

Приложение № 14  
к сведениям о типах средств  
измерений, прилагаемым  
к приказу Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «15» декабря 2020 г. № 2120

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

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

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Нерюнгринская ГРЭС» филиала «Нерюнгринская ГРЭС» 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).

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 устройство сбора и передачи данных ARIS MT200 (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+».

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), 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 (далее – ЭП) с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу ТСР/ІР отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

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  $\pm 1$  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.

### 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 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	Нерюнгринская ГРЭС, Турбогенератор ТГ №1	ТШЛ-20-1 Кл.т. 0,2S Ктт 10000/5 Рег. № 21255-08	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 Ктн 15750:√3/100:√3 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ARIS МТ200 Рег. № 53992-13	активная	± 0,8	± 1,8
						реактивная	± 1,8	± 4,0
2	Нерюнгринская ГРЭС, Турбогенератор ТГ №2	ТШЛ-20-1 Кл.т. 0,2S Ктт 10000/5 Рег. № 21255-08	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 Ктн 15750:√3/100:√3 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	± 0,8	± 1,8
					реактивная	± 1,8	± 4,0	
3	Нерюнгринская ГРЭС, Турбогенератор ТГ №3	ТШЛ-20-1 Кл.т. 0,2S Ктт 10000/5 Рег. № 21255-08	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 Ктн 15750:√3/100:√3 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	± 0,8	± 1,8
						реактивная	± 1,8	± 4,0
4	Нерюнгринская ГРЭС, ОРУ-220 кВ, яч.9, КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС - Тында I цепь с отпайкой на ПС НПС-19	ТБМО-220 УХЛ1 Кл.т. 0,2S Ктт 300/1 Рег. № 27069-05	НАМИ-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 220000:√3/100:√3 Рег. № 20344-05	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	± 0,6	± 1,7
						реактивная	± 1,3	± 3,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	Нерюнгринская ГРЭС, ОРУ-220 кВ, яч.7, КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС - Тында II цепь с отпайкой на ПС НПС-19	ТБМО-220 УХЛ1 Кл.т. 0,2S Ктт 300/1 Рег. № 27069-05	НАМИ-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 220000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 20344-05	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ARIS MT200 Рег. № 53992-13	активная	± 0,6	± 1,7
						реактивная	± 1,3	± 3,9
6	Нерюнгринская ГРЭС, ОРУ-220 кВ, яч.3, ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС - НПС-18 №1	ТВ-220 Кл.т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 19720-06	НАМИ-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 220000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 20344-05	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	± 0,9	± 2,7
						реактивная	± 2,3	± 5,2
7	Нерюнгринская ГРЭС, ОРУ 220 кВ, яч.2, ОВ-220 кВ	ТВ-220 Кл.т. 0,2S Ктт 1000/5 Рег. № 19720-06	НАМИ-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 220000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 20344-05	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	± 0,6	± 1,7
					реактивная	± 1,3	± 3,9	
8	Нерюнгринская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч.5, ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС - В. Котельная, Л-124	ТВИ-110 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 30559-05	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/1,0 Рег. № 27524-04	активная	± 1,0	± 4,0	
					реактивная	± 2,5	± 6,8	
9	Нерюнгринская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч.13, ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС - Чульманская ТЭЦ, Л-114	ТВ-110 Кл. т. 0,2S 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/1,0 Рег. № 27524-04	активная	± 0,8	± 3,3	
					реактивная	± 1,5	± 5,9	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
10	Нерюнгринская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч.11, ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС - Чульманская ТЭЦ, Л-115	ТВ-110 Кл. т. 0,2S 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/1,0 Рег. № 27524-04	ARIS MT200 Рег. № 53992-13	активная	$\pm 0,8$	$\pm 3,3$
