

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» августа 2021 г. № 1848

Регистрационный № 82748-21

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Публичное акционерное общество «Южно-Кузбасская ГРЭС» (ПАО «ЮК ГРЭС»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Публичное акционерное общество «Южно-Кузбасская ГРЭС» (ПАО «ЮК ГРЭС») (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 устройство сбора и передачи данных (УСПД), устройство синхронизации времени (УСВ), каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер, программный комплекс (ПК) «Энергосфера», автоматизированные рабочие места (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 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, накопление и хранение полученных данных, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. Далее измерительная информация от УСПД при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Передача данных от сервера в АРМ осуществляется через локально-вычислительную сеть. Передача информации от сервера или АРМ 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 с протоколом ТСП/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов 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.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы УСПД, часы сервера, УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов УСПД с часами УСВ осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера производится независимо от величины расхождения.

Сравнение показаний часов сервера с часами УСПД осуществляется каждую минуту. Корректировка часов сервера производится при расхождении ± 1 с, но не чаще 1 раза в час.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами УСПД осуществляется при каждом сеансе связи. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении ± 1 с.

Журналы событий счетчиков, УСПД и сервера 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.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6СА69318BED976Е08А2ВВ7814В
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 элек- тро- энер- гии	Метрологические ха- рактеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	УСВ			Границы допускае- мой ос- новной относи- тельной погреш- ности (±δ), %	Границы допускае- мой отно- сительной погрешно- сти в рабо- чих усло- виях (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Южно-Кузбасская ГРЭС, ОРУ-110кВ, яч.31, ВЛ 110кВ Южно-Кузбасская ГРЭС - Шушталеп- ская I цепь	ТРГ-110 П* Кл.т. 0,5S 1500/5 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	ЕА02RLX-P2B-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97				Ак- тивная	1,0	2,9
								Реак- тивная	2,0	4,9
2	Южно-Кузбасская ГРЭС, ОРУ-110кВ, яч.30, ВЛ 110кВ Южно-Кузбасская ГРЭС - Шушталеп- ская II цепь	ТРГ-110 П* Кл.т. 0,5S 1500/5 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	ЕА02RLX-P2B-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-09	УСВ-3 Рег. № 64242-16	НР Proliant DL380G5	Ак- тивная	1,0	2,9
								Реак- тивная	2,0	4,9
3	Южно-Кузбасская ГРЭС, ОРУ-110кВ, яч.29, КЛ 110кВ Южно-Кузбасская ГРЭС - Чувашин- ская I цепь	ТРГ-110 Кл.т. 0,2S 750/5 Рег. № 49201-12 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/ 100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С	А1802RLX-P4G- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11				Ак- тивная	0,6	1,5
								Реак- тивная	1,1	2,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
4	Южно-Кузбасская ГРЭС, ОРУ-110кВ, яч.28, ВЛ 110кВ Южно-Кузбасская ГРЭС - Кондомская	ТРГ-110 П* Кл.т. 0,5S 1500/5 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	ЕА02RLX-Р2В-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97				Ак- тивная	1,0	2,9
								Реак- тивная	2,0	4,9
5	Южно-Кузбасская ГРЭС, ОРУ-110кВ, яч.26, ВЛ 110кВ Южно-Кузбасская ГРЭС - Северный Маганак I цепь с отпайкой на ПС Шахтовая	ТРГ-110 П* Кл.т. 0,5S 1500/5 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	ЕА02RALX- Р4В-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97				Ак- тивная	1,0	2,9
								Реак- тивная	2,0	4,9
6	Южно-Кузбасская ГРЭС, ОРУ-110кВ, яч.22, ВЛ 110кВ Южно-Кузбасская ГРЭС - Северный Маганак II цепь с отпайками	ТРГ-110 П* Кл.т. 0,5S 1500/5 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	ЕА02RALX- Р4В-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-09	УСВ-3 Рег. № 64242-16	НР Proliant DL380G5	Ак- тивная	1,0	2,9
								Реак- тивная	2,0	4,9
7	Южно-Кузбасская ГРЭС, ОРУ-110кВ, яч.21, ВЛ 110кВ Южно-Кузбасская ГРЭС - КМК-1 с отпайками	ТРГ-110 П* Кл.т. 0,5S 1500/5 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	ЕА02RALX- Р4В-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97				Ак- тивная	1,0	2,9
								Реак- тивная	2,0	4,9
8	Южно-Кузбасская ГРЭС, ОРУ-110кВ, яч.19, ОВ-110кВ СОФ-2	ТРГ-110 П* Кл.т. 0,5S 1500/5 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	ЕА02RALX- Р4В-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97				Ак- тивная	1,0	2,9
								Реак- тивная	2,0	4,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
9	Южно-Кузбасская ГРЭС, ОРУ-110кВ, яч.18, КЛ 110кВ	ТРГ-110 Кл.т. 0,2S 750/5 Рег. № 49201-12 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/ 100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С	A1802RLX-P4G-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09	УСВ-3 Рег. № 64242-16	НР Proliant DL380G5	Ак- тивная	0,6	1,5
	Южно-Кузбасская ГРЭС - Чувашинская II цепь							Реак- тивная	1,1	2,5
10	Южно-Кузбасская ГРЭС, ОРУ-110кВ, яч.14, ВЛ 110кВ	ТРГ-110 П* Кл.т. 0,5S 1500/5 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	EA02RALX-P4B-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97				Ак- тивная	1,0	2,9
	Южно-Кузбасская ГРЭС - Новокузнецк-Сортировочный							Реак- тивная	2,0	4,9
11	Южно-Кузбасская ГРЭС, ОРУ-110кВ, яч.12, ВЛ 110кВ	ТРГ-110 П* Кл.т. 0,5S 1500/5 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	EA02RALX-P4B-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97				Ак- тивная	1,0	2,9
	Южно-Кузбасская ГРЭС - Томь-Усинская ГРЭС I цепь с отпайками				Реак- тивная	2,0	4,9			
12	Южно-Кузбасская ГРЭС, ОРУ-110кВ, яч.11, ОВ-110кВ СОФ-1	ТРГ-110 П* Кл.т. 0,5S 1500/5 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	EA02RALX-P4B-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97	Ак- тивная	1,0	2,9			
					Реак- тивная	2,0	4,9			
