

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от « 30 » апреля 2026 г. № 832

Регистрационный № 98425-26

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Читаэнергосбыт» 3 очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Читаэнергосбыт» 3 очередь (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения информации, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер сбора данных и сервер управления филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Читаэнерго» с программным обеспечением (ПО) «Пирамида-Сети», сервер сбора данных и сервер управления филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Бурятэнерго» с ПО «Пирамида-Сети», NTP-сервер, устройство синхронизации времени (УСВ), каналобразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места (АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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 мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Для ИК № 1 цифровой сигнал с выхода счетчика при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер сбора данных филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Читаэнерго».

Для ИК № 6 цифровой сигнал с выхода счетчика при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер сбора данных филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Бурятэнерго».

Для остальных ИК цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на соответствующее УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, её накопление и передача накопленных данных на сервер сбора данных филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Бурятэнерго», а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На сервере сбора данных филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Читаэнерго» и сервере сбора данных филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Бурятэнерго» выполняется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

От серверов один раз в сутки в автоматическом режиме информация в виде xml-файлов установленных форматов передается на АРМ по каналу связи сети Internet.

Передача информации от АРМ в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта ОРЭ, в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Регламент предоставления результатов измерений и состояний объектов измерений» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы УСПД, часы сервера сбора данных и сервера управления филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Читаэнерго», часы сервера сбора данных и сервера управления филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Бурятэнерго», часы NTP-сервера и УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов NTP-сервера с часами УСВ осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в час. Корректировка часов NTP-сервера производится при наличии расхождении времени NTP-сервера и УСВ.

Сравнение показаний часов сервера управления филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Читаэнерго» с часами NTP-сервера осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в час. Корректировка часов сервера управления производится при наличии расхождении времени сервера управления и NTP-сервера.

Сравнение показаний часов сервера сбора данных филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Читаэнерго» с часами сервера управления филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Читаэнерго» осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в час. Корректировка часов сервера сбора данных производится при наличии расхождении времени сервера сбора данных и сервера управления.

Сравнение показаний часов сервера управления филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Бурятэнерго» с часами NTP-сервера осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в час. Корректировка часов сервера управления производится при наличии расхождении времени сервера управления и NTP-сервера.

Сравнение показаний часов сервера сбора данных филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Бурятэнерго» с часами сервера управления филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Бурятэнерго»

осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в час. Корректировка часов сервера сбора данных производится при наличии расхождении времени сервера сбора данных и сервера управления.

Сравнение показаний часов счетчика (для ИК № 1) с часами сервера сбора данных филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Читаэнерго» осуществляется во время сеанса связи со счетчиком, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчика производится при расхождении показаний с часами сервера сбора данных филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Читаэнерго» более ± 2 с.

Сравнение показаний часов счетчика (для ИК № 6) с часами сервера сбора данных филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Бурятэнерго» осуществляется во время сеанса связи со счетчиком, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчика производится при расхождении показаний с часами сервера сбора данных филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Бурятэнерго» более ± 2 с.

Сравнение показаний часов УСПД с часами сервера сбора данных филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Бурятэнерго» осуществляется во время сеанса связи с УСПД, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов УСПД производится при расхождении показаний с часами сервера сбора данных ПАО «Россети Сибирь» – «Бурятэнерго» более ± 3 с.

Сравнение показаний часов счетчиков (для остальных ИК) с часами соответствующего УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний с часами соответствующего УСПД более ± 3 с.

Цикличность сравнения времени корректируемого и корректирующего компонентов, а также величина порога синхронизации времени являются программируемыми параметрами.

Журналы событий счетчиков, УСПД и серверов отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ АО «Читаэнергосбыт» 3 очередь наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне АРМ, типографским способом. Дополнительно заводской номер 002 указывается в формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида-Сети». ПО «Пирамида-Сети» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида-Сети». Метрологически значимая часть ПО «Пирамида-Сети» указана в таблице 1. Уровень защиты ПО «Пирамида-Сети» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Пирамида-Сети»

Идентификационные данные (признаки)	Значение									
Идентификационное наименование ПО	Binary Pack Controls.dll	Check Data Integrity.dll	Com IECFunctions.dll	ComModbusFunctions.dll	Com StdFunctions.dll	Date TimeProcessing.dll	Safe Values DataUpdate.dll	Simple Verify DataStat uses.dll	Summary Check CRC.dll	Values DataProcessing.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 10.5									
Цифровой идентификатор ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917	EC9A86471F3713E60C1DAD056CDE373	D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5									

