

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) распределенных объектов филиала «ХТСК» АО «ДГК»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) распределенных объектов филиала «ХТСК» АО «ДГК» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), установленные на объектах АИИС КУЭ.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, который включает в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) и технические средства приема-передачи данных.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ, включающий в себя сервер, обеспечивающий функции сбора и хранения результатов измерений; технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации; технические средства приема-передачи данных.

Первичные фазные 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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на выход УСПД уровня ИВКЭ, где осуществляется хранение измерительной информации, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, ее накопление и передача накопленных данных на Сервер сбора данных уровня ИВК, находящийся в АО «ДГК» г. Хабаровска.

Предусмотрена передача информации в АО «АТС» и другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 и других.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя устройство синхронизации времени, созданное на основе ГЛОНАСС/GPS приемника, встроенного в УСПД, встроенные часы сервера АИИС КУЭ, УСПД и счетчиков. СОЕВ предназначено для измерения (формирования, счета) текущих значений даты и времени (с коррекцией времени, осуществляемой по сигналам спутников глобальной системы позиционирования – ГЛОНАСС/GPS). Источником сигналов точного времени является встроенный в УСПД ГЛОНАСС/GPS-приёмник, сличение постоянно, рассинхронизация при наличии связи со спутником не более ± 1 мс.

УСПД осуществляет коррекцию времени сервера ИВК и счетчиков. Сравнение времени сервера с временем УСПД осуществляется при каждом опросе, коррекция времени выполняется при расхождении времени сервера и часов УСПД более, чем в ± 2 с. Сличение времени счетчиков со временем УСПД один раз в сутки, корректировка времени выполняется при расхождении времени счетчиков и УСПД более чем ± 2 с.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) ТЕЛЕСКОП+. Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передач данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню высокий, в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ТЕЛЕСКОП+
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.1.1
Цифровой идентификатор ПО: - сервер сбора данных SERVER_MZ4.dll - АРМ Энергетика ASCUE_MZ4.dll	f851b28a924da7cde6a57eb2ba15af0c cda718bc6d123b63a8822ab86c2751ca
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД
1	2	3	4	5	6
СП Хабаровская ТЭЦ-2					
1	Хабаровская ТЭЦ-2, КРУ-6кВ, с.1Р-6кВ, яч.17	ТПШЛ-10 Кл. т. 0,5 3000/5 Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №) 01423-60	3хЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,2 6000/100 Рег. № 03344-04	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17
2	Хабаровская ТЭЦ-2, КРУ-6кВ, с.2Р-6кВ, яч.3	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5 3000/5 Рег. № 11077-07	3хЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,2 6000/100 Рег. № 03344-04	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17
