

Приложение № 8
к сведениям о типах средств
измерений, прилагаемым
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «7» декабря 2020 г. № 2020

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 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, каналообразующую 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) 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 ± 1 мс. Коррекция часов счетчиков осуществляется от часов УСПД. Коррекция времени счетчиков происходит при расхождении часов УСПД и часов счетчиков более чем на ± 2 с. Коррекция часов сервера БД осуществляется от часов УСПД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УСПД более чем на ± 1 с.

АИИС КУЭ также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

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

Журналы событий сервера БД и УСПД отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

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	Амурская ТЭЦ-1, Турбогенератор ТГ №1	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5S Ктт 4000/5 Рег. № 11077-03	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ARIS МТ200 Рег. № 53992-13	активная	±1,1	±2,8
						реактивная	±2,6	±5,3
2	Амурская ТЭЦ-1, Турбогенератор ТГ №2	ТШВ 15 Кл.т. 0,2 Ктт 8000/5 Рег. № 5719-08	НОЛ.08-6УТ2 Кл. т 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 3345-04	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,0	±6,0
3	Амурская ТЭЦ-1, Турбогенератор ТГ №3	ТШЛ 20-1 Кл.т. 0,2S Ктт 8000/5 Рег. № 21255-03	НОЛ.08-6УТ2 Кл. т 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 3345-04	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,0	±6,0
4	Амурская ТЭЦ-1, Турбогенератор ТГ №4	ТШЛ-20-1 Кл.т. 0,2S Ктт 8000/5 Рег. № 21255-08	НОЛ.08-6УТ2 Кл. т 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 3345-04	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,0	±6,0
5	Амурская ТЭЦ-1, Турбогенератор ТГ №5	ТШЛ-20-1 Кл.т. 0,2S Ктт 8000/5 Рег. № 21255-08	ЗНОЛ.06-10 Кл.т 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,0	±6,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	Амурская ТЭЦ-1, ЗРУ-110кВ, яч.11, ВЛ-110кВ Амурская ТЭЦ-1- Эльбан №1 (С-87)	ТВ-110-I-2 Кл.т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 19720-06	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ARIS MT200 Рег. № 53992-13	активная	±1,0	±4,0
						реактивная	±2,5	±6,8
7	Амурская ТЭЦ-1, ЗРУ-110кВ, яч.8, ВЛ-110кВ Амурская ТЭЦ-1 - Падали-Эльбан №2 (С-88)	ТВ-110-I-2 Кл.т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 19720-06	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная	±1,0	±4,0
						реактивная	±2,5	±6,8
8	Амурская ТЭЦ-1, ЗРУ-110кВ, яч.15, ВЛ 110кВ Амурская ТЭЦ-1 -Амурмаш- ЛДК №1 (С-89)	ТВ-110-I-2 Кл.т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 19720-06	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная	±1,0	±4,0
					реактивная	±2,5	±6,8	
9	Амурская ТЭЦ-1, ЗРУ-110кВ, яч.13, ВЛ 110кВ Амурская ТЭЦ-1 -Амурмаш- ЛДК №2 (С-90)	ТВ-110-I-2 Кл.т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 19720-06	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	активная	±1,0	±4,0	
					реактивная	±2,5	±6,8	
10	Амурская ТЭЦ-1, ЗРУ-110кВ, яч.2, ВЛ 110кВ Амурская ТЭЦ-1 -Хурба (С- 72)	ТВ-110-I-2 Кл.т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 19720-06	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	активная	±1,0	±4,0	
					реактивная	±2,5	±6,8	
11	Амурская ТЭЦ-1, ЗРУ-110кВ, яч.1, ВЛ 110кВ Амурская ТЭЦ-1 – Комсомольская (С- 71)	ТВ-110-I-2 Кл.т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 19720-06	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ARIS MT200 Рег. № 53992-13	активная	±1,0	±4,0
					реактивная	±2,5	±6,8	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	Амурская ТЭЦ-1, ЗРУ-110кВ, яч.10, ОМВ-110кВ	ТВ-110-I-2 Кл.т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 19720-06	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная	±1,0	±4,0
						реактивная	±2,5	±6,8
13	Амурская ТЭЦ-1, ЗРУ-35кВ, 1 секция-35кВ, яч.3, ВЛ 35кВ Амурская ТЭЦ-1 – Центральная №1 (Т- 2)	GDS 40,5 Кл.т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 30370-05	ЗНОЛ-35Ш Кл. т 0,5 Ктн 35000:√3/100:√3 Рег. № 21257-06	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
14	Амурская ТЭЦ-1, ЗРУ-35кВ, 2 секция-35кВ, яч.10, ВЛ 35кВ Амурская ТЭЦ-1 – Центральная №2 (Т- 4)	GDS 40,5 Кл.т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 30370-05	ЗНОЛ-35 Кл. т 0,5 Ктн 35000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	активная	±1,2	±4,0	
					реактивная	±2,8	±6,9	
15	Амурская ТЭЦ-1, ЗРУ-35кВ, 1 секция-35кВ, яч.2, ВЛ 35кВ Амурская ТЭЦ-1 - КТПН - Городская №1 (Т-1)	GDS 40,5 Кл.т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 30370-05	ЗНОЛ-35Ш Кл. т 0,5 Ктн 35000:√3/100:√3 Рег. № 21257-06	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	активная	±1,2	±4,0	
					реактивная	±2,8	±6,9	
16	Амурская ТЭЦ-1, ЗРУ-35кВ, 2 секция-35кВ, яч.9, ВЛ 35кВ Амурская ТЭЦ-1 -КТПН - Городская №2 (Т-3)	GDS 40,5 Кл.т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 30370-05	ЗНОЛ-35 Кл. т 0,5 Ктн 35000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ARIS MT200 Рег. № 53992-13	активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
17	Амурская ТЭЦ-1, ЗРУ-35кВ, 1 секция-35кВ, яч.1, ВЛ 35кВ Амурская ТЭЦ-1-АГМК №1 (Т-5)	ТПЛ-35 Кл.т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 21253-06	ЗНОЛ-35Ш Кл. т 0,5 Ктн 35000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 21257-06	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
18	Амурская ТЭЦ-1, ЗРУ-35кВ, 2 секция-35кВ, яч.11, ВЛ 35кВ Амурская ТЭЦ-1-АГМК №2 (Т-6)	ТПЛ-35 Кл.т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 21253-06	ЗНОЛ-35 Кл. т 0,5 Ктн 35000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
19	Амурская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ, 1 секция- 6кВ, яч.1, Фидер 1А	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5S Ктт 800/5 Рег. № 1261-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±4,0
					реактивная	±2,8	±6,9	
20	Амурская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ, 1 секция- 6кВ, яч.1, Фидер 1В	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	активная	±1,2	±4,1	
					реактивная	±2,8	±7,1	
