

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» ноября 2024 г. № 2743

Регистрационный № 93880-24

Лист № 1
Всего листов 18

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Хабаровские тепловые сети» АО «ДГК»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Хабаровские тепловые сети» АО «ДГК» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, средне интервальной мощности;
- периодический (1 раз в полчаса, час, сутки) и (или) по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени состояния средств измерений и результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и хранящихся в АИИС КУЭ данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровнях (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), измерительные

трансформаторы напряжения (далее – ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включает в себя устройства сбора и передачи данных ARIS-2803 (далее – УСПД), устройства синхронизации времени (далее – УСВ), входящие в состав УСПД, каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) АО «ДГК», включает в себя технические средства приема-передачи данных (каналообразующую аппаратуру), коммуникационное оборудование, сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), программное обеспечение (далее – ПО) «ТЕЛЕСКОП+».

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы (сервер БД), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Сервер БД (или АРМ) ежедневно формирует и отправляет с использованием электронной подписи с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу ТСП/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

АИИС КУЭ также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая охватывает все уровни АИИС КУЭ – ИИК, ИВКЭ и ИВК.

СОЕВ включает в себя УСВ, входящие в состав УСПД, на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования ГЛОНАСС/GPS, встроенные часы сервера АИИС КУЭ, УСПД и счетчиков. УСВ обеспечивают автоматическую коррекцию часов УСПД. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и времени УСВ более чем на ± 1 мс. Коррекция часов счетчиков осуществляется от часов конкретного УСПД, который проводит их опрос. Коррекция времени счетчиков происходит при расхождении часов УСПД и часов счетчиков более чем на ± 2 с. Коррекция часов сервера БД осуществляется от часов УСПД в составе ИК № 1-10. Коррекция

часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УСПД более чем на ± 1 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов (время до коррекции и время после коррекции).

Журналы событий УСПД и сервера БД отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№ 1261.16) в цифровом формате указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике на передней дверце шкафа с сервером БД в составе уровня ИВК.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «ТЕЛЕСКОП+», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «ТЕЛЕСКОП+» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «ТЕЛЕСКОП+».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные 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

