

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» сентября 2022 г. № 2348

Регистрационный № 86853-22

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение 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 по тексту – ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту – 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 по тексту – ИВКЭ), включает в себя контроллер многофункциональный ARIS-2803 (далее по тексту – УСПД), устройство синхронизации времени (далее по тексту – УСВ), входящее в состав УСПД, каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК) АО «ДГК», включает в себя технические средства приема-передачи данных (каналобразующую

аппаратуру), коммуникационное оборудование, сервер баз данных (далее по тексту – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (далее по тексту – АРМ), программное обеспечение (далее по тексту – ПО) «ТЕЛЕСКОП+».

ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в АО «АТС», АО «СО ЕЭС», другие смежные субъекты ОРЭ.

Измерительные каналы (далее по тексту – 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).

На верхнем – третьем уровне системы выполняется формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. ИВК обеспечивает автоматизированный сбор и долгосрочное хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений, расчет потерь электроэнергии от точки измерения до точки поставки, вычисление дополнительных параметров, подготовку справочных и отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД, с использованием электронной подписи (далее - ЭП), с помощью электронной почты по каналу связи через сеть Интернет по протоколу ТСП/IP в соответствии с Приложением 11.1.1. «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

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

СОЕВ включает в себя УСВ (входящее 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 обеспечивает 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 УСПД. Коррекция времени счетчиков происходит при расхождении часов УСПД и часов счетчиков более чем на ± 2 с. Коррекция часов сервера БД осуществляется от часов УСПД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УСПД более чем на ± 1 с.

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.

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

Журналы событий сервера БД и УСПД 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 (№ 1019.04) указывается типографским способом в паспорт-формуляре АИИС КУЭ.

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 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