3	Хабаровская ТЭЦ-2, КРУ-6кВ, с.3Р-6кВ, яч.1, Ф-107 6кВ	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 1000/5 Рег. № 01856-63	3хЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,2 6000/100 Рег. № 03344-04	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17
4	Хабаровская ТЭЦ-2, КРУ-6кВ, с.4Р-6кВ, яч.17, Ф-207 6кВ	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 1000/5 Рег. № 01856-63	3хЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,2 6000/100 Рег. № 03344-04	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17
5	Хабаровская ТЭЦ-2, КРУ-6кВ, с.2Н-0,4кВ, ОПУ РУСН-0,4кВ, Ф-0,4кВ в сторону ИП Сальниковой	Т-0,66 М УЗ/П Кл. т. 0,5 200/5 Рег. № 50733-12	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
6	Хабаровская ТЭЦ-2, КРУ-6кВ, с.4Н-0,4кВ (ПР 405В), Ф-0,4кВ в сторону БС Билайн	Т-0,66 Кл. т. 0,5 50/5 Рег. № 36382-07	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17
7	Хабаровская ТЭЦ-2, КРУ-6кВ, с.4Н-0,4кВ (ПР 405В), Ф-0,4кВ в сторону БС Мегафон	Т-0,66 Кл. т. 0,5 50/5 Рег. № 36382-07	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17
8	Хабаровская ТЭЦ-2, КРУ-6кВ, с.4Н-0,4кВ (ПР 405В), Ф-0,4кВ в сторону БС МТС	Т-0,66 Кл. т. 0,5 50/5 Рег. № 36382-07	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17
9	Хабаровская ТЭЦ-2, КРУ-6кВ, с.3Н-0,4кВ, Ф-0,4кВ в сторону объекта ОДУ Востока	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 300/5 Рег. № 15173-06	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17
10	Хабаровская ТЭЦ-2, КРУ-6кВ, с.6Н-0,4кВ, Ф-0,4кВ в сторону объекта ОДУ Востока	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 300/5 Рег. № 15173-06	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17
ПНС-111					
11	ПНС-111 6кВ, РУ-6кВ, ввод 0,4кВ ТСН-1	ТТИ-А Кл. т. 0,5 100/5 Рег. № 28139-12	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17
12	ПНС-111 6кВ, РУ-6кВ, 2с-6кВ, яч.10	ТПЛ-10 У3 Кл. т. 0,5 300/5 Рег. № 1276-59	3х3НОЛ-СВЭЛ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 67628-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
13	ПНС-111 6кВ, РУ-6кВ, 1с-6кВ, яч.13	ТПЛ-10 У3, ТПЛМ, ТПЛ-10 У3 Кл. т. 0,5 300/5 Рег. № 1276-59 2363-68, 1276-59	3хЗНОЛП-НТЗ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 51676-12	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS- 2803 Рег. № 67864-17
14	ПНС-111 6кВ, РУ-6кВ, ввод 0,4кВ ТСН-2	ТТИ-А Кл. т. 0,5 100/5 Рег. № 28139-12	—	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS- 2803 Рег. № 67864-17
ПНС-172					
15	ПНС-172 6кВ, РУ-6кВ, 1с-6кВ, яч.5	ТПЛ-10 У3 Кл. т. 0,5 200/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS- 2803 Рег. № 67864-17
16	ПНС-172 6кВ, РУ-6кВ, 2с-6кВ, яч.8	ТПЛ-10 У3 Кл. т. 0,5 200/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS- 2803 Рег. № 67864-17
17	ПНС-172 6кВ, РУ-6кВ, ввод 0,4кВ ТСН-1	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 100/5 Рег. № 52667-13	—	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS- 2803 Рег. № 67864-17
18	ПНС-172 6кВ, РУ-6кВ, ввод 0,4кВ ТСН-2	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 100/5 Рег. № 52667-13	—	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS- 2803 Рег. № 67864-17
ПНС-315					
19	ПНС-315 6кВ, РУ-6кВ, 4с-6кВ, яч.32	ТОЛ-10 УТ2 Кл. т. 0,5 600/5 Рег. № 6009-77	НАМИ-10 У2 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 51198-12	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS- 2803 Рег. № 67864-17