13	Южно-Кузбасская ГРЭС, ОРУ-110кВ, яч.10, ВЛ 110кВ	ТРГ-110 П* Кл.т. 0,5S 1500/5 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	EA02RALX-P4B-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97	Ак- тивная	1,0	2,9			
	Южно-Кузбасская ГРЭС - Томь-Усинская ГРЭС II цепь с отпайками				Реак- тивная	2,0	4,9			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11			
14	Южно-Кузбасская ГРЭС, ОРУ-110кВ, яч.7, ВЛ 110кВ	ТРГ-110 П* Кл.т. 0,5S 1500/5 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	ЕА02RLX-Р2В-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-09	УСВ-3 Рег. № 64242-16	НР Proliant DL380G5	Ак- тивная	1,0	2,9			
	Южно-Кузбасская ГРЭС - Кедровая I цепь с отпайкой на ПС Малиновскую			Реак- тивная				2,0	4,9				
15	Южно-Кузбасская ГРЭС, ОРУ-110кВ, яч.5, ВЛ 110кВ	ТРГ-110 П* Кл.т. 0,5S 1500/5 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	ЕА02RLX-Р2В-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97				ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-09	УСВ-3 Рег. № 64242-16	НР Proliant DL380G5	Ак- тивная	1,0	2,9
	Южно-Кузбасская ГРЭС - Кедровая II цепь с отпайкой на ПС Малиновскую			Реак- тивная							2,0	4,9	
16	Южно-Кузбасская ГРЭС, ОРУ-110кВ, яч.3, ВЛ 110кВ	ТРГ-110 П* Кл.т. 0,5S 1500/5 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	ЕА02RLX-Р2В-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-09	УСВ-3 Рег. № 64242-16	НР Proliant DL380G5				Ак- тивная	1,0	2,9
	Южно-Кузбасская ГРЭС - Темирская I цепь с отпайками			Реак- тивная							2,0	4,9	
17	Южно-Кузбасская ГРЭС, ОРУ-110кВ, яч.1, ВЛ 110кВ	ТРГ-110 П* Кл.т. 0,5S 1500/5 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	ЕА02RLX-Р2В-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97				ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-09	УСВ-3 Рег. № 64242-16	НР Proliant DL380G5	Ак- тивная	1,0	2,9
	Южно-Кузбасская ГРЭС - Темирская II цепь с отпайками			Реак- тивная							2,0	4,9	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
18	Южно-Кузбасская ГРЭС, ОРУ-35кВ, яч.0, ВЛ 35кВ М-16 (ЮК ГРЭС – ПС Калтанская)	ТВ-35-П Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 19720-06 Фазы: А; В; С ТВ-35-П Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 19720-06 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-35 III Кл.т. 0,5 35000/√3/ 100/√3 Рег. № 21257-06 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08				Ак- тивная Реак- тивная	1,0 1,8	2,2 4,0
19	Южно-Кузбасская ГРЭС, ОРУ-35кВ, яч.2, ВЛ 35кВ М-15 (ЮК ГРЭС – ПС Калтанская)	ТВ-35-П Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 19720-06 Фазы: А; В; С ТВ-35-П Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 19720-06 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-35 III Кл.т. 0,5 35000/√3/ 100/√3 Рег. № 21257-06 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-09	УСВ-3 Рег. № 64242-16	НР Proliant DL380G5	Ак- тивная Реак- тивная	1,0 1,8	2,2 4,0
20	Южно-Кузбасская ГРЭС, ОРУ-35кВ, яч.3, ВЛ 35кВ М-6 (ЮК ГРЭС – ПС Николаевская с отпайкой на ПС Корчакольская)	ТВЭ-35УХЛ2 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 13158-04 Фазы: А; В; С ТВЭ-35УХЛ2 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 13158-04 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-35 III Кл.т. 0,5 35000/√3/ 100/√3 Рег. № 21257-06 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08				Ак- тивная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
21	Южно-Кузбасская ГРЭС, ОРУ-35кВ, яч.5, ВЛ 35кВ М-5 (ЮК ГРЭС – ПС Николаевская с отпайкой на ПС Корчакольская)	ТВЭ-35УХЛ2 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 13158-04 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-35 III Кл.т. 0,5 35000/√3/ 100/√3 Рег. № 21257-06 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-09	УСВ-3 Рег. № 64242-16	НР Proliant DL380G5	Ак- тивная	1,3	3,3
		ТВЭ-35УХЛ2 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 13158-04 Фазы: А; В; С						Реак- тивная	2,5	5,6
22	Южно-Кузбасская ГРЭС, ОРУ-35кВ, яч.7, ВЛ 35кВ М-8 (ЮК ГРЭС – ПС Осинниковский Водозабор)	ТВ-35-II Кл.т. 0,2S 400/5 Рег. № 19720-06 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-35 III Кл.т. 0,5 35000/√3/ 100/√3 Рег. № 21257-06 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08				Ак- тивная	1,0	2,2
		ТВ-35-II Кл.т. 0,2S 400/5 Рег. № 19720-06 Фазы: А; В; С						Реак- тивная	1,8	4,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
23	Южно-Кузбасская ГРЭС, ОРУ-35кВ, яч.8, ВЛ 35кВ М-7 (ЮК ГРЭС – ПС Осинниковский Водозабор)	ТВ-35-II Кл.т. 0,2S 400/5 Рег. № 19720-06 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-35 III Кл.т. 0,5 35000/√3/ 100/√3 Рег. № 21257-06 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-09	УСВ-3 Рег. № 64242-16	НР Proliant DL380G5	Ак- тивная	1,0	2,2
		ТВ-35-II Кл.т. 0,2S 400/5 Рег. № 19720-06 Фазы: А; В; С						Реак- тивная	1,8	4,0
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 указана для ИК №№ 20, 21 для тока 5 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – 2 % 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 сервера 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	23
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от $U_{ном}$</p> <p>ток, % от $I_{ном}$</p> <p>для ИК №№ 20, 21</p> <p>для остальных ИК</p> <p>коэффициент мощности $\cos\varphi$</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 $U_{ном}$</p> <p>ток, % от $I_{ном}$</p> <p>для ИК №№ 20, 21</p> <p>для остальных ИК</p> <p>коэффициент мощности $\cos\varphi$</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, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения 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 +5 до +35</p> <p>от +10 до +30</p> <p>от +10 до +30</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.02М:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для счетчиков типа ЕвроАЛЬФА:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для счетчиков типа Альфа А1800:</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 УСВ:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для сервера:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>140000</p> <p>2</p> <p>50000</p> <p>2</p> <p>120000</p> <p>2</p> <p>75000</p> <p>2</p> <p>45000</p> <p>2</p> <p>70000</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации:</p> <p>для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.02М</p> <p>тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее</p> <p>при отключении питания, лет, не менее</p>	<p>113</p> <p>40</p>