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 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 110 кВ ВТЭЦ-1, ЗРУ 6 кВ, яч.11	ТЛК-СТ Кл.т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 58720-14	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17	активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
2	ПС 110 кВ ВТЭЦ-1, ЗРУ 6 кВ, яч.13	ТЛК-СТ Кл.т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 58720-14	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
3	ПС 110 кВ ВТЭЦ-1, ЗРУ 6 кВ, яч.20	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 КТТ 800/5 Рег. № 1261-59	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±4,1
					реактивная	±2,8	±7,1	
4	ПС 110 кВ ВТЭЦ-1, ЗРУ 6 кВ, яч.23	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 КТТ 1000/5 Рег. № 1261-59	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	активная	±1,2	±4,1	
					реактивная	±2,8	±7,1	
5	ПС 110 кВ ВТЭЦ-1, ЗРУ 6 кВ, яч.3	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 47958-16	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 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 110 кВ ВТЭЦ-1, ЗРУ 6 кВ, яч.7	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 1261-59	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17	активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
7	ЦТП 10 кВ Патрокл, РУ 10 кВ, 1с 10 кВ, яч.18	ТПЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S Ктт 75/5 Рег. № 38202-08	ЗНОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 35956-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
8	ЦТП 10 кВ Патрокл, РУ 10 кВ, 2с 10 кВ, яч.11	ТПЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S Ктт 75/5 Рег. № 38202-08	ЗНОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 35956-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
9	ПС 6 кВ Котельная Северная, КРУ 6 кВ, яч.16	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт 800/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл. т 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	активная	±1,2	±4,1	
					реактивная	±2,8	±7,1	
10	ПС 6 кВ Котельная Северная, КРУ 6 кВ, яч.8	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт 800/5 Рег. № 1856-63 ТОЛ-СВЭЛ Кл.т. 0,5 Ктт 800/5 Рег. № 70106-17	НТМИ-6-66 Кл. т 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	активная	±1,2	±4,1	
					реактивная	±2,8	±7,1	
11	ПС 6 кВ Котельная Северная, Щит 2Щ 0,4 кВ, П.10	Т-0,66 УЗ Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 71031-18	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	активная	±1,0	±4,2	
					реактивная	±2,4	±7,1	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	ПС 6 кВ Котельная Северная, ПР-2 0,4 кВ, яч.4	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 71031-18	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17	активная	±1,0	±4,2
						реактивная	±2,4	±7,1
13	ПС 6 кВ Котельная Северная, ПР-2 0,4 кВ, яч.5	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 71031-18	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±4,2
						реактивная	±2,4	±7,1
14	ПС 6 кВ Котельный цех №2, КРУ 6 кВ, яч.19	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
15	ПС 6 кВ Котельный цех №2, КРУ 6 кВ, яч.22	ТЛК-СТ Кл.т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 58720-14	НТМИ-6-66 Кл. т 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
16	ПС 6 кВ Котельный цех №2, КРУ 6 кВ, яч.6	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ Кл. т 0,5 Ктн 6000/:√3/100:√3 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±4,1
					реактивная	±2,8	±7,1	
17	ПС 6 кВ Котельный цех №2, КРУ 6 кВ, яч.3	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ Кл. т 0,5 Ктн 6000/:√3/100:√3 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	активная	±1,2	±4,1	
					реактивная	±2,8	±7,1	
18	ПС 6 кВ Котельный цех №2, ЩСУ-2 0,4 кВ, 1с 0,4 кВ, яч.15	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 71031-18	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	активная	±1,0	±4,2	
					реактивная	±2,4	±7,1	
19	ПС 6 кВ Котельный цех №2, ЩСУ-2 0,4 кВ, 2с 0,4 кВ, яч.17	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 71031-18	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	активная	±1,0	±4,2	
					реактивная	±2,4	±7,1	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
20	ПС 6 кВ Котельный цех №1 Владивостокской ТЭЦ-1 (КЦ-1 ВТЭЦ-1), ГРЩ 0,4 кВ, яч.1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 50/5 Рег. № 67928-17	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
21	ПС 6 кВ Котельный цех №1 Владивостокской ТЭЦ-1 (КЦ-1 ВТЭЦ-1), РЩ 0,4 кВ ТТУ, яч.2	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 30/5 Рег. № 71031-18	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,2 ±7,1
22	ПС 6 кВ Котельный цех №1 Владивостокской ТЭЦ-1 (КЦ-1 ВТЭЦ-1), РЩ 0,4 кВ ТТУ, яч.3	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 30/5 Рег. № 71031-18	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,2 ±7,1
23	ПС 6 кВ Котельный цех №1 Владивостокской ТЭЦ-1 (КЦ-1 ВТЭЦ-1), ЩС-20 0,4 кВ, яч.5	-	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±0,7 ±1,2	±3,1 ±5,7
24	ПС 6 кВ Котельный цех №1 Владивостокской ТЭЦ-1 (КЦ-1 ВТЭЦ-1), РУ 0,4 кВ КТПН-2, яч.10	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5S Ктт 30/5 Рег. № 71031-18	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,2 ±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
25	ПС 6 кВ Котельный цех №1 Владивостокской ТЭЦ-1 (КЦ-1 ВТЭЦ-1), РУ 0,4 кВ КТПН-2, яч.4	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 71031-18	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17	активная	±1,0	±4,2
						реактивная	±2,4	±7,1
26	ПС 6 кВ Котельный цех №1 Владивостокской ТЭЦ-1 (КЦ-1 ВТЭЦ-1), РЩ-1 0,4 кВ, яч.13	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 50/5 Рег. № 67928-17	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
27	ПС 6 кВ ТНС Луговая, КРУН 6 кВ, 1с 6 кВ, яч.1	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 22192-07	НТМИ-6 Кл. т 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
28	ПС 6 кВ ТНС Луговая, КРУН 6 кВ, 2с 6 кВ, яч.8	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6 Кл. т 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
29	ПС 6 кВ ТНС Луговая, ввод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 71031-18	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	активная	±1,0	±4,2	
					реактивная	±2,4	±7,1	
30	ПС 6 кВ ТНС Луговая, ввод 0,4 кВ ТСН-2	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 71031-18	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	активная	±1,0	±4,2	
					реактивная	±2,4	±7,1	
31	ПС 6 кВ ТНС 40 лет ВЛКСМ, РУ-6 кВ, 1с 6 кВ, яч.11	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл. т 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 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
32	ПС 6 кВ ТНС 40 лет ВЛКСМ, РУ-6 кВ, 2с 6 кВ, яч.14	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл. т 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17	активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
33	ПС 6 кВ ТНС Жигур, РУ-6 кВ, 1с 6 кВ, яч.7	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 1856-63	НОМ-6-77 Кл.т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 17158-98	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
34	ПС 6 кВ ТНС Жигур, РУ-6 кВ, 2с 6 кВ, яч.14	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 1856-63	НОМ-6-77 Кл.т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 17158-98	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
35	ВРУ 0,4 кВ Приморское РДУ, ввод 1 0,4 кВ	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 71031-18	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
36	ВРУ 0,4 кВ Приморское РДУ, ввод 2 0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 67928-17	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±4,1
					реактивная	±2,4	±7,1	
37	ВРУ 0,4 кВ Приморское РДУ, ввод 3, ввод 4 0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 67928-17	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	активная	±1,0	±4,1	
					реактивная	±2,4	±7,1	
38	ПС 6 кВ ТНС Лесная, РУ 0,4 кВ, 2с 0,4 кВ, яч.6	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 71031-18	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	активная	±1,0	±4,2	
					реактивная	±2,4	±7,1	
39	ПС 6 кВ ТНС Лесная, РУ 0,4 кВ, 1с 0,4 кВ, яч.3	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 71031-18	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	активная	±1,0	±4,2	
					реактивная	±2,4	±7,1	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
40	ПС 6 кВ ТНС Лесная, ввод 0,4 кВ РУСН-1	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 47959-16	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17	активная	±1,0	±4,2	
						реактивная	±2,4	±7,1	
41	ПС 6 кВ ТНС Лесная, ввод 0,4 кВ РУСН-2	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 47959-16	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±4,2	
						реактивная	±2,4	±7,1	
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с								±5	

