

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Амурская ТЭЦ-1» филиала «Хабаровская генерация» АО «ДГК»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Амурская ТЭЦ-1» филиала «Хабаровская генерация» АО «ДГК» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации.

### Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии, установленные на объектах АИИС КУЭ.

2-й уровень - измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, который включает в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), и технические средства приема-передачи данных.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ, включающий в себя сервер, обеспечивающий функции сбора и хранения результатов измерений; технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации; технические средства приема-передачи данных.

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

Первичные фазные 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 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на вход УСПД уровня ИВКЭ, где осуществляется хранение измерительной информации, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, ее накопление и передача накопленных данных на Сервер сбора данных уровня ИВК, находящийся в АО «ДГК» г. Хабаровска.

Дальнейшая передача информации в ИАСУ КУ АО «АТС» и другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP\IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 и других в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ) на уровне ИВКЭ, созданной на основе ГЛОНАСС/GPS приемника, встроенного в УСПД. СОЕВ предназначено для измерения (формирования, счета) текущих значений даты и времени (с коррекцией времени, осуществляющейся по сигналам спутников глобальной системы позиционирования - ГЛОНАСС/GPS). Источником сигналов точного времени является встроенный в УСПД ГЛОНАСС/GPS-приёмник, сличение постоянно, рассинхронизация при наличии связи со спутником не более  $\pm 1$  мс.

УСПД осуществляет коррекцию времени сервера ИВК и счетчиков. Сличение времени счетчиков со временем УСПД один раз в сутки, корректировка времени выполняется при расхождении времени счетчиков и УСПД более чем  $\pm 2$  с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии и контроллера отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) ТЕЛЕСКОП+, с помощью которого решаются задачи автоматического накопления, обработки, хранения и отображения измерительной информации.

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	f851b28a924da7cde6a57eb2ba15af0c
- АРМ Энергетика ASCUE_MZ4.dll	cda718bc6d123b63a8822ab86c2751ca
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя.

Уровень защиты ПО - высокий, в соответствии с Р 50.2.077-2014.

## Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 - Состав и метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Канал измерений		Состав измерительного канала				$K_{TT} \cdot K_{Th} \cdot K_{CCh}$	ИВКЭ	Метрологические характеристики						
№№ ИК	Диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности , коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (рег. №)	Обозначение, тип					Вид энергии	Основная погреш- ность ИК ( $\pm\delta$ ), %	Погреш- ность ИК в рабочих условиях эксплуа- тации ( $\pm\delta$ ), %				
1	2	3	4			5	6	7	8	9				
1	Амурская ТЭЦ-1, Турбогенератор ТГ №1	K <sub>t</sub> = 0,5S K <sub>TT</sub> = 4000/5 № 11077-03	A	ТЛШ-10 У3			48000  96000	Активная  Реактивная	1,1  2,3	4,8  2,8				
			B	ТЛШ-10 У3										
			C	ТЛШ-10 У3										
		K <sub>t</sub> = 0,5 K <sub>Th</sub> = 6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2										
			B											
			C											
2	Амурская ТЭЦ-1, Турбогенератор ТГ №2	K <sub>t</sub> = 0,2 K <sub>TT</sub> = 8000/5 № 5719-08	A	ТШВ 15				Активная  Реактивная	1,0  1,8	2,9  2,6				
			B	ТШВ 15										
			C	ТШВ 15										
		K <sub>t</sub> = 0,5 K <sub>Th</sub> = 6000/100 № 3345-04	A	НОЛ.08-6УТ2										
			B	НОЛ.08-6УТ2										
			C	НОЛ.08-6УТ2										
		K <sub>t</sub> = 0,5S/1,0 K <sub>CCh</sub> = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01											

ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2  
per. № 53992-13

## Продолжение таблицы 2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Счетчик	ТН	Счетчик	ТН	Счетчик	ТН	Активная	1,0	5,0
6	Амурская ТЭЦ-1, ЗРУ-110кВ, яч.15, ВЛ 110кВ Амурская ТЭЦ-1 - Амурмаш-ЛДК №1 (C-89)	Амурская ТЭЦ-1, ЗРУ-110кВ, яч.8, ВЛ-110кВ Амурская ТЭЦ-1-Эльбан №1 (C-87)	Kт = 0,5S КТТ = 600/5 № 19720-06	A B C	TB-110-I-2 У2 TB-110-I-2 У2 TB-110-I-2 У2	132000	Активная	1,0
7			Kт = 0,2 КTH = 110000:√3/100:√3 № 24218-08	A B C	НАМИ-110 УХЛ1 НАМИ-110 УХЛ1 НАМИ-110 УХЛ1	132000	Реактивная	2,2
8			Kт = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 27524-04		CЭТ-4ТМ.03.01			
			Kт = 0,5S КТТ = 600/5 № 19720-06	A B C	TB-110-I-2 У2 TB-110-I-2 У2 TB-110-I-2 У2	132000	Активная	1,0
			Kт = 0,2 КTH = 110000:√3/100:√3 № 24218-08	A B C	НАМИ-110 УХЛ1 НАМИ-110 УХЛ1 НАМИ-110 УХЛ1	132000	Реактивная	2,2
			Kт = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 27524-04		CЭТ-4ТМ.03.01			
			Kт = 0,5S КТТ = 600/5 № 19720-06	A B C	TB-110-I-2 У2 TB-110-I-2 У2 TB-110-I-2 У2	132000	Активная	1,0
			Kт = 0,2 КTH = 110000:√3/100:√3 № 24218-08	A B C	НАМИ-110 УХЛ1 НАМИ-110 УХЛ1 НАМИ-110 УХЛ1	132000	Реактивная	2,2
			Kт = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 27524-04		CЭТ-4ТМ.03.01			

ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2  
рег. № 53992-13

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
9	Амурская ТЭЦ-1, ЗРУ-110кВ, яч.13, ВЛ 110кВ Амурская ТЭЦ-1 - Амурмаш-ЛДК №2 (С-90)	Kт = 0,5S КТТ = 600/5 № 19720-06  Kт = 0,2 КТН = 110000:√3/100:√3 № 24218-08  Kт = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 36697-08	A TB-110-I-2 У2 B TB-110-I-2 У2 C TB-110-I-2 У2  A НАМИ-110 УХЛ1 B НАМИ-110 УХЛ1 C НАМИ-110 УХЛ1  СЭТ-4ТМ.03М.01	132000		Активная Реактивная	1,0 2,2	5,0 3,8
10	Амурская ТЭЦ-1, ЗРУ-110кВ, яч.2, ВЛ 110кВ Амурская ТЭЦ-1 -Хурба (С-72)	Kт = 0,5S КТТ = 600/5 № 19720-06  Kт = 0,2 КТН = 110000:√3/100:√3 № 24218-08  Kт = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 27524-04	A TB-110-I-2 У2 B TB-110-I-2 У2 C TB-110-I-2 У2  A НАМИ-110 УХЛ1 B НАМИ-110 УХЛ1 C НАМИ-110 УХЛ1  СЭТ-4ТМ.03.01	132000		Активная Реактивная	1,0 2,2	5,0 4,2
11	Амурская ТЭЦ-1, ЗРУ-110кВ, яч.1, ВЛ 110кВ Амурская ТЭЦ-1 - Комсомольская (С-71)	Kт = 0,5S КТТ = 600/5 № 19720-06  Kт = 0,2 КТН = 110000:√3/100:√3 № 24218-08  Kт = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 27524-04	A TB-110-I-2 У2 B TB-110-I-2 У2 C TB-110-I-2 У2  A НАМИ-110 УХЛ1 B НАМИ-110 УХЛ1 C НАМИ-110 УХЛ1  СЭТ-4ТМ.03.01	132000	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 per. № 53992-13	Активная Реактивная	1,0 2,2	5,0 4,2