						реактивная	$\pm 1,5$	$\pm 5,9$
11	Нерюнгринская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч.16, ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС - СХК, Л-119	ТВ-110 Кл. т. 0,2S 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/1,0 Рег. № 27524-04		активная	$\pm 0,8$	$\pm 3,3$
						реактивная	$\pm 1,5$	$\pm 5,9$
12	Нерюнгринская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч.14, ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС - СХК, Л-120	ТВИ-110 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 30559-05  ТВ-110 Кл. т. 0,2S 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/1,0 Рег. № 27524-04	активная	$\pm 1,0$	$\pm 4,0$	
					реактивная	$\pm 2,5$	$\pm 6,8$	
13	Нерюнгринская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч.17, ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС - ОФ, Л-116	ТВИ-110 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 30559-05  ТВ-110 Кл. т. 0,2S 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/1,0 Рег. № 27524-04	активная	$\pm 1,0$	$\pm 4,0$	
					реактивная	$\pm 2,5$	$\pm 6,8$	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
14	Нерюнгринская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч.15, ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС - ОФ, Л-117	ТВИ-110 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 30559-05	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/1,0 Рег. № 27524-04	ARIS MT200 Рег. № 53992-13	активная	$\pm 1,0$	$\pm 4,0$
						реактивная	$\pm 2,5$	$\pm 6,8$
15	Нерюнгринская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч.4, ОВ-110 кВ	ТВ-ТМ-35 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 61552-15	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/1,0 Рег. № 27524-04		активная	$\pm 1,0$	$\pm 4,0$
						реактивная	$\pm 2,5$	$\pm 6,8$
16	ВРУ-0,4 кВ КНС-2 ввод 1	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 17551-03	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная	$\pm 1,0$	$\pm 4,1$
						реактивная	$\pm 2,4$	$\pm 7,1$
17	ВРУ-0,4 кВ КНС-2 ввод 2	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 17551-03	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная	$\pm 1,0$	$\pm 4,1$
						реактивная	$\pm 2,4$	$\pm 7,1$
18	ВРУ-0,4 кВ помещения насосной контррезервуаров	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 17551-03	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	активная	$\pm 1,0$	$\pm 4,1$	
					реактивная	$\pm 2,4$	$\pm 7,1$	
19	ВРУ-0,4 кВ базы оборудования НГРЭС	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 17551-03	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	активная	$\pm 1,0$	$\pm 4,1$	
					реактивная	$\pm 2,4$	$\pm 7,1$	
20	Нерюнгринская ГРЭС, Силовая сборка Теплая стоянка тепловозов	Т-0,66 М У3 Кл.т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 36382-07	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	активная	$\pm 1,0$	$\pm 4,1$	
					реактивная	$\pm 2,4$	$\pm 7,1$	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
21	Нерюнгринская ГРЭС, ОРУ-220 кВ, яч.5, ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС - НПС-18 №2	SB 0,8 Кл.т. 0,2S Ктт 1000/5 Рег. № 20951-08	НАМИ-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 220000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 20344-05	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ARIS MT200 Рег. № 53992-13	активная  реактивная	$\pm 0,6$  $\pm 1,3$	$\pm 1,7$  $\pm 3,9$
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с							$\pm 5$	
<p>Примечания:</p> <p>1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).</p> <p>2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.</p> <p>3 Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.</p> <p>4 Погрешность в рабочих условиях указана <math>\cos\varphi = 0,8</math> инд I=0,02(0,05)·Iном и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1 - 21 от минус 40 до плюс 60 °С. Для ИК №№ 12,13 погрешность в рабочих условиях указана для комбинации средств измерения с наименьшими показателями точности измерения (ТТ кл.т. 0,5S, ТН кл.т 0,2, счетчик кл.т. 0,5S/1,0).</p> <p>5 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, УСПД на одностипный утвержденного типа, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.</p> <p>6 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).</p> <p>7 Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.</p> <p>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.</p>								