Продолжение таблицы 3

1	2
для счетчиков типа ЕвроАЛЬФА: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	74
при отключении питания, лет, не менее	5
для счетчиков типа Альфа А1800: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	180
при отключении питания, лет, не менее	30
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	5
для сервера: 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.
- журнал УСПД:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени;
пропадание и восстановление связи со счетчиком.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:
счетчиках 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 II*	45
Трансформаторы тока элегазовые	ТРГ-110	6
Трансформаторы тока	ТВ	24
Трансформаторы тока встроенные	ТВЭ-35УХЛ2	12
Трансформаторы напряжения антирезонансные	НАМИ-110 УХЛ1	51
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-35 III УХЛ1	18
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	15
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02М	6
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Сервер	HP Proliant DL380G5	1
Методика поверки	МП ЭПР-354-2021	1
Формуляр	85599429.446453.002 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ Публичное акционерное общество «Южно-Кузбасская ГРЭС» (ПАО «ЮК ГРЭС»), аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», аттестат аккредитации № RA.RU.312078 от 07.02.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Публичное акционерное общество «Южно-Кузбасская ГРЭС» (ПАО «ЮК ГРЭС»)

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

Публичное акционерное общество «Южно-Кузбасская ГРЭС» (ПАО «ЮК ГРЭС»)

ИНН 4222010511

Адрес: 652740, Россия, Кемеровская обл. г. Калтан, ул. Комсомольская, 20

Телефон: (384-72) 3-92-33

Факс: (384-72) 3-92-50

Web-сайт: www.ukgres.ru

E-mail: ukgres.reception@mechel.com

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.

