

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Биробиджанской ТЭЦ филиала «ХТСК» АО «ДГК»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Биробиджанской ТЭЦ филиала «ХТСК» АО «ДГК» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений 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 – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), установленные на объектах АИИС КУЭ;

2-й уровень – информационно-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.

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.

Предусмотрена передача информации в 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.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя устройство синхронизации времени, созданное на основе ГЛОНАСС/GPS приемника, встроенного в УСПД, встроенные часы сервера АИИС КУЭ, УСПД и счетчиков. СОЕВ предназначено для измерения (формирования, счета) текущих значений даты и времени (с коррекцией времени, осуществляемой 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. Сравнение времени сервера с временем УСПД осуществляется при каждом опросе, коррекция времени выполняется при расхождении времени сервера и часов УСПД более, чем в  $\pm 2$  с. 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 корректровке.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) ТЕЛЕСКОП+. Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передач данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню высокий, в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

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

### Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 - 4.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	Биробиджанская ТЭЦ, ГРУ-6кВ, 1сш-6кВ, яч.8	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 1500/5 Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №) 47958-11	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,2 6000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17
2	Биробиджанская ТЭЦ, ГРУ-6кВ, 2сш-6кВ, яч.29	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 1500/5 Рег. № 47958-11	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,2 6000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
3	Биробиджанская ТЭЦ, ГРУ-6кВ, 2сш-6кВ, яч.23	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 400/5 Рег. № 47958-11	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,2 6000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
4	Биробиджанская ТЭЦ, ГРУ-6кВ, 2сш-6кВ, яч.26	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 400/5 Рег. № 47958-11	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,2 6000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
5	Биробиджанская ТЭЦ, ГРУ-6кВ, 1сш-6кВ, яч.7	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 400/5 Рег. № 47958-11	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,2 6000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
6	РУСН-0,4 кВ Здания распреустройства ТВС, Ф-22 0,4кВ	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 600/5 Рег. № 71402-18	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
7	РУСН-0,4 кВ Здания распреустройства ТВС, Ф-17 0,4кВ	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 600/5 Рег. № 71402-18	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
8	ТП-126 6кВ, РУ-0,4кВ, ввод 0,4кВ Т1	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 1000/5 Рег. № 47957-11	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
9	ТП-126 6кВ, РУ-0,4кВ, ввод 0,4кВ Т2	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 1000/5 Рег. № 47957-11	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
10	Биробиджанская ТЭЦ, РУСН-0,4кВ-1, КШ1 АБК 0,4кВ, ВЛ-0,4кВ в сторону ООО "Вымпелком"	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 20/5 Рег. № 17551-03	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ARIS-2803 Рег. № 67864-17
11	Биробиджанская ТЭЦ, РУСН-0,4кВ-1, КШ2 АБК 0,4кВ, ВЛ-0,4кВ в сторону ООО "Театральное"	Т-0,66 М У3 Кл. т. 0,5 50/5 Рег. № 36382-07	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	

Примечания:

1 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 3 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УСПД на аналогичные утвержденных типов.

3 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 метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		Границы основной погрешности ( $\pm\delta$ ), %	Границы погрешности в рабочих условиях ( $\pm\delta$ ), %
1 - 5	Активная	1,0	3,3
	Реактивная	2,2	5,4
6 - 11	Активная	1,0	3,2
	Реактивная	2,1	5,4

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).

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

3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока  $5\% I_{ном} \cos\varphi = 0,8_{инд}$  и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 10 до плюс 30 °С.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
<p>Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от <math>U_{ном}</math> - сила тока, % от <math>I_{ном}</math> - коэффициент мощности, <math>\cos\phi</math> - температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от <math>U_{ном}</math> - сила тока, % от <math>I_{ном}</math> - коэффициент мощности диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более</p>	<p>от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5<sub>инд.</sub> до 0,8<sub>емк.</sub> от -45 до +40 от -40 до +60 от -40 до +60 0,5</p>
<p>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 УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более</p>	<p>220000 2 125000 24 0,99 1</p>
<p>Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИВКЭ: - суточных данных о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее</p>	<p>45 45 3,5</p>
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±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**

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	12 шт.
Трансформаторы тока	ТШП-0,66	6 шт.
Трансформаторы тока	ТШП-0,66	6 шт.
Трансформаторы тока	Т-0,66 УЗ	3 шт.
Трансформаторы тока	Т-0,66 М УЗ	3 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06-6	6 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.01	5 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.09	6 шт.
Контроллеры многофункциональные	ARIS-2803	1 шт.
Программное обеспечение	ТЕЛЕСКОП+	1 шт.
Методика поверки	МС 012-2019	1 экз.
Формуляр	МЦЭ.422231.005.03 ФО	1 экз.

**Поверка**

осуществляется по документу МС 012-2019 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) КУЭ) Биробиджанской ТЭЦ филиала «ХТСК» АО «ДГК». Методика поверки», утвержденному ООО «МетроСервис» 15.10.2019 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;
- по МИ 3195-2009 – ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
- по МИ 3196-2009 – ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с документом ИЛГШ.411152.145РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации» Часть 2 «Методика поверки», утвержденным ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 03.04.2017 г.;
- для УСПД ARIS-2803 – в соответствии с документом ПБКМ.424359.016 МП «Контроллеры многофункциональные ARIS-28xx. Методика поверки», утвержденным ООО «ИЦРМ» 21.04.2017 г.
- радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), (рег. № 27008-04);
- термогигрометр Ива-6А-Д (рег. № 46434-11).

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 (АИИС КУЭ) КУЭ) Биробиджанской ТЭЦ филиала «ХТСК» АО «ДГК», аттестованном ООО «МетроСервис», аттестат аккредитации № RA.RU.311779 от 10.08.2016 г.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) КУЭ) Биробиджанской ТЭЦ филиала «ХТСК» 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@dgk.ru](mailto:dgk@dgk.ru)

**Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью «МЦ-Энергия» (ООО «МЦ-Энергия»)  
ИНН 2724186674  
Адрес: 680009, г. Хабаровск, ул. Промышленная, д.3, оф.304/02  
Телефон/факс: +7 (962) 500-81-51  
E-mail: [mc-energi@mail.ru](mailto:mc-energi@mail.ru)

**Испытательный центр**

Общество с ограниченной ответственностью «Метрологический сервисный центр»  
(ООО «МетроСервис»)  
Адрес: 660133, Красноярский край, г. Красноярск, ул. Сергея Лазо, ба  
Телефон: +7 (391) 224-85-62  
E-mail: [E.E.Servis@mail.com](mailto:E.E.Servis@mail.com)  
Аттестат аккредитации ООО «МетроСервис» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311779 от 10.08.2016 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.