15 до +25
Условия эксплуатации:	
параметры сети:	
напряжение, % от Uном	от 90 до 110
сила тока, % от Iном	
для ИК №№ 1-4	от 1 до 120
для остальных ИК	от 5 до 120
коэффициент мощности cosφ	от 0,5 до 1,0
частота, Гц	от 49,6 до 50,4
температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °С	от -45 до +40
температура окружающей среды в месте расположения счетчиков и УСПД, °С	от +15 до +35
температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от +5 до +10
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
для счетчиков:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	165000
среднее время восстановления работоспособности, ч	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 сервера 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	45
при отключении питания, лет, не менее	10
для сервера 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 по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  счетчика 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);
сервере СХД (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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	TAG 123	12
Трансформаторы тока	ТПШФА	8
Трансформаторы тока	ТПШЛ-10	24
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	6
Трансформаторы напряжения	CPTf 123	12
Трансформаторы напряжения	НОМ-6	36
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	23
Устройства сбора и передачи данных для автоматизации измерений и учета энергоресурсов	TK16L	2
Радиосерверы точного времени	РСТВ-01-01	2
Сервер СХД	HP ProLiant DL360 Gen9	2
Паспорт-формуляр	ТЛДК.425000.002Р-1.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ филиала ПАО «ОГК-2» - Киришская ГРЭС № 102», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312078.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312047