### Продолжение таблицы 2

### Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
15	Амурская ТЭЦ-1, ЗРУ-35кВ, 2 секция-35кВ, яч.9, ВЛ 35кВ Амурская ТЭЦ-1 -КТИН -Городская №2 (Т-3)	Амурская ТЭЦ-1, ЗРУ-35кВ, 1 секция-35кВ, яч.2, ВЛ 35кВ Амурская ТЭЦ-1 -КТИН -Городская №1 (Т-1)	Kт = 0,5S Kтт = 600/5 № 30370-05  Kт = 0,5 Kтн = 35000:√3/100:√3 № 21257-06  Kт = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 27524-04	A GDS 40,5 B - C GDS 40,5  A 3НОЛ-35III УХЛ1 B 3НОЛ-35III УХЛ1 C 3НОЛ-35III УХЛ1  СЭТ-4ТМ.03.01	42000	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,1 4,2
16	Амурская ТЭЦ-1, ЗРУ-35кВ, 1 секция-35кВ, яч.1, ВЛ 35кВ Амурская ТЭЦ-1-АГМК №1 (Т-5)	Амурская ТЭЦ-1, ЗРУ-35кВ, 2 секция-35кВ, яч.9, ВЛ 35кВ Амурская ТЭЦ-1 -КТИН -Городская №2 (Т-3)	Kт = 0,5S Kтт = 600/5 № 30370-05  Kт = 0,5 Kтн = 35000:√3/100:√3 № 46738-11  Kт = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 27524-04	A GDS 40,5 B - C GDS 40,5  A 3НОЛ-35III УХЛ1 B 3НОЛ-35III УХЛ1 C 3НОЛ-35III УХЛ1  СЭТ-4ТМ.03.01	42000	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,1 4,2
17	Амурская ТЭЦ-1, ЗРУ-35кВ, 1 секция-35кВ, яч.1, ВЛ 35кВ Амурская ТЭЦ-1-АГМК №1 (Т-5)	Амурская ТЭЦ-1, ЗРУ-35кВ, 2 секция-35кВ, яч.9, ВЛ 35кВ Амурская ТЭЦ-1 -КТИН -Городская №1 (Т-1)	Kт = 0,5S Kтт = 150/5 № 47958-11  Kт = 0,5 Kтн = 35000:√3/100:√3 № 21257-06  Kт = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 36697-08	A ТПЛ-35 B ТПЛ-35 C ТПЛ-35  A 3НОЛ-35III УХЛ1 B 3НОЛ-35III УХЛ1 C 3НОЛ-35III УХЛ1  СЭТ-4ТМ.03M.01	10500	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,1 3,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
18	Амурская ТЭЦ-1, ЗРУ-35кВ, 2 секция-35кВ, яч.11, ВЛ 35кВ Амурская ТЭЦ-1-АГМК №2 (Т-6)	K <sub>T</sub> = 0,5S K <sub>TT</sub> = 150/5 № 47958-11  K <sub>T</sub> = 0,5 K <sub>TH</sub> = 35000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ № 46738-11  K <sub>T</sub> = 0,5S/1,0 K <sub>сч</sub> = 1 № 36697-08	A ТПЛ-35 B ТПЛ-35 C ТПЛ-35  A ЗНОЛ-35Ш УХЛ1 B ЗНОЛ-35Ш УХЛ1 C ЗНОЛ-35Ш УХЛ1  СЭТ-4ТМ.03M.01	10500	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 per. № 53992-13	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,1 3,9
19	Амурская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ, 1 секция-6кВ, яч.1, Фидер 1A	K <sub>T</sub> = 0,5S K <sub>TT</sub> = 800/5 № 1261-08  K <sub>T</sub> = 0,5 K <sub>TH</sub> = 6000/100 № 20186-05  K <sub>T</sub> = 0,5S/1,0 K <sub>сч</sub> = 1 № 27524-04	A ТПОЛ-10 У3 B - C ТПОЛ-10 У3  A НАМИ-10-95УХЛ2 B C	9600		Активная Реактивная	1,2 2,5	5,1 4,2
20	Амурская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ, 1 секция-6кВ, яч.1, Фидер 1B	K <sub>T</sub> = 0,5 K <sub>TT</sub> = 200/5 № 2473-69  K <sub>T</sub> = 0,5 K <sub>TH</sub> = 6000/100 № 20186-05  K <sub>T</sub> = 0,5S/1,0 K <sub>сч</sub> = 1 № 27524-04	A ТЛМ-10 B - C ТЛМ-10  A НАМИ-10-95УХЛ2 B C  СЭТ-4ТМ.03.01	2400		Активная Реактивная	1,2 2,5	5,7 3,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
21	Амурская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ, 1 секция-6кВ, яч.2, Фидер 2В	Kт = 0,5S КТТ = 600/5 № 1261-08  Kт = 0,5 Ктн = 6000/100 № 20186-05  Kт = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 27524-04	A B C  A B C  СЭТ-4ТМ.03.01	7200	7200	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,1 4,2
22	Амурская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ, 1 секция-6кВ, яч.6, Фидер 6А	Kт = 0,5S КТТ = 300/5 № 1261-08  Kт = 0,5 Ктн = 6000/100 № 20186-05  Kт = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 27524-04	A B C  A B C  СЭТ-4ТМ.03.01	3600	3600	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,1 4,2
23	Амурская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ, 1 секция-6кВ, яч.6, Фидер 6В	Kт = 0,5S КТТ = 600/5 № 1261-08  Kт = 0,5 Ктн = 6000/100 № 20186-05  Kт = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 27524-04	A B C  A B C  СЭТ-4ТМ.03.01	7200	7200	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,1 4,2

ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2  
per. № 53992-13

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
24	Амурская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ, 2 секция-6кВ, яч.19, Фидер 19А	Kт = 0,5S КТТ = 600/5 № 1261-08  Kт = 0,5 Ктн = 6000/100 № 20186-05  Kт = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 27524-04	A ТПОЛ-10 У3 B - C ТПОЛ-10 У3  A НАМИ-10-95 УХЛ2 B C	7200	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 рег. № 53992-13	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,1 4,2
25	Амурская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ, 2 секция-6кВ, яч.27, Фидер 27А	Kт = 0,5S КТТ = 600/5 № 1261-08  Kт = 0,5 Ктн = 6000/100 № 20186-05  Kт = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 36697-08	A ТПОЛ-10 У3 B - C ТПОЛ-10 У3  A НАМИ-10-95 УХЛ2 B C	7200	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 рег. № 53992-13	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,1 3,9
26	Амурская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ, 3 секция-6кВ, яч.28, Фидер 28	Kт = 0,5S КТТ = 300/5 № 1261-08  Kт = 0,5 Ктн = 6000/100 № 20186-05  Kт = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 27524-04	A ТПОЛ-10 У3 B - C ТПОЛ-10 У3  A НАМИ-10-95 УХЛ2 B C	3600	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 рег. № 53992-13	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,1 4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
27	Амурская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ, 2 секция-6кВ, яч.37, Фидер 37	Kт = 0,5S КТТ = 300/5 № 1261-08  Kт = 0,5 Ктн = 6000/100 № 20186-05  Kт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 27524-04	A ТПОЛ-10 У3 B - C ТПОЛ-10 У3  A НАМИ-10-95 УХЛ2 B C	3600	3600	Активная Реактивная	1,1 2,3	4,8 2,8
28	Амурская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ, 3 секция-6кВ, яч.48, Фидер 48А	Kт = 0,5S КТТ = 300/5 № 15128-07  Kт = 0,5 Ктн = 6000/100 № 20186-05  Kт = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 27524-04	A ТОЛ-10-I-2 У2 B - C ТОЛ-10-I-2 У2  A НАМИ-10-95 УХЛ2 B C	3600	3600	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,1 4,2
29	Амурская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ, 3 секция-6кВ, яч.48, Фидер 48Б	Kт = 0,5S КТТ = 800/5 № 15128-07  Kт = 0,5 Ктн = 6000/100 № 20186-05  Kт = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 27524-04	A ТОЛ-10-I-2 У2 B - C ТОЛ-10-I-2 У2  A НАМИ-10-95 УХЛ2 B C	9600	9600	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,1 4,2

ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2  
рер. № 53992-13

## Продолжение таблицы 2

### Примечания

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая).

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3 Погрешность в рабочих условиях указана для  $0,02(0,05) \cdot I_{\text{ном}}$ ,  $\cos\phi = 0,5$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 10 до плюс 30 °C.

