

**УТВЕРЖДЕНО**  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «18» июля 2024 г. № 1683

Регистрационный № 92660-24

Лист № 1  
Всего листов 11

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Нерюнгринская ГРЭС» (Чульманская ТЭЦ) АО «ДГК»

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Нерюнгринская ГРЭС» (Чульманская ТЭЦ) 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 устройство сбора и передачи данных ARIS MT200 (далее – УСПД), устройство синхронизации времени (далее – УСВ), входящее 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, 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.

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 (№ 1261.13) 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	Чульманская ТЭЦ, ТГ №3 6,3 кВ	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 1500/5 Рег. № 1261-08	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ARIS MT200 Рег. № 53992-13	активная	±1,1	±2,8
						реактивная	±2,6	±6,4
2	Чульманская ТЭЦ, ТГ №7 6,3 кВ	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 1500/5 Рег. № 1261-08	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	±1,1	±2,8
						реактивная	±2,6	±6,4
3	Чульманская ТЭЦ, КРУН-6кВ, Исш.-6кВ, яч.8, ВЛ 6кВ Западный 1	ТОЛ-10-1 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 15128-07	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±10,9
4	Чульманская ТЭЦ, КРУН-6кВ, Исш.-6кВ, яч.5, ВЛ 6кВ Промбаза	ТОЛ-10-1 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 15128-07	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±10,9
5	Чульманская ТЭЦ, КРУН-6 кВ, Исш.-6 кВ, яч. 9, КВЛ 6 кВ Очистные	ТОЛ-10-1 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 15128-07	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±10,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	Чульманская ТЭЦ, КРУН-6 кВ, Исш.-6 кВ, яч.7, Фидер №7 6 кВ	ТОЛ-10-1 Кл. т. 0,5S Ктт 1500/5 Рег. № 47959-16	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	ARIS MT200 Рег. № 53992-13	активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
7	Чульманская ТЭЦ, КРУН-6кВ, Псш.-6кВ, яч.18, ВЛ 6кВ Западный 2	ТОЛ-10-1 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 15128-07	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±10,9
8	Чульманская ТЭЦ, КРУН-6кВ, Псш.-6кВ, яч.17, ВЛ 6кВ ЦАРМ	ТОЛ-10-1 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 15128-07	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±10,9
9	Чульманская ТЭЦ, КРУН-6кВ, Псш.-6кВ, яч.16, ВЛ 6кВ Заречный	ТОЛ-10-1 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 15128-07	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±10,9
10	Чульманская ТЭЦ, КРУН-6кВ, Псш.-6кВ, яч.14, ВЛ 6кВ Южный	ТОЛ-10-1 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 15128-07	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	активная	±1,2	±4,0	
					реактивная	±2,8	±10,9	
11	Чульманская ТЭЦ, КРУН-6кВ, Псш.-6кВ, яч.13, ВЛ 6кВ Северный	ТОЛ-10-1 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 15128-07	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	активная	±1,2	±4,0	
					реактивная	±2,8	±10,9	
12	Чульманская ТЭЦ, КРУН-6кВ, Псш.-6кВ, яч.12, ВЛ 6кВ С/х комплекс	ТОЛ-10-1 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 15128-07	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	активная	±1,2	±4,0	
					реактивная	±2,8	±10,9	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
13	Чульманская ТЭЦ, ОРУ-110кВ, Исш.-110кВ, яч.2, ВЛ 110кВ Чульманская ТЭЦ - Малый Нимныр с отпайками	ТОГФ-110 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 61432-15	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	ARIS MT200 Рег. № 53992-13	активная	±1,0	±4,0
						реактивная	±2,5	±10,9
14	Чульманская ТЭЦ, ОРУ-110кВ, Псш.-110кВ, яч.4, ВЛ 110кВ Чульманская ТЭЦ - Хатыми с отпайками	ТОГФ-110 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 61432-15	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,0	±4,0
						реактивная	±2,5	±10,9
15	Чульманская ТЭЦ, ОРУ-110кВ, Исш.-110кВ, яч.1, ВЛ 110кВ Нерюнгринская ГРЭС-Чульманская ТЭЦ II цепь с отпайками	ТВ-110 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 19720-06	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04		активная	±1,0	±4,0
					реактивная	±2,5	±10,9	
16	Чульманская ТЭЦ, ОРУ-110кВ, Псш.-110кВ, яч.3, ВЛ 110кВ Нерюнгринская ГРЭС-Чульманская ТЭЦ I цепь с отпайками	ТФЗМ-110Б-1У1 Кл. т. 0,5 Ктт 800/5 Рег. № 2793-71	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	активная	±1,0	±4,1	
					реактивная	±2,5	±7,5	
17	Чульманская ТЭЦ, ОРУ-35кВ, Исш.-35кВ, яч.1, ВЛ 35кВ Чульманская ТЭЦ-Аэропорт №1	ТВ-35 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 19720-06	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 Ктн 35000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	активная	±1,2	±4,1	
			ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 Ктн 35000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 912-07		реактивная	±2,8	±7,5	
			ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 Ктн 35000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 912-70					