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
20	ПНС-315 6кВ, РУ-6кВ, 3с-6кВ, яч.23	ТОЛ-10 УТ2 Кл. т. 0,5 600/5 Пер. № 6009-77	НАМИ-10 У2 Кл. т. 0,5 6000/100 Пер. № 51198-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17	ARIS-2803 Пер. № 67864-17
21	ПНС-315 6кВ, РУ-6кВ, 2с-6кВ, яч.13	ТОЛ-10 УТ2 Кл. т. 0,5 600/5 Пер. № 6009-77	НАМИ-10 У2 Кл. т. 0,5 6000/100 Пер. № 51198-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17	ARIS-2803 Пер. № 67864-17
22	ПНС-315 6кВ, РУ-6кВ, 1с-6кВ, яч.2	ТОЛ-10 УТ2 Кл. т. 0,5 600/5 Пер. № 6009-77	НАМИ-10 У2 Кл. т. 0,5 6000/100 Пер. № 51198-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17	ARIS-2803 Пер. № 67864-17
23	ПНС-315 6кВ, РУ-6кВ, ввод 0,4кВ ТСН-1	ТОЛ-10 УТ2 Кл. т. 0,5 100/5 Пер. № 6009-77	НАМИ-10 У2 Кл. т. 0,5 6000/100 Пер. № 51198-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17	ARIS-2803 Пер. № 67864-17
24	ПНС-315 6кВ, РУ-6кВ, ввод 0,4кВ ТСН-2	ТОЛ-10 УТ2 Кл. т. 0,5 100/5 Пер. № 6009-77	НАМИ-10 У2 Кл. т. 0,5 6000/100 Пер. № 51198-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17	ARIS-2803 Пер. № 67864-17
ПНС-324					
25	ПНС-324 6кВ, РУ-6кВ, 1с-6кВ, яч.1	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 600/5 Пер. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17	ARIS-2803 Пер. № 67864-17
26	ПНС-324 6кВ, РУ-6кВ, 2с-6кВ, яч.2	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 600/5 Пер. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17	ARIS-2803 Пер. № 67864-17