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	21
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <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> </ul> <p>- коэффициент мощности <math>\cos\varphi</math></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"> <li>- напряжение, % от <math>U_{ном}</math></li> <li>- ток, % от <math>I_{ном}</math></li> <li>- коэффициент мощности</li> <li>- частота, Гц</li> <li>- температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С</li> <li>- температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С</li> <li>- температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С</li> <li>- температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С</li> </ul>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 2(5) до 120</p> <p>от 0,5<sub>инд</sub> до 0,8<sub>емк</sub></p> <p>от 47,5 до 52,5</p> <p>от -60 до +40</p> <p>от -40 до +60</p> <p>от +10 до +30</p> <p>от 0 до +40</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Электросчетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ счетчиков СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03.01, СЭТ-4ТМ.03.09, ч, не менее</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</p> <p>2</p> <p>88000</p> <p>24</p> <p>70000</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Электросчетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут., не менее</li> <li>- при отключении питания, лет, 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, суток, не менее</li> <li>- сохранение информации при отключении питания, лет, не менее</li> </ul> <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее</li> </ul>	<p>114</p> <p>40</p> <p>45</p> <p>10</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 систему АИИС КУЭ СП «Нерюнгринская ГРЭС» филиала «Нерюнгринская ГРЭС» АО «ДГК» 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	ТШЛ-20-1	9
Трансформатор тока	ТБМО-220 УХЛ1	6
Трансформатор тока	ТВ-220	6
Трансформатор тока	ТВИ-110	8
Трансформатор тока	ТВ-110	13
Трансформатор тока	ТВ-ТМ-35	3
Трансформатор тока	Т-0,66 УЗ	12
Трансформатор тока	Т-0,66 М УЗ	3
Трансформатор тока	SB 0,8	3
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-15-63	9
Трансформатор напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03.01	8
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03.09	5
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	8
Устройство сбора и передачи данных со встроенным УСВ	ARIS MT200	1
Программное обеспечение	ПО «ТЕЛЕСКОП+»	1
Методика поверки	МП СМО-2307-2020	1
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.776.06 ПФ	1

### Поверка

осуществляется по документу МП СМО-2307-2020 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Нерюнгринская ГРЭС» филиала «Нерюнгринская ГРЭС» АО «ДГК». Методика поверки», утвержденному АО «РЭС Групп» 31.07.2020 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки;

- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки;

- счетчиков СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03.01, СЭТ-4ТМ.03.09 (Рег. № 27524-04) – по документу ИЛГШ.411152.124РЭ1 «Методика поверки», утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10.09.2004 г.;
- УСПД ARIS МТ200 (Рег. № 53992-13) – по документу ПБКМ.424359.005 МП «Контроллеры многофункциональные ARIS МТ200. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 13.05.2013 г.;
- радиочасы МИР РЧ-02.00, Рег. № 46656-11;
- прибор для измерения электроэнергетических величин и показателей качества электрической энергии Энергомонитор-3.3Т1, Рег. № 39952-08;
- миллитесламетр Ш1-15У, Рег. № 37751-08;
- термогигрометр «Ива-6Н-Д», Рег. № 46434-11;
- термометр стеклянный жидкостный вибростойкий авиационный ТП-6, Рег. № 257-49.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих – кодом и (или) оттиском клейма поверителя.

#### **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 «Нерюнгринская ГРЭС» филиала «Нерюнгринская ГРЭС» АО «ДГК», аттестованном ФБУ «Ивановский ЦСМ», аттестат об аккредитации № RA.RU.311260 от 17.08.2015 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 «Дальневосточная генерирующая компания» (АО «ДГК»)  
ИНН 1434031363  
Адрес: 680000, г. Хабаровск, ул. Фрунзе, 49  
Телефон: +7 (4212) 30-49-14  
Факс: +7 (4212) 26-43-87  
Web-сайт: [www.dvgk.ru](http://www.dvgk.ru)  
E-mail: [dgk@dvgk.rao-esv.ru](mailto:dgk@dvgk.rao-esv.ru)

#### **Заявитель**

Акционерное общество «РЭС Групп»  
(АО «РЭС Групп»)  
ИНН 3328489050  
Адрес: 600017, 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](mailto:post@orem.su)

**Испытательный центр**

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, 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](mailto: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.