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
18	Чульманская ТЭЦ, ОРУ-35кВ, Псш.-35кВ, яч.2, ВЛ 35кВ Чульманская ТЭЦ-Аэропорт №2	ТВ-35 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 19720-06	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 Ктн 35000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 912-07  ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 Ктн 35000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 912-70  ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 Ктн 35000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	ARIS MT200 Рег. № 53992-13	активная  реактивная	±1,2  ±2,8	±4,1  ±7,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с							±5	
<p>Примечания:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).</li> <li>2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.</li> <li>3. Погрешность в рабочих условиях указана для <math>\cos \varphi = 0,8</math> инд, <math>I=0,02(0,05) \cdot I_{ном}</math> и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от <math>-40\text{ }^{\circ}\text{C}</math> до <math>+60\text{ }^{\circ}\text{C}</math>.</li> <li>4. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.</li> <li>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.</li> <li>6. Допускается замена УСПД на аналогичные утвержденного типа.</li> <li>7. Допускается замена сервера БД без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).</li> <li>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.</li> </ol>								

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	18
<p>Нормальные условия:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– параметры сети: <ul style="list-style-type: none"> <li>- напряжение, % от <math>U_{ном}</math></li> <li>- ток, % от <math>I_{ном}</math></li> <li>- частота, Гц</li> <li>- коэффициент мощности <math>\cos \varphi</math></li> </ul> </li> <li>– температура окружающей среды, °С</li> </ul>	<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"> <li>– параметры сети: <ul style="list-style-type: none"> <li>- напряжение, % от <math>U_{ном}</math></li> <li>- ток, % от <math>I_{ном}</math></li> <li>- частота, Гц</li> <li>- коэффициент мощности <math>\cos \varphi</math></li> </ul> </li> <li>– температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С</li> <li>– температура окружающей среды в месте расположения счетчиков электроэнергии, °С</li> <li>– температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С</li> <li>– температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С</li> </ul>	<p>от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5<sub>инд</sub> до 0,8<sub>емк</sub> от –45 до +40  от –40 до +60 от 0 до +40 от +10 до +30</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Счетчики электроэнергии:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– среднее время наработки на отказ, ч, не менее <ul style="list-style-type: none"> <li>- для счетчиков СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03.01</li> <li>- для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М.01</li> </ul> </li> <li>– среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>– среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>– среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul>	<p>90000 220000 2  88000 24  70000 1</p>
<p>Глубина хранения информации:</p> <p>Счетчики электроэнергии:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее</li> <li>– при отключении питания, год, не менее</li> </ul> <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее</li> <li>– сохранение информации при отключении питания, год, не менее</li> </ul> <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее</li> </ul>	<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.
Трансформаторы тока	ТВ-110	3
Трансформаторы тока	ТОГФ-110	6
Трансформаторы тока	ТФЗМ-110Б-1У1	3
Трансформаторы тока	ТВ-35	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-1	18
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	6
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ-10-1	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03.01	15
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.01	1
Контроллер многофункциональный	ARIS MT200	1
Программное обеспечение	ПО «ТЕЛЕСКОП+»	1
Паспорт-формуляр	РЭСС.411711.АИИС.1261.13 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 «Нерюнгринская ГРЭС» (Чульманская ТЭЦ) 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.