ПО «ТЕЛЕСКОП+» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Конструкция средства измерения исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 35 кВ Хабаровская ТЭЦ-2, КРУ 6 кВ, с.1Р 6 кВ, яч.17	ТПШЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 3000/5 Рег. № 1423-60	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,2 Ктн 6000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17	активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,5	±7,1
2	ПС 35 кВ Хабаровская ТЭЦ-2, КРУ 6 кВ, с.2Р 6 кВ, яч.3	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 3000/5 Рег. № 11077-07	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,2 Ктн 6000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±4,0
						реактивная	±2,5	±6,8
3	ПС 35 кВ Хабаровская ТЭЦ-2, КРУ 6 кВ, с.3Р 6 кВ, яч.1, Ф-107	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 1856-63	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,2 Ктн 6000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,5	±7,1
4	ПС 35 кВ Хабаровская ТЭЦ-2, КРУ 6 кВ, с.4Р 6 кВ, яч.17, Ф-207	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 1856-63	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,2 Ктн 6000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,5	±7,1
5	ПС 35 кВ Хабаровская ТЭЦ-2, с.4Н 0,4 кВ (ПР 405В), Ф-0,4 кВ в сторону БС Билайн	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 50/5 Рег. № 36382-07	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	ПС 35 кВ Хабаровская ТЭЦ-2, с.4Н 0,4 кВ (ПР 405В), Ф-0,4 кВ в сторону БС МТС	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 50/5 Рег. № 36382-07	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17	активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
7	ПС 35 кВ Хабаровская ТЭЦ-2, с.4Н 0,4 кВ (ПР 405В), Ф-0,4 кВ в сторону БС Мегафон	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 50/5 Рег. № 36382-07	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
8	ПС 35 кВ Хабаровская ТЭЦ-2, РУСН 0,4 кВ ОПУ, Ф-0,4 кВ в сторону ИП Сальникова В.Г.	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 71031-18	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±3,9
						реактивная	±2,4	±6,8
9	ПС 35 кВ Хабаровская ТЭЦ-2, с.3Н 0,4 кВ, Ф-0,4 кВ в сторону объекта ОДУ Востока	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 15173-06	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
10	ПС 35 кВ Хабаровская ТЭЦ-2, с.6Н 0,4 кВ, Ф-0,4 кВ в сторону объекта ОДУ Востока	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 15173-06	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	активная	±1,0	±4,1	
					реактивная	±2,4	±7,1	
11	РУ 0,4 кВ ПНС-814, ввод 0,4 кВ Ф-3, Ф-7	Т-0,66У3 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 26198-03	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	активная	±1,0	±4,1	
					реактивная	±2,4	±7,1	
12	ПС 6 кВ ПНС-813, РУ 6 кВ, 1с 6 кВ, яч.5	ТПЛ-10У3 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	активная	±1,2	±4,1	
					реактивная	±2,8	±7,1	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
13	ПС 6 кВ ПНС-813, РУ 6 кВ, 2с 6 кВ, яч.8	ТПЛ-10У3 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	ARIS- 2803 Рег. № 67864-17	активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
14	ПС 6 кВ ПНС-813, ввод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 36382-07	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
15	ПС 6 кВ ПНС-813, ввод 0,4 кВ ТСН-2	Т-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 36382-07	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
16	РУ 0,4 кВ ПНС-817, ввод 0,4 кВ Ф-1, Ф-2	Т-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 36382-07	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
17	ПС 110 кВ Энергомаш, РУ 6 кВ, 7с 6 кВ, яч.55, Ф-55 6 кВ	ТПЛ-10 Кл. т. 0,2S КТТ 400/5 Рег. № 30709-08	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±3,4
					реактивная	±2,0	±6,0	
18	ПС 110 кВ Энергомаш, РУ 6 кВ, 8с 6 кВ, яч.63, Ф-63 6 кВ	ТПЛ-10 Кл. т. 0,2S КТТ 400/5 Рег. № 30709-08	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	активная	±1,0	±3,4	
					реактивная	±2,0	±6,0	
19	РУ 0,4 кВ Котельная Некрасовская (ПНС-117), панель 9, ввод 0,4 кВ	ТТН 100 Кл. т. 0,5 КТТ 1000/5 Рег. № 75345-19	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	активная	±1,0	±4,1	
					реактивная	±2,4	±7,1	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
20	РУ 0,4 кВ Котельная Некрасовская (ПНС-117), панель 8, ввод 0,4 кВ	ТТН 100 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 75345-19	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17	активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
21	РУ 0,4 кВ Котельная Некрасовская (ПНС-117), панель 2, ввод 0,4 кВ	ТТН 100 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 75345-19	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
22	РУ 0,4 кВ Котельная Некрасовская (ПНС-117), панель 15, ввод 0,4 кВ	ТТН 100 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 75345-19	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
23	ПС 6 кВ ПНС-111, РУ 6 кВ, 1с 6 кВ, яч.13	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛ-СВЭЛ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 67628-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
24	ПС 6 кВ ПНС-111, РУ 6 кВ, 2с 6 кВ, яч.10	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛП-НТЗ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±4,1
		ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 2363-68						
		ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 1276-59						