Примечания:

- 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 $\cos\varphi = 0,8$ инд $I=0,02 (0,05) \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1 - 41 от -40 до +60 °С.
- 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, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных метрологических характеристик.
- 6 Допускается замена УСПД на аналогичное утвержденного типа.
- 7 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
- 8 Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.
- 9 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	41
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц <p>- коэффициент мощности $\cos\phi$</p> <p>- температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 99 до 101</p> <p>от 100 до 120</p> <p>от 49,85 до 50,15</p> <p>0,9</p> <p>от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С - температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С 	<p>от 90 до 110</p> <p>от 2(5) до 120</p> <p>от 0,5_{инд} до 0,8_{смк}</p> <p>от 49,5 до 50,5</p> <p>от -45 до +40</p> <p>от -40 до +60</p> <p>от +10 до +30</p> <p>от -40 до +60</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Электросчетчики:</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>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч 	<p>220000</p> <p>2</p> <p>35000</p> <p>1</p> <p>125000</p> <p>24</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Электросчетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, 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, лет, не менее <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее 	<p>113</p> <p>40</p> <p>45</p> <p>5</p> <p>3,5</p>

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 с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - 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 электросчетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления.
- журнал УСПД:
 - ввода расчетных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения);
 - 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:
 - изменение значений результатов измерений;
 - изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
 - факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
 - пропадание питания;
 - замена счетчика;
 - полученные с уровней ИВКЭ «Журналы событий» ИВКЭ и ИИК.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТЛК-СТ	8
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	8
Трансформаторы тока проходные	ТПОЛ-10	3
Трансформаторы тока	ТПЛ-СЭЩ-10	6
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	11
Трансформаторы тока	ТОЛ-СВЭЛ	1
Трансформаторы тока	Т-0,66 УЗ	42
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ	6
Трансформаторы тока	Т-0,66	12
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	2
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	2
Трансформаторы тока опорные	ТОП-0,66	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-10	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	5
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-НТЗ	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	2
Трансформаторы напряжения	НОМ-6-77	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.01	20
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.09	21
Контроллер многофункциональный (со встроенным УСВ)	ARIS-2803	1
Программное обеспечение	ПО «ТЕЛЕСКОП+»	1
Паспорт-формуляр	РЭСС.411711.АИИС.1019.04 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) АО «ДГК» (Приморские тепловые сети), аттестованном ООО «МЦМО», аттестат об аккредитации № 01.00324-2011 от 14.09.2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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.

Правообладатель

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

ИНН 1434031363

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

Изготовитель

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312736.