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
27	ПНС-324 6кВ, РУ-6кВ, ввод 0,4кВ ТСН-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 100/5 Рег. № 52667-13	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17
28	ПНС-324 6кВ, РУ-6кВ, ввод 0,4кВ ТСН-2	Т-0,66 Кл. т. 0,5 100/5 Рег. № 52667-13	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17
29	ПНС-324 6кВ, РУ-6кВ, 1с-6кВ, яч.11	ТОЛ-10-1 Кл. т. 0,5 100/5 Рег. № 15128-07	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17
ПНС-334					
30	ПНС-334 6кВ, РУ-6кВ, 1с-6кВ, яч.3	ТЛМ-10 У3 Кл. т. 0,5 600/5 Рег. № 2473-69	3хЗНОЛП-НТЗ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17
31	ПНС-334 6кВ, РУ-6кВ, 2с-6кВ, яч.16	ТЛМ-10 У3 Кл. т. 0,5 600/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17
32	ПНС-334 6кВ, РУ-10кВ, ввод 0,4кВ ТСН-1	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 100/5 Рег. № 52667-13	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17
33	ПНС-334 6кВ, РУ-10кВ, ввод 0,4кВ ТСН-2	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 100/5 Рег. № 52667-13	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
34	ПНС-334 6кВ, РУ-10кВ, ввод 0,4кВ ТСН-3	Т-0,66 УЗ Кл. т. 0,5 100/5 Рег. № 52667-13	—	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17
35	ПНС-334 6кВ, РУ-10кВ, ввод 0,4кВ ТСН-4	Т-0,66 УЗ Кл. т. 0,5 100/5 Рег. № 52667-13	—	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17
ПНС-614					
36	ПС 110кВ Энергомаш, РУ-6кВ, 7с-6кВ, яч.55, ф-55 6кВ в сторону ПНС-614	ТЛП-10 Кл. т. 0,5 400/5 Рег. № 30709-08	3х3НОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17
37	ПС 110кВ Энергомаш, РУ-6кВ, 8с-6кВ, яч.63, ф-63 6кВ в сторону ПНС-614	ТЛП-10 Кл. т. 0,5 400/5 Рег. № 30709-08	3х3НОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17
ПНС-623					
38	ПНС-623 0,4кВ, РУ-0,4кВ ввод Ф-5 0,4кВ, Ф-9 0,4кВ, Ф-14 0,4кВ, Ф-16 0,4кВ	ТТЭ Кл. т. 0,5 100/5 Рег. № 32501-08	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17
ПНС-626					
39	ПНС-626 0,4кВ, ГРЩ1-0,4кВ, Панель 2, ввод Ф-1 0,4кВ	ТТЭ Кл. т. 0,5 600/5 Рег. № 32501-08	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17
40	ПНС-626 0,4кВ, ГРЩ1-0,4кВ, Панель 4, ввод Ф-4 0,4кВ	ТТЭ Кл. т. 0,5 600/5 Рег. № 32501-08	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
ПНС-650					
41	ПНС-650 6кВ, РУ-6кВ, 1с-6кВ, яч.1, ввод Ф-10 6кВ	ТОЛ-10 УТ2 Кл. т. 0,5 200/5 Рег. № 6009-77	НАМИ-10 У2 Кл. т. 0,2 6000/100 Рег. № 51198-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17
42	ПНС-650 6кВ, РУ-6кВ, 2с-6кВ, яч.15, ввод Ф-5 6кВ	ТОЛ-10 УТ2 Кл. т. 0,5 200/5 Рег. № 6009-77	НАМИ-10 У2 Кл. т. 0,2 6000/100 Рег. № 51198-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17
ПНС-813					
43	ПНС-813 6кВ, РУ-6кВ, 1с-6кВ, яч.5	ТПЛ-10 У3 Кл. т. 0,5 300/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17
44	ПНС-813 6кВ, РУ-6кВ, 2с-6кВ, яч.8	ТПЛ-10 У3 Кл. т. 0,5 300/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17
45	ПНС-813 6кВ, РУ-6кВ, ввод 0,4кВ ТСН-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 100/5 Рег. № 52667-13	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17
46	ПНС-813 6кВ, РУ-6кВ, ввод 0,4кВ ТСН-2	Т-0,66 Кл. т. 0,5 100/5 Рег. № 52667-13	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17
ПНС-814					
47	ПНС-814 0,4кВ, РУ-0,4кВ, ввод Ф-3 0,4кВ, Ф-7 0,4кВ от ТП-134 (6кВ)	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 150/5 Рег. № 36382-07	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
ПНС-816					
48	ПНС-816 0,4кВ, РУ-0,4кВ ввод Ф-3 0,4кВ, Ф-9 0,4кВ	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 200/5 Рег. № 52667-13	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17
ПНС-817					
49	ПНС-817 0,4кВ, РУ-0,4кВ, ввод Ф-1 0,4кВ, Ф-2 0,4кВ от ТП-424 (6кВ)	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 200/5 Рег. № 52667-13	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17
ПНС-922					
50	ПНС-922 6кВ, РУ-6кВ, 1с-6кВ, яч.7	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 400/5 Рег. № 2363-68	НТМК-6-48 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 323-49	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17
51	ПНС-922 6кВ, РУ-6кВ, 2с-6кВ, яч.6	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 400/5 Рег. № 2363-68	НТМК-6-48 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 323-49	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17
52	ПНС-922 6кВ, РУ-6кВ, ввод 0,4кВ ТСН-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 100/5 Рег. № 52667-13	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17
53	ПНС-922 6кВ, РУ-6кВ, ввод 0,4кВ ТСН-2	Т-0,66 Кл. т. 0,5 100/5 Рег. № 52667-13	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17
Котельная Некрасовская					
54	Котельная Некрасовская, РУ-0,4кВ, панель 9, ввод 0,4кВ Ввод Т3	Т-0,66 М У3 Кл. т. 0,5 1500/5 Рег. № 52667-13	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
55	Котельная Некрасовская, РУ- 0,4кВ, панель 8, ввод 0,4кВ Ввод Т1	Т-0,66 М УЗ Кл. т. 0,5 1500/5 Рег. № 52667-13	—	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS- 2803 Рег. № 67864-17
56	Котельная Некрасовская, РУ- 0,4кВ, панель 2, ввод 0,4кВ Ввод Т2	Т-0,66 М УЗ Кл. т. 0,5 1500/5 Рег. № 52667-13	—	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS- 2803 Рег. № 67864-17
57	Котельная Некрасовская, РУ- 0,4кВ, панель 15, ввод 0,4кВ Ввод Т4	Т-0,66 М УЗ Кл. т. 0,5 1500/5 Рег. № 52667-13	—	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS- 2803 Рег. № 67864-17