4 Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии по ГОСТ 30206-94 и ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии, ГОСТ 26035-83 и ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

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. Допускается замена УСПД на аналогичные утвержденных типов. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности $\cos\phi$ температура окружающей среды, °C: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ Р 52425-2005 ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87  от +21 до +25  от +21 до +25 от +18 до +22
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк.  от -45 до +40 от -40 до +60 от 0 до +40 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики С Э Т-4 Т М. 03М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 2
Электросчетчики С Э Т-4 Т М. 03: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 2



Продолжение таблицы 3

1	2
УСПД:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	88000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	24
Сервер:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	35000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	1
Глубина хранения информации	
Электросчетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	35
ИВКЭ:	
- суточных данных о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сут, не менее	35
ИВК:	
- результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчика и УСПД фиксируются факты:
  - попытка несанкционированного доступа;
  - факты связи со счетчиком, приведших к изменениям данных;
  - изменение текущего значения времени и даты при синхронизации времени;
  - отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
  - перерывы питания

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - счетчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - УСПД;
  - ИВК.
- наличие защиты на программном уровне:
  - пароль на счетчике;
  - пароль на УСПД;
  - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей;
  - ИВК.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована);

**Знак утверждения типа**

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

**Комплектность средства измерений**

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	ТЛШ-10 У3	3 шт.
Трансформаторы тока	ТШВ 15	3 шт.
Трансформаторы тока	ТШЛ-20-1 УХЛ2	9 шт.
Трансформаторы тока	ТВ-110-I-2 У2	21 шт.
Трансформаторы тока	GDS 40,5	8 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-35	6 шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10 У3	16 шт.
Трансформаторы тока	ТЛМ-10-1 У3	2 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-I-2 У2	6 шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10-3 У2	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НОЛ.08-6УТ2	9 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06-10	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-35III УХЛ1	6 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.01	5 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	26 шт.
Контроллеры многофункциональные	ARIS MT200	1 шт.
Программное обеспечение	ТЕЛЕСКОП+	1 шт.
Методика поверки	МП 206.1-011-2018	1 экз.
Формуляр	РЭП.411711.ХГ-АТЭЦ-1.ФО	1 экз.

### Проверка

осуществляется по документу МП 206.1-011-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Амурская ТЭЦ-1» филиала «Хабаровская генерация» АО «ДГК». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 09.02.2018 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 и/или МИ 2845-2003 Измерительные трансформаторы напряжения  $6/\sqrt{3}...35$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации, МИ 2925-2005 ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения  $35...330/\sqrt{3}$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя;
- по МИ 3195-2009 Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
- по МИ 3196-2009 Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145 РЭ. Методика поверки, согласованной с руководителем ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04.12.2007 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03 - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ. Методика поверки согласованна с руководителем ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 10.09.2004 г.;
- для УСПД ARIS MT200 - в соответствии с документом ПБКМ.424359.005 МП «Контроллеры многофункциональные ARIS MT200. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 13.05.2013 г.;

- радиочасы МИР РЧ-01, рег. № 27008-04;
- термогигрометр CENTER (мод.314), рег. № 22129-09.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

#### **Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИС КУЭ) СП «Амурская ТЭЦ-1» филиала «Хабаровская генерация» АО «ДГК», аттестованном ООО «РусЭнергоПром», аттестат аккредитации № RA.RU.312149 от 04.05.2017 г.

#### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИС КУЭ) СП «Амурская ТЭЦ-1» филиала «Хабаровская генерация» АО «ДГК»**

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**

Общество с ограниченной ответственностью «РусЭнергоПром» (ООО «РусЭнергоПром»)  
ИНН 7725766980  
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д. 9  
Телефон/факс: +7 (499) 753-06-78  
E-mail: [info@rusenprom.ru](mailto:info@rusenprom.ru)

#### **Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46  
Телефон: +7 (495) 437-55-77; Факс: +7 (495) 437-56-66  
Web-сайт: [www.vniims.ru](http://www.vniims.ru); E-mail: [office@vniims.ru](mailto:office@vniims.ru)

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

#### **Заместитель**

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.