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
25	ПС 6 кВ ПНС-111, ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТТИ Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 28139-12	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17	активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
26	ПС 6 кВ ПНС-111, ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТТИ Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 28139-12	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
27	ПС 6 кВ ПНС-922, РУ 6 кВ, 1с 6 кВ, яч.7	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 2363-68	НТМК-6У4 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 323-49	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
28	ПС 6 кВ ПНС-922, РУ 6 кВ, 2с 6 кВ, яч.6	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 2363-68	НТМК-6У4 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 323-49	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
29	ПС 6 кВ ПНС-922, ввод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 36382-07	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	активная	±1,0	±4,1	
					реактивная	±2,4	±7,1	
30	ПС 6 кВ ПНС-922, ввод 0,4 кВ ТСН-2	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 36382-07	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	активная	±1,0	±4,1	
					реактивная	±2,4	±7,1	
31	РУ 0,4 кВ ПНС-816, ввод 0,4 кВ Ф-3, Ф-9	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 36382-07	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	активная	±1,0	±4,1	
					реактивная	±2,4	±7,1	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
32	ГРЩ1 0,4 кВ ПНС-626, Панель 2, Ф-1	ТТЭ-60 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 32501-08	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17	активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
33	ГРЩ1 0,4 кВ ПНС-626, Панель 4, Ф-4	ТТЭ-60 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 32501-08	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
34	РУ 0,4 кВ ПНС-623, ввод 0,4 кВ Ф-5, Ф-9, Ф-14, Ф-16	ТТЭ Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 32501-08	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
35	РУ 6 кВ ПНС-650, 1с 6 кВ, яч.1, Ф-10	ТОЛ 10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,5	±7,1
36	РУ 6 кВ ПНС-650, 2с 6 кВ, яч.15, Ф-5	ТОЛ 10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	активная	±1,0	±4,1	
					реактивная	±2,5	±7,1	
37	ПС 6 кВ ПНС-324, РУ 6 кВ, 1с 6 кВ, яч.1	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	активная	±1,2	±4,1	
					реактивная	±2,8	±7,1	
38	ПС 6 кВ ПНС-324, РУ 6 кВ, 1с 6 кВ, яч.11	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 38395-08	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	активная	±1,2	±4,1	
					реактивная	±2,8	±7,1	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
39	ПС 6 кВ ПНС-324, РУ 6 кВ, 2с 6 кВ, яч.2	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	ARIS- 2803 Рег. № 67864-17	активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
40	ПС 6 кВ ПНС-324, ввод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 36382-07	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
41	ПС 6 кВ ПНС-324, ввод 0,4 кВ ТСН-2	Т-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 36382-07	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
42	ПС 10 кВ ПНС-334, РУ 6 кВ, 1с 6 кВ, яч.3	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 2473-69	ЗНОЛ-НТЗ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
43	ПС 10 кВ ПНС-334, РУ 6 кВ, 2с 6 кВ, яч.16	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±4,1
					реактивная	±2,8	±7,1	
44	ПС 10 кВ ПНС-334, ввод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 36382-07	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	активная	±1,0	±4,1	
					реактивная	±2,4	±7,1	
45	ПС 10 кВ ПНС-334, ввод 0,4 кВ ТСН-2	Т-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 36382-07	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	активная	±1,0	±4,1	
					реактивная	±2,4	±7,1	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
46	ПС 10 кВ ПНС-334, ввод 0,4 кВ ТСН-3	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 36382-07	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17	активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
47	ПС 10 кВ ПНС-334, ввод 0,4 кВ ТСН-4	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 36382-07	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
48	ПС 6 кВ ПНС-172, РУ 6 кВ, 1с 6 кВ, яч.5	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
49	ПС 6 кВ ПНС-172, РУ 6 кВ, 2с 6 кВ, яч.8	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
50	ПС 6 кВ ПНС-172, ввод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 52667-13	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	активная	±1,0	±4,1	
					реактивная	±2,4	±7,1	
51	ПС 6 кВ ПНС-172, ввод 0,4 кВ ТСН-2	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 52667-13	–	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	активная	±1,0	±4,1	
					реактивная	±2,4	±7,1	
52	ПС 6 кВ ПНС-315, РУ 6 кВ, 1с 6 кВ, яч.2	ТОЛ 10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	активная	±1,0	±4,1	
					реактивная	±2,5	±7,1	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
53	ПС 6 кВ ПНС-315, РУ 6 кВ, 2с 6 кВ, яч.13	ТОЛ 10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	ARIS- 2803 Рег. № 67864-17	активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,5	±7,1
54	ПС 6 кВ ПНС-315, РУ 6 кВ, 3с 6 кВ, яч.23	ТОЛ 10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,5	±7,1
55	ПС 6 кВ ПНС-315, РУ 6 кВ, 4с 6 кВ, яч.32	ТОЛ 10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,5	±7,1
56	ПС 6 кВ ПНС-315, ввод 6 кВ ТСН-1	ТОЛ 10 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,5	±7,1
57	ПС 6 кВ ПНС-315, ввод 6 кВ ТСН-2	ТОЛ 10 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±4,1
					реактивная	±2,5	±7,1	
58	ПС 6 кВ ПНС-184 Кубяка, РУ- 6 кВ, 2с-6 кВ, яч.6, Ф-31	ТПЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 38202-08	ЗНОЛ-СЭЩ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 35956-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	активная	±1,1	±2,8	
					реактивная	±2,6	±5,3	
59	ПС 6 кВ ПНС-184 Кубяка, РУ- 6 кВ, 3с-6 кВ, яч.7, Ф-6	ТПЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 38202-08	ЗНОЛ-СЭЩ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 35956-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	активная	±1,1	±2,8	
					реактивная	±2,6	±5,3	
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с							±5	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
<p>Примечания:</p> <ol style="list-style-type: none">1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.3. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,02(0,05) \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+60\text{ }^{\circ}\text{C}$.4. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.5. 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.6. Допускается замена УСПД на аналогичные утвержденного типа.7. Допускается замена сервера БД без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).8. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.								

