

УТВЕРЖДЕНО  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «27» сентября 2021 г. № 2116

Регистрационный № 83245-21

Лист № 1  
Всего листов 13

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Благовещенская ТЭЦ» филиала «Амурская генерация» АО «ДГК».

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Благовещенская ТЭЦ» филиала «Амурская генерация» АО «ДГК» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

### 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).

АИС 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 АИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее по тексту – ИВКЭ), включает в себя устройство сбора и передачи данных ЭКОМ-3000 (далее по тексту – УСПД), устройство синхронизации времени (далее по тексту – УСВ), входящее в состав УСПД, канaloобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК) АО «ДГК», включает в себя технические средства приема-передачи данных (каналообразующую аппаратуру), коммуникационное оборудование, сервер баз данных (далее по тексту – БД) АИС 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 АИС 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 TCP/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.

АИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее по тексту - СОЕВ), которая охватывает все уровни АИС 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  $\pm 1$  мс. Коррекция часов счетчиков осуществляется от часов УСПД. Коррекция времени счетчиков происходит при расхождении часов УСПД и часов счетчиков более чем на  $\pm 2$  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  $\pm 1$  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.

### 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.

## 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 объекта	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Благовещенская ТЭЦ, ТГ-1	ТШВ15Б Кл.т. 0,2 Ктт 8000/5 Рег. № 5719-08	ЗНОЛ-СЭЩ-6 Кл. т. 0,2 Ктн 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 35956-07	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	$\pm 0,8$ $\pm 1,5$	$\pm 3,2$ $\pm 5,9$
2	Благовещенская ТЭЦ, ТГ-2	ТШЛ-20-1 Кл.т. 0,2S Ктт 8000/5 Рег. № 21255-08	ЗНОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 35956-07	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	$\pm 0,8$ $\pm 1,5$	$\pm 3,3$ $\pm 5,9$
3	Благовещенская ТЭЦ, ТГ-3	ТШЛ-20-I Кл.т. 0,2S Ктт 10000/5 Рег. № 21255-08	ЗНОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 35956-07	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	$\pm 0,8$ $\pm 1,5$	$\pm 3,3$ $\pm 5,9$
4	Благовещенская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.6, ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ - Центральная №1	ТВ Кл.т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 19720-06	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	$\pm 1,0$ $\pm 2,5$	$\pm 4,1$ $\pm 7,1$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	Благовещенская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.8, ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ - Центральная № 2	ТВ Кл.т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 19720-06	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	$\pm 1,0$ $\pm 2,5$	$\pm 4,0$ $\pm 6,8$
6	Благовещенская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.4, ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ - Благовещенская № 1	ТВ Кл.т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 19720-06	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	$\pm 1,0$ $\pm 2,5$	$\pm 4,1$ $\pm 7,1$
7	Благовещенская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.1, ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ - Благовещенская №2	ТВ Кл.т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 19720-06	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	$\pm 1,0$ $\pm 2,5$	$\pm 4,1$ $\pm 7,1$
8	Благовещенская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.10, ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ - Западная №1	ТФЗМ 110Б-IV Кл.т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 26422-06	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	$\pm 1,0$ $\pm 2,5$	$\pm 4,0$ $\pm 6,8$
9	Благовещенская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.12, ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ - Западная № 2	ТФЗМ 110Б-IV Кл.т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 26422-06	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	$\pm 1,0$ $\pm 2,5$	$\pm 4,0$ $\pm 6,8$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
10	ТП-34Б 10 кВ ПНС №1 БТЭЦ, РУ 10 кВ, 1СШ 10 кВ, яч.4, ввод 10 кВ Т-2	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 4,0$ $\pm 6,9$
11	ТП-34Б 10 кВ ПНС №1 БТЭЦ, РУ 10 кВ, 2СШ 10 кВ, яч.10, ввод 10 кВ Т-4	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S Ктт 10/5 Рег. № 25433-08	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 4,0$ $\pm 6,9$
12	ТП-34Б 10 кВ ПНС №1 БТЭЦ, РУ 10 кВ, 1СШ 10 кВ, яч.3, ввод 10 кВ Т-1	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 4,0$ $\pm 6,9$
13	ТП-34Б 10 кВ ПНС №1 БТЭЦ, РУ 10 кВ, 2СШ 10 кВ, яч.9, ввод 10 кВ Т-3	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S Ктт 10/5 Рег. № 25433-08	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 4,0$ $\pm 6,9$
14	КТП 10 кВ Верхние очистные сооружения, ввод 10 кВ ТОС-1	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 15128-07	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 4,0$ $\pm 6,9$
15	ТП 10 кВ Насосная осветленной воды, ввод 10 кВ ТНОВ-1	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛП-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 4,0$ $\pm 6,9$
16	ТП 10 кВ Береговая насосная, РУСН-0,4 кВ, 1 секция 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т1	ТTH Кл.т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 41260-09	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	$\pm 1,0$ $\pm 2,4$	$\pm 4,1$ $\pm 7,1$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
17	ТП 10 кВ Береговая насосная, РУСН-0,4 кВ, 2 секция 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т2	ТTH Кл.т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 41260-09	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
18	ТП 10 кВ Береговая насосная, РУСН-0,4 кВ, 1 секция 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ резервный ввод	ТTH Кл.т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 58465-14	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
19	Благовещенская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.7, ОВ-110 кВ	ТОГФ-110 Кл.т. 0,2S Ктт 1000/5 Рег. № 44640-11	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±0,8 ±1,5	±3,3 ±5,9
20	Благовещенская ТЭЦ, ТГ-4	ТШЛ Кл.т. 0,2S Ктт 10000/5 Рег. № 47957-11	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,2 Ктн 10500/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,7 ±3,9
21	ТП №9 10 кВ РЭБ ТС, РУ-10 кВ, 1СШ 10 кВ, яч.2, ВЛ 10 кВ в сторону ТП №9 10/0,4 кВ	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛП-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9
22	ПС 10 кВ ПНС №2 БТЭЦ, РУ 10 кВ, 1с 10 кВ, яч.2	ТЛК-СТ Кл.т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 58720-14	НИОЛ-СТ Кл. т. 0,5 Ктн 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 58722-14	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9

### Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
23	ПС 10 кВ ПНС №2 БТЭЦ, РУ 10 кВ, 2с 10 кВ, яч.8	ТЛК-СТ Кл.т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 58720-14	НИОЛ-СТ Кл. т. 0,5 Ктн 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 58722-14	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 4,0$ $\pm 6,9$

## 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 для  $\cos\varphi = 0,8$  инд,  $I=0,02(0,05) \cdot I_{\text{ном}}$  и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1 - 23 от минус 40 до плюс 60 °С.

4 Кл. т. – класс точности,  $K_{tt}$  – коэффициент трансформации трансформаторов тока,  $K_{th}$  – 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, УСПД на однотипный утвержденного типа, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.

6 Допускается замена сервера БД АИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).

7 Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.

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	23
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C - температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °C	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 инд до 0,8 еМК от 47,5 до 52,5 от -5 до +40  от -40 до +60  от +10 до +30  от 0 до +40
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ счетчиков СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.01, ч, не менее - среднее время наработки на отказ счетчиков СЭТ-4ТМ.03.01, СЭТ-4ТМ.03.09, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 90000 2 100000 24 35000 1

Продолжение таблицы 3

Глубина хранения информации	
Электросчетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут., не менее	114
- при отключении питания, лет, не менее	40
УСПД:	
- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее	35
- сохранение информации при отключении питания, лет, не менее	10
Сервер:	
- 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 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

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему АИИС КУЭ СП «Благовещенская ТЭЦ» филиала «Амурская генерация» типографским способом.

### Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ 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.
Трансформатор тока	ТШВ15Б	3
Трансформатор тока	ТШЛ-20-1	9
Трансформатор тока	ТВ	12
Трансформатор тока	ТФЗМ 110Б-IV	6
Трансформатор тока	ТЛО-10	12
Трансформатор тока	ТОЛ-10-І	9
Трансформатор тока	ТЛК-СТ	6
Трансформатор тока	ТТН	9
Трансформатор тока	ТОГФ-110	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-6	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-10	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6

Продолжение таблицы 4

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-10	6
Трансформатор напряжения	НИОЛ-СТ	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03.01	17
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03.09	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	2
Устройство сбора и передачи данных со встроенным УСВ	ЭКОМ-3000	1
Программное обеспечение	ПО «ТЕЛЕСКОП+»	1
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.776.15 ПФ	1

**Сведения о методиках (методах) измерений**

Сведения о методиках (методах) измерений приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Благовещенская ТЭЦ» филиала «Амурская генерация», аттестованном ООО «МЦМО», аттестат об аккредитации № 01.00324-2011 от 14.09.2011 г.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ**

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 «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

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

Юридический адрес: 600017, область Владимирская, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Телефон: 8 (4922) 22-21-62

Факс: 8 (4922) 42-31-62

E-mail: post@orem.su

**Испытательный центр**

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

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

Юридический адрес: 600017, область Владимирская, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Телефон: 8 (4922) 22-21-62

Факс: 8 (4922) 42-31-62

E-mail: post@orem.su

Аттестат об аккредитации АО «РЭС Групп» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312736 от 17.07.2019 г.

