

**УТВЕРЖДЕНО**  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «09» августа 2024 г. № 1832

Регистрационный № 92848-24

Лист № 1  
Всего листов 9

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Хабаровская ТЭЦ-3» (удалённые объекты) АО «ДГК»

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Хабаровская ТЭЦ-3» (удалённые объекты) АО «ДГК» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям.

**Описание средства измерений**

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, средне интервальной мощности;
- периодический (1 раз в полчаса, час, сутки) и (или) по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени состояния средств измерений и результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и хранящихся в АИИС КУЭ данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровнях (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включает в себя устройство сбора и передачи данных ARIS MT200 (далее – УСПД), устройство синхронизации времени (далее – УСВ), входящее в состав УСПД, 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+».

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

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы (сервер БД), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Сервер БД (или АРМ) ежедневно формирует и отправляет с использованием электронной подписи с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу ТСР/ІР отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

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

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая охватывает все уровни АИИС КУЭ – ИИК, ИВКЭ и ИВК.

СОЕВ включает в себя УСВ, входящее в состав УСПД, на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования ГЛОНАСС/GPS, встроенные часы сервера АИИС КУЭ, УСПД и счетчиков. УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов УСПД. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и времени УСВ более чем на  $\pm 1$  мс. Коррекция часов счетчиков осуществляется от часов УСПД.

Коррекция времени счетчиков происходит при расхождении часов УСПД и часов счетчиков более чем на  $\pm 2$  с. Коррекция часов сервера БД осуществляется от часов УСПД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УСПД более чем на  $\pm 1$  с.

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

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№ 1261.04) 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:<br>- сервер сбора данных SERVER_MZ4.dll<br>- АРМ Энергетика ASCUE_MZ4.dll | f851b28a924da7cde6a57eb2ba15af0c<br>cda718bc6d123b63a8822ab86c2751ca |
| Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО  | MD5  |

ПО «ТЕЛЕСКОП+» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Конструкция средства измерения исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

### Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

| Номер ИК   | Наименование ИК                          | Измерительные компоненты                                |   |   |                                  | Вид электро-энергии | Метрологические характеристики ИК |                                   |
|--|--|---|---|---|----------------------------------|---------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
|  |  | ТТ  | ТН  | Счётчик   | УСПД                             |                     | Основная погрешность, %           | Погрешность в рабочих условиях, % |
| 1  | ПС 110 кВ Водозабор (БНС), РУ-6 кВ, яч.5 | ТПОЛ-10<br>Кл. т. 0,5<br>Ктт 600/5<br>Рег. № 1261-59    | НТМИ-6-66<br>Кл. т. 0,5<br>Ктн 6000/100<br>Рег. № 2611-70       | СЭТ-4ТМ.03.01<br>Кл. т. 0,5S/1,0<br>Рег. № 27524-04 | ARIS<br>MT200<br>Рег. № 53992-13 | активная            | ±1,2                              | ±4,1                              |
|  |  |   |   |   |                                  | реактивная          | ±2,8                              | ±7,5                              |
| 2  | ПС 110 кВ Водозабор (БНС), РУ-6 кВ, яч.9 | ТПОЛ-10<br>Кл. т. 0,5<br>Ктт 600/5<br>Рег. № 1261-59    | НТМИ-6-66<br>Кл. т. 0,5<br>Ктн 6000/100<br>Рег. № 2611-70       | СЭТ-4ТМ.03.01<br>Кл. т. 0,5S/1,0<br>Рег. № 27524-04 |                                  | активная            | ±1,2                              | ±4,1                              |
|  |  |   |   |   |                                  | реактивная          | ±2,8                              | ±7,5                              |
| 3  | ПС 35 кВ НОВ, РУ-6 кВ, яч.3              | ТОЛ 10-1<br>Кл. т. 0,5<br>Ктт 300/5<br>Рег. № 15128-01  | ЗНОЛ.06-6<br>Кл. т. 0,5<br>Ктн 6000:√3/100:√3<br>Рег. № 3344-04 | СЭТ-4ТМ.03.01<br>Кл. т. 0,5S/1,0<br>Рег. № 27524-04 |                                  | активная            | ±1,2                              | ±4,1                              |
|  |  |   |   |   |                                  | реактивная          | ±2,8                              | ±7,5                              |
| 4  | ПС 35 кВ НОВ, РУ-6 кВ, яч.13             | ТОЛ 10<br>Кл. т. 0,5<br>Ктт 300/5<br>Рег. № 7069-79     | ЗНОЛ.06-6<br>Кл. т. 0,5<br>Ктн 6000:√3/100:√3<br>Рег. № 3344-04 | СЭТ-4ТМ.03.01<br>Кл. т. 0,5S/1,0<br>Рег. № 27524-04 |                                  | активная            | ±1,2                              | ±4,1                              |
|  |  |   |   |   |                                  | реактивная          | ±2,8                              | ±7,5                              |
| 5  | ПС 35 кВ ПНС, РУ-6 кВ, яч.2              | ТОЛ-10 УТ2<br>Кл. т. 0,5<br>Ктт 800/5<br>Рег. № 6009-77 | ЗНОЛ.06-6<br>Кл. т. 0,5<br>Ктн 6000:√3/100:√3<br>Рег. № 3344-04 | СЭТ-4ТМ.03.01<br>Кл. т. 0,5S/1,0<br>Рег. № 27524-04 |                                  | активная            | ±1,2                              | ±4,1                              |
|  |  |   |   |   |                                  | реактивная          | ±2,8                              | ±7,5                              |
| Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с |  |   |   |   |                                  |                     | ±5                                |                                   |