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	59
<p>Нормальные условия:</p> <ul style="list-style-type: none"> – параметры сети: <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды, °С 	<p>99 до 101 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – параметры сети: <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С – температура окружающей среды в месте расположения счетчиков электроэнергии, °С – температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С – температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С 	<p>от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5_{инд} до 0,8_{емк} от –45 до +40 от –40 до +60 от –40 до +60 от +10 до +30</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Счетчики электроэнергии:</p> <ul style="list-style-type: none"> – среднее время наработки на отказ, ч, не менее <ul style="list-style-type: none"> - для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-08) - для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М.01, СЭТ-4ТМ.03М.09 (рег. № 36697-17) – среднее время восстановления работоспособности, ч <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч 	<p>140000 220000 2 125000 24 70000 1</p>
<p>Глубина хранения информации:</p> <p>Счетчики электроэнергии:</p> <ul style="list-style-type: none"> – тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее – при отключении питания, год, не менее <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее – сохранение информации при отключении питания, год, не менее <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее 	<p>113 40 45 5 3,5</p>

Надежность системных решений:

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

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

В журналах событий фиксируются факты:

– журнал счетчика:

– связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;

– коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;

– формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;

– отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;

– перерывы питания счетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления;

– журнал УСПД:

– ввода расчетных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных ТТ и ТН);

– попыток несанкционированного доступа;

– связей с ИВКЭ, приведших к каким-либо изменениям данных;

– перезапусков ИВКЭ;

– фактов корректировки времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;

– результатов самодиагностики;

– отключения питания;

– журнал сервера БД:

– изменения значений результатов измерений;

– изменения коэффициентов трансформации измерительных ТТ и ТН;

– параметрирования;

– факт и величина коррекции времени;

– пропадания питания;

– замена счетчика;

– полученные с уровня ИВКЭ журналы событий ИВКЭ и ИИК.

Защищённость применяемых компонентов:

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

– счетчика;

– промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

– испытательной коробки;

– УСПД;

– сервера БД;

– защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

– счетчика;

– УСПД;

– сервера БД.

Возможность коррекции времени в:

- счётчиках (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 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы паспорта-формуляра 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.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	8
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	4
Трансформаторы тока	ТЛП-10	6
Трансформаторы тока	ТЛШ-10	2
Трансформаторы тока	ТОЛ 10	16
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	2
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10, ТПЛ-10УЗ	15
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	7
Трансформаторы тока	ТПЛ-СЭЩ-10	4
Трансформаторы тока	ТПШЛ-10	2
Трансформаторы тока	Т-0,66	45
Трансформаторы тока	Т-0,66 УЗ	9
Трансформаторы тока	Т-0,66УЗ	3
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ	6
Трансформаторы тока	ТТН 100	12
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТЭ, ТТЭ-60	9
Трансформаторы тока шинные	ТШП-0,66	6
Трансформаторы напряжения измерительные	ЗНОЛ.06, ЗНОЛ.06-6УЗ	12
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛ.06-6УЗ	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-НТЗ-6	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-6	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СВЭЛ-6	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-6	6

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	5
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	7
Трансформаторы напряжения измерительные	НТМК-6У4	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.01	27
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.09	30
Контроллер многофункциональный	ARIS-2803	2
Программное обеспечение	ПО «ТЕЛЕСКОП+»	1
Паспорт-формуляр	РЭСС.411711.АИИС.1261.16 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Хабаровские тепловые сети» АО «ДГК», аттестованном ООО «МЦМО», г. Владимир, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 01.00324-2011.

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»

Правообладатель

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

ИНН 1434031363

Юридический адрес: 680000, Хабаровский край, г. Хабаровск, ул. Фрунзе, д. 49

Телефон: +7 (4212) 30-49-14

Факс: +7 (4212) 26-43-87

Изготовитель

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

ИНН 1434031363

Адрес: 680000, Хабаровский край, г. Хабаровск, ул. Фрунзе, д. 49

Телефон: +7 (4212) 30-49-14

Факс: +7 (4212) 26-43-87

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Проектный институт комплексной автоматизации» (ООО «ПИКА»)

ИНН 3328009874

Адрес: 600016, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Большая Нижегородская, д. 81, каб. 307

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314709.