Примечания:

1 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.

2 Допускается замена УСПД на аналогичные утвержденных типов.

3 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1-4, 41, 42	Активная	1,0	3,2
	Реактивная	2,5	5,6
5-11, 14, 17-18, 27-28, 32-35, 38-40, 45-49, 52-57	Активная	0,9	3,2
	Реактивная	2,4	5,6
12-13, 15-16, 19-26, 29-31, 36-37, 43-44, 50-51	Активная	1,2	3,3
	Реактивная	2,7	5,7

Примечания:

- 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).
- 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $5\% I_{\text{ном}} \cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 10 до плюс 30 °С.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИИК	57
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - сила тока, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - сила тока, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 _{инд.} до 0,8 _{емк.} от -45 до +40 от -40 до +60 от -40 до +60 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики С Э Т - 4 Т М. 03М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	140000 2 125000 24 0,99 1

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
ИВКЭ: - суточных данных о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сут, не менее	45
ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5
Погрешность СОЕВ, с	±5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчика и УСПД фиксируются факты:
 - попытка несанкционированного доступа;
 - факты связи со счетчиком, приведших к изменениям данных;
 - изменение текущего значения времени и даты при синхронизации времени;
 - отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
 - перерывы питания

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - ИВК.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчике;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей;
 - ИВК.

Возможность коррекции времени в (функция автоматизированна(:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

1	2	3
Трансформаторы тока	ТПШЛ-10	2
Трансформаторы тока	ТЛШ-10	2
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	8
Трансформаторы тока	Т-0,66 М У3	3
Трансформаторы тока	Т-0,66	12
Трансформаторы тока	ТШП-0,66	6
Трансформаторы тока	ТТИ-А	6
Трансформаторы тока	ТПЛ-10 У3	14
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	7
Трансформаторы тока	Т-0,66	54
Трансформаторы тока	ТОЛ-10 УТ2	16
Трансформаторы тока	ТОЛ-10 I	3
Трансформаторы тока	ТЛП-10	6
Трансформаторы тока	ТЛМ-10 У3	4
Трансформаторы тока	ТТЭ	9
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	12
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СВЭЛ-6	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-6	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-06.6	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10 У2	5
Трансформаторы напряжения	НТМК-6-48	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.01	27 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.09	30 шт.
Контроллеры многофункциональные	ARIS-2803	1 шт.
Программное обеспечение	ТЕЛЕСКОП+	1 шт.
Методика поверки	МС 015-2019	1 экз.
Формуляр	МЦЭ.422231.005.04 ФО	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МС 015-2019 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) распределенных объектов филиала «ХТСК» АО «ДГК». Методика поверки», утвержденному ООО «МетроСервис» 01.11.2019 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки;
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки и/или МИ 2845-2003 Измерительные трансформаторы напряжения 6/√3...35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации;
- по МИ 3195-2018 – ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
- по МИ 3196-2018 – ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденным руководителем ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04.05.2012 г.;

- для УСПД ARIS-2803 – в соответствии с документом ПБКМ.424359.016 МП «Контроллеры многофункциональные ARIS-28xx. Методика поверки», утвержденным ООО «ИЦРМ» 21.04.2017 г.

- радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS)/ГЛОНАСС, (рег. № 46656-11);

- термогигрометр Ива-6А-Д (рег. № 46434-11);

- Энерготестер ПКЭ (рег. №39900-08).

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) распределенных объектов филиала «ХТСК» АО «ДГК», аттестованном ООО «МетроСервис», аттестат аккредитации № RA.RU.311779 от 10.08.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) распределенных объектов филиала «ХТСК» АО «ДГК»

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

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

Изготовитель

Акционерное общество «Дальневосточная генерирующая компания» (АО «ДГК»)

ИНН 1434031363

Адрес: 680000, г. Хабаровск, ул. Фрунзе, 49

Телефон: +7 (4212) 30-49-14

Факс: +7 (4212) 26-43-87

Web-сайт: www.dgk.ru

E-mail: dgk@dvgk.rao-esv.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «МЦ-Энергия»

(ООО «МЦ-Энергия»)

ИНН 2724186674

Адрес: 680009, г. Хабаровск, ул. Промышленная, д.3, оф.304/02

Телефон/факс: +7 (962) 500-81-51

E-mail: mc-energi@mail.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Метрологический сервисный центр»
(ООО «МетроСервис»)

Адрес: 660133, г. Красноярск, ул. Сергея Лазо, 6а

Телефон: +7 (391) 224-85-62

E-mail: E.E.Servis@mail.com

Аттестат аккредитации ООО «МетроСервис» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311779 от 10.08.2016 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « ____ » _____ 2020 г.