Продолжение таблицы 2

| 1   | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| <p>Примечания:</p> <ol style="list-style-type: none"><li>1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).</li><li>2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.</li><li>3. Погрешность в рабочих условиях указана для <math>\cos \varphi = 0,8</math> инд, <math>I=0,05 \cdot I_{ном}</math> и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от <math>-40\text{ }^{\circ}\text{C}</math> до <math>+60\text{ }^{\circ}\text{C}</math>.</li><li>4. Кл. т. – класс точности, <math>K_{тт}</math> – коэффициент трансформации трансформаторов тока, <math>K_{тн}</math> – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.</li><li>5. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.</li><li>6. Допускается замена УСПД на аналогичные утвержденного типа.</li><li>7. Допускается замена сервера БД без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).</li><li>8. Допускается изменение наименований ИК без изменения объекта измерений.</li><li>9. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.</li></ol> |   |   |   |   |   |   |   |   |

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

| Наименование характеристики  | Значение  |
|--|---|
| Количество измерительных каналов   | 5   |
| <b>Нормальные условия:</b><br>– параметры сети:<br>- напряжение, % от $U_{ном}$<br>- ток, % от $I_{ном}$<br>- частота, Гц<br>- коэффициент мощности $\cos \varphi$<br>– температура окружающей среды, °С   | 99 до 101<br>100 до 120<br>от 49,85 до 50,15<br>0,9<br>от +21 до +25  |
| <b>Условия эксплуатации:</b><br>– параметры сети:<br>- напряжение, % от $U_{ном}$<br>- ток, % от $I_{ном}$<br>- частота, Гц<br>- коэффициент мощности $\cos \varphi$<br>– температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С<br>– температура окружающей среды в месте расположения счетчиков электроэнергии, °С<br>– температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С<br>– температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С  | от 90 до 110<br>от 5 до 120<br>от 49,5 до 50,5<br>от 0,5 <sub>инд</sub> до 0,8 <sub>емк</sub><br>от –45 до +40<br>от –40 до +60<br>от 0 до +40<br>от +10 до +30 |
| <b>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</b><br><b>Счетчики электроэнергии:</b><br>– среднее время наработки на отказ, ч, не менее<br>– среднее время восстановления работоспособности, ч<br><b>УСПД:</b><br>– среднее время наработки на отказ, ч, не менее<br>– среднее время восстановления работоспособности, ч<br><b>Сервер:</b><br>– среднее время наработки на отказ, ч, не менее<br>– среднее время восстановления работоспособности, ч   | 90000<br>2<br>88000<br>24<br>70000<br>1   |
| <b>Глубина хранения информации:</b><br><b>Счетчики электроэнергии:</b><br>– тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее<br>– при отключении питания, год, не менее<br><b>УСПД:</b><br>– суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее<br>– сохранение информации при отключении питания, год, не менее<br><b>Сервер:</b><br>– хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее | 113<br>40<br>45<br>5<br>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 пропадаания и восстановления напряжения;
  - перерывы питания счетчика с фиксацией времени пропадаания 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;
  - пропадаания 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                                | ТПОЛ-10                     | 6                    |
| Трансформаторы тока                                | ТОЛ-10                      | 3                    |
| Трансформаторы тока                                | ТОЛ-10 УТ2                  | 3                    |
| Трансформаторы тока                                | ТОЛ 10-1                    | 3                    |
| Трансформаторы напряжения                          | НТМИ-6-66                   | 2                    |
| Трансформаторы напряжения                          | ЗНОЛ.06-6                   | 9                    |
| Счетчики электрической энергии многофункциональные | СЭТ-4ТМ.03.01               | 5                    |
| Контроллер многофункциональный                     | ARIS MT200                  | 1                    |
| Программное обеспечение                            | ПО «ТЕЛЕСКОП+»              | 1                    |
| Паспорт-формуляр                                   | РЭСС.411711.АИИС.1261.04 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 «Хабаровская ТЭЦ-3» (удалённые объекты) АО «ДГК», аттестованном ООО «МЦМО», г. Владимир, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 01.00324-2011.

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений**

ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия»;

ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

### **Правообладатель**

Акционерное общество «Дальневосточная генерирующая компания» (АО «ДГК»)  
ИНН 1434031363  
Юридический адрес: 680000, Хабаровский край, г. Хабаровск, ул. Фрунзе, д. 49  
Телефон: +7 (4212) 30-49-14  
Факс: +7 (4212) 26-43-87

### **Изготовитель**

Акционерное общество «Дальневосточная генерирующая компания» (АО «ДГК»)  
ИНН 1434031363  
Адрес: 680000, Хабаровский край, г. Хабаровск, ул. Фрунзе, д. 49  
Телефон: +7 (4212) 30-49-14  
Факс: +7 (4212) 26-43-87



**Испытательный центр**

Общество с ограниченной ответственностью «Проектный институт комплексной автоматизации» (ООО «ПИКА»)

ИНН 3328009874

Адрес: 600016, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Большая Нижегородская, д. 81, каб. 307

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314709.