21	Амурская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ, 1 секция- 6кВ, яч.2, Фидер 2В	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 1261-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	активная	±1,2	±4,0	
					реактивная	±2,8	±6,9	
22	Амурская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ, 1 секция- 6кВ, яч.6, Фидер 6А	ТПОЛ-СВЭЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 70109-17	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ARIS MT200 Рег. № 53992-13	активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
23	Амурская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ, 1 секция- 6кВ, яч.6, Фидер 6В	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 1261-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
24	Амурская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ, 2 секция- 6кВ, яч.19, Фидер 19А	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 1261-02	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
25	Амурская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ, 2 секция- 6кВ, яч.27, Фидер 27А	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 1261-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
26	Амурская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ, 3 секция- 6кВ, яч.28, Фидер 28	ТПОЛ-СВЭЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 70109-17	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
27	Амурская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ, 2 секция- 6кВ, яч.37, Фидер 37	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 1261-02	НАМИ-10-95 УХЛ2 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	±5,3	
28	Амурская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ, 3 секция- 6кВ, яч.48, Фидер 48А	ТОЛ-10-І-2 Кл.т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 15128-07	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	активная	±1,2	±4,0	
					реактивная	±2,8	±6,9	
29	Амурская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ, 3 секция- 6кВ, яч.48, Фидер 48Б	ТОЛ-10-І-2 Кл.т. 0,5S Ктт 800/5 Рег. № 15128-07	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ARIS MT200 Рег. № 53992-13	активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
30	Амурская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ, 4 секция- 6кВ, яч.66, Фидер 66А	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 25433-11	НАМИ-10-95 УХЛ2 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	±5,3
31	Амурская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ, 4 секция- 6кВ, яч.66, Фидер 66Б	ТОЛ-10-1-2 Кл.т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 15128-07	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с							±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 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\phi = 0,8$ инд, $I=0,02(0,05) \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1 - 31 от минус 40 до плюс 60 °С.</p> <p>4 Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.</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 БД 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	31
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц <p>- коэффициент мощности $\cos\varphi$</p> <p>- температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 98 до 102</p> <p>от 100 до 120</p> <p>от 49,85 до 50,15</p> <p>0,9</p> <p>от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С - температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С 	<p>от 90 до 110</p> <p>от 2(5) до 120</p> <p>от 0,5_{инд} до 0,8_{емк}</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"> - среднее время наработки на отказ счетчиков СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03.01, ч, не менее - среднее время наработки на отказ счетчиков СЭТ-4ТМ.03М.01, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч 	<p>90000</p> <p>140000</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"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут., не менее - при отключении питания, лет, не менее <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее 	<p>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 «Амурская ТЭЦ-1» филиала «Хабаровская генерация» 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	ТЛШ-10	3
Трансформатор тока	ТШВ 15	3
Трансформатор тока	ТШЛ 20-1	3
Трансформатор тока	ТШЛ-20-1	6
Трансформатор тока	ТВ-110-I-2	21
Трансформатор тока	GDS 40,5	8
Трансформатор тока	ТПЛ-35	6
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	8
Трансформатор тока	ТЛМ-10	2
Трансформатор тока	ТОЛ-10-I-2	6
Трансформатор тока	ТЛО-10	2
Трансформатор тока	ТПОЛ 10	4
Трансформатор тока	ТПОЛ-СВЭЛ-10	4
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	6
Трансформатор напряжения	НОЛ.08-6УТ2	9
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06-10	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-35Ш	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-35	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03.01	23
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	5
Устройство сбора и передачи данных со встроенным УСВ	ARIS MT200	1
Программное обеспечение	ПО «ТЕЛЕСКОП+»	1
Методика поверки	МП СМО-1606-2020	1
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.776.08 ПФ	1

Поверка

осуществляется по документу МП СМО-1606-2020 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Амурская ТЭЦ-1» филиала «Хабаровская генерация» АО «ДГК». Методика поверки», утвержденному АО «РЭС Групп» 26.06.2020 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 (Рег. № 27524-04) – по документу ИЛГШ.411152.124РЭ1 «Методика поверки», утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10.09.2004 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М.01 (Рег. № 36697-08) – по документу ИЛГШ.411152.145РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации, Часть 2. Методика поверки», согласована руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04.12.2007 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 «Амурская ТЭЦ-1» филиала «Хабаровская генерация» АО «ДГК», аттестованном ФБУ «Ивановский ЦСМ», аттестат об аккредитации № RA.RU.311260 от 17.08.2015 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС 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: 8 (4212) 30-49-14

Факс: 8 (4212) 26-43-87

E-mail: 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

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

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