

Регистрационный № 96200-25

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Владивостокская ТЭЦ-2» АО «ДГК»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Владивостокская ТЭЦ-2» 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 multifunctionalную, многоуровневую 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 (для измерительных каналов (далее – ИК) № 2–16) – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включает в себя устройство сбора и передачи данных ЭКОМ-3000 (далее – УСПД), каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) АО «ДГК», включает в себя технические средства приема-передачи данных (каналобразующую аппаратуру), коммуникационное оборудование, сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), программное обеспечение (далее – ПО) «ТЕЛЕСКОП+», устройство синхронизации времени (далее – ИСС).

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 счетчика для ИК № 1 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на верхний уровень системы (сервер БД), где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков для ИК № 2–16 при помощи технических средств приема-передачи данных 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 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 TCP/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 устройство синхронизации времени, входящее в состав УСПД, и ИСС на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования ГЛОНАСС/GPS, встроенные часы сервера БД, УСПД и счетчиков.

Устройство синхронизации времени (далее – УСВ), входящее в состав УСПД, обеспечивает автоматическую коррекцию шкалы времени УСПД. Коррекция шкалы времени УСПД проводится при расхождении шкалы времени УСПД и времени УСВ более чем на ± 1 мс.

Сравнение шкалы времени сервера БД со шкалой времени УСПД осуществляется во время сеанса связи с УСПД. При наличии расхождения более $\pm 0,1$ с сервером БД производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСПД.

Сравнение шкалы времени счетчика ИК №1 со шкалой времени ИСС осуществляется с интервалом 120 с. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени ИСС более чем на ± 1 мс, производится синхронизация шкалы времени счетчика.

Сравнение шкалы времени счетчиков ИК №2–16 со шкалой времени УСПД осуществляется во время сеанса связи с периодичностью не реже 1 раза в сутки. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени УСПД, равного ± 2 с (программируемый параметр) и более, производится синхронизация шкалы времени счетчика.

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 (№ 1413.1) 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 / УССВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Владивостокская ТЭЦ-2, ТГ №1 10,5 кВ	ТШЛ-20К Кл. т. 0,2S Ктт 10000/5 Рег. № 68184-17	ЗНОЛ-ЭК-10 Кл. т. 0,2 Ктн 10500:√3/100:√3 Рег. № 68841-17	ESM-HV100-220-A2E4-02A Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	– / ИСС Рег. № 71235-18	активная	±0,6	±1,7
						реактивная	±1,3	±3,9
2	Владивостокская ТЭЦ-2, ТГ №2 10,5 кВ	ТШЛ-20-1 Кл. т. 0,2S Ктт 8000/5 Рег. № 21255-08	ЗНОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 35956-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная	±0,8	±1,8
						реактивная	±1,8	±4,0
3	Владивостокская ТЭЦ-2, ТГ №3 10,5 кВ	ТШЛ-20-1 Кл. т. 0,2S Ктт 8000/5 Рег. № 21255-08	ЗНОЛ.06-10 У3 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 33044-06	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,8	±1,8
						реактивная	±1,8	±4,0
4	Владивостокская ТЭЦ-2, ТГ №4 10,5 кВ	ТШЛ 20 Кл. т. 0,5 Ктт 8000/5 Рег. № 21255-01	ЗНОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 35956-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	Владивостокская ТЭЦ-2, ТГ №5 10,5 кВ	ТШВ15 Кл. т. 0,2 Ктт 8000/5 Рег. № 5719-03	ЗНОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 35956-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-14	активная	±0,8	±1,8
						реактивная	±1,8	±4,0
6	Владивостокская ТЭЦ-2, ТГ №6 10,5 кВ	ТШЛ-20-1 Кл. т. 0,2S Ктт 8000/5 Рег. № 21255-08	ЗНОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 35956-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,8	±1,8
						реактивная	±1,8	±4,0
7	Владивостокская ТЭЦ-2, ОРУ 220 кВ, яч.2, ВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ- Владивостокская ТЭЦ-2	ТВ-ЭК Кл. т. 0,2S Ктт 750/1 Рег. № 39966- 08	НАМИ-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 220000:√3/100:√3 Рег. № 20344-05 НАМИ-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 220000:√3/100:√3 Рег. № 20344-05	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-14	активная	±0,6	±1,7
						реактивная	±1,3	±3,9
8	Владивостокская ТЭЦ-2, ОРУ 220 кВ, яч.4, КВЛ 220 кВ Владивостокская ТЭЦ-2- Зелёный угол	VIS WI Кл. т. 0,2S Ктт 750/1 Рег. № 37750- 08	НАМИ-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 220000:√3/100:√3 Рег. № 20344-05 НАМИ-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 220000:√3/100:√3 Рег. № 20344-05	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-14	активная	±0,6	±1,7
						реактивная	±1,3	±3,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
9	Владивостокская ТЭЦ-2, ОРУ-220 кВ, яч.3, ШОВ-220 кВ	ТБМО-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2S КТТ 600/1 Рег. № 27069-11	НАМИ-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2 КТН 220000:√3/100:√3 Рег. № 20344-05 НАМИ-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2 КТН 220000:√3/100:√3 Рег. № 20344-05	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная	±0,6	±1,7
						реактивная	±1,3	±3,9
10	Владивостокская ТЭЦ-2, ЗРУ-110 кВ, яч.13, КВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 - Орлиная с отпайкой на ПС Голубинка	ТВ-ЭК Кл. т. 0,2S КТТ 750/5 Рег. № 39966-10	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-08 НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,6	±1,7
						реактивная	±1,3	±3,9
11	Владивостокская ТЭЦ-2, ЗРУ-110 кВ, яч.2, ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 - А №1	ТВ-110-1 Кл. т. 0,5S КТТ 750/5 Рег. № 19720-06	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-08 НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,9	±2,7
						реактивная	±2,3	±5,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	Владивостокская ТЭЦ-2, ЗРУ-110 кВ, яч.4, ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 - А №2	ТВ-110-1 Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 19720-06	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-08 НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная	±0,9	±2,7
						реактивная	±2,3	±5,2
13	Владивостокская ТЭЦ-2, ЗРУ-110 кВ, яч.6, ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 - Голдобин с отпайками (на ПС Загородная и ПС Улисс)	ТВ-ЭК Кл. т. 0,2S КТТ 1000/5 Рег. № 74600-19	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-08 НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,6	±1,7
						реактивная	±1,3	±3,9
14	Владивостокская ТЭЦ-2, ЗРУ-110 кВ, яч.8, ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 - Патрокл с опайкой на ПС Загородная	ТВ-ЭК Кл. т. 0,2S КТТ 1000/5 Рег. № 74600-19	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-08 НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,6	±1,7
						реактивная	±1,3	±3,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
15	Владивостокская ТЭЦ-2, ЗРУ-110 кВ, яч.10, КВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 - Залив с отпайкой на ПС Голубинка	ТВ-ЭК Кл. т. 0,2S КТТ 750/5 Рег. № 39966-10	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-08 НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная	±0,6	±1,7
						реактивная	±1,3	±3,9
16	Владивостокская ТЭЦ-2, ЗРУ-110 кВ, яч.9, ОМВ-110 кВ	TG145N1 Кл. т. 0,2S КТТ 1500/5 Рег. № 75894-19	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-08 НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±0,6	±1,7
						реактивная	±1,3	±3,9
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с							±5	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
<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 $\cos \varphi = 0,8_{\text{инд}}$, $I=0,02(0,05) \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+60\text{ }^{\circ}\text{C}$.</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, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.</p> <p>6. Допускается замена УСПД на аналогичные утвержденного типа.</p> <p>7. Допускается замена сервера БД без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).</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	16
Нормальные условия: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды, °C	99 до 101 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды в месте расположения: - ТТ и ТН, °C - счетчиков электроэнергии, °C - УСПД, °C - сервера и УССВ, °C	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от –45 до +40 от –40 до +60 от +10 до +30 от +10 до +30
ежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики электроэнергии: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 2 100000 24 125000 24 70000 1
Глубина хранения информации: Счетчики электроэнергии: – тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее – при отключении питания, год, не менее УСПД: – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее – сохранение информации при отключении питания, год, не менее Сервер: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	90 10 45 10 3,5

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	ТБМО-220 УХЛ1	3
Трансформаторы тока	ТВ-110-1	6
Трансформаторы тока	ТВ-ЭК	15
Трансформаторы тока	ТШВ15	3
Трансформаторы тока	ТШЛ 20	3
Трансформаторы тока	ТШЛ-20-1	9
Трансформаторы тока	ТШЛ-20К	3
Трансформаторы тока	TG145N1	3
Трансформаторы тока	VIS WI	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06-10 УЗ	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СЭЦ-10	12
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛ-ЭК-10	3
Трансформаторы напряжения антирезонансные	НАМИ-110 УХЛ1	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	6
Устройства измерительные многофункциональные	ESM-HV100-220-A2E4-02A	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	12
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.16	3
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Устройство синхронизации времени	ИСС	1
Программное обеспечение	ПО «ТЕЛЕСКОП+»	1
Паспорт-формуляр	РЭСС.411711.АИИС.1413.1 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 «Владивостокская ТЭЦ-2» АО «ДГК», аттестованном ООО «ПИКА», г. Владимир, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.315181.

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