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Ном ер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты					Сервер	Вид электр оэнерг ии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	УСВ			Границы допускаем ой основной относитель ной погрешнос ти ($\pm\delta$), %	Границы допускаемо й относительн ой погрешност и в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	ПС 110 кВ Беклемишево, ОРУ-110 кВ, 1 СШ 110 кВ, яч.2, ВЛ-110 кВ СБ-123 (ПС 110 кВ Сосново- Озерская - ПС 110 кВ Беклемишево)	ТОГФ-110 Кл. т. 0,5 300/5 Рег. № 44640-11 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С	A1802RALQ- P4G-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	—	СТВ-01 Рег. № 86603-22	Сервер сбора данных, сервер управлени я филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Читаэнер го», NTP- сервер	Актив ная Реакти вная	1,0 2,0	2,9 4,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11		
2	ПС 35 кВ Телемба, РУ-35 кВ, СШ 35 кВ, Ввод 35 кВ Т-1	ТВИ-35 Кл. т. 0,5S 200/1 Рег. № 37159-08 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл. т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	А1805RL-P4GB- DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	RTU-325L Рег. № 37288-08	СТВ-01 Рег. № 86603-22	Сервер сбора данных, сервер управлени я филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Бурятэне рго», NTP- сервер	Актив ная	1,3	3,3		
										Реакти вная	2,5	5,6
3	ПС 35 кВ Телемба, РУ-35 кВ, СШ 35 кВ, Ввод 35 кВ Т-2	ТВИ-35 Кл. т. 0,5S 200/1 Рег. № 37159-08 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл. т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	А1805RLXQ- P4G-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	RTU-325L Рег. № 37288-08					Актив ная	1,3	3,3
										Реакти вная	2,5	5,6
4	ПС 110 кВ Никольская, РУ- 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.3, ВЛ-10 кВ ф.Н-3 Харауз	ТЛК-СТ-10 Кл. т. 0,5 100/5 Рег. № 58720-14 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-02 Фазы: АВС	А1802RL-P4GB- W-3 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-325L Рег. № 37288-08					Актив ная	1,1	3,0
										Реакти вная	2,3	4,6
5	ТП-349-31 ВЧТ 10 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 400/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С	—	МИР С-07.05S- 230-5(10)-RR- S2T2HQ-D Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 61678-15	МИР МК Рег. № 73640-18			Актив ная	1,0	3,2		
								Реакти вная	2,1	5,5		
6	ПС 35 кВ Муя, КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.10, ВЛ-10 кВ ф.10 Неяты	ТВК-10 Кл. т. 0,5 50/5 Рег. № 8913-82 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	НАРТИС-И300- W131-A5SR1-57- 5-10А-TN- RS485-P1- EHLMOQ1V- 3Z/1-D Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 86200-22	—			Актив ная	1,3	3,3		
								Реакти вная	2,5	5,6		
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)										±5 с		

Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.

3 Погрешность в рабочих условиях указана для ИК №№ 2, 3 для силы тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – для силы тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos \varphi = 0,8$ инд.

4 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 УСВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов, а также замена серверов без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	6
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 2, 3 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos \varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 1 до 120 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 2, 3 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos \varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков и УСПД, °С температура окружающей среды в месте расположения серверов, °С	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +5 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа А1800: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа МИР С-07: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	 120000 2 290000 2

Продолжение таблицы 3

1	2
<p>для счетчиков типа НАРТИС-ИЗ300: среднее время наработки на отказ, ч, не менее 320000 среднее время восстановления работоспособности, ч 2</p> <p>для УСПД типа RTU-325L: среднее время наработки на отказ, ч, не менее 100000 среднее время восстановления работоспособности, ч 24</p> <p>для УСПД типа МИР МК среднее время наработки на отказ, ч, не менее 290000 среднее время восстановления работоспособности, ч 1</p> <p>для СТВ-01: среднее время наработки на отказ, ч, не менее 100000 среднее время восстановления работоспособности, ч 2</p> <p>для серверов: среднее время наработки на отказ, ч, не менее 70000 среднее время восстановления работоспособности, ч 1</p>	
<p>Глубина хранения информации:</p> <p>для счетчиков типа А1800: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее 180 при отключении питания, лет, не менее 10</p> <p>для счетчиков типа МИР С-07: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее 131 при отключении питания, лет, не менее 30</p> <p>для счетчиков типа НАРТИС-ИЗ300: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее 90 при отключении питания, лет, не менее 40</p> <p>для УСПД типа RTU-325L: суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее 45 при отключении питания, лет, не менее 5</p> <p>для УСПД типа МИР МК: суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее 90 при отключении питания, лет, не менее 10</p> <p>для серверов: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее 3,5</p>	

Надежность системных решений:
защита от кратковременных сбоев питания серверов и УСПД с помощью источников бесперебойного питания;
резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени;
- журнал УСПД:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени;
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени;
пропадание и восстановление связи с УСПД и со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
счетчиков электрической энергии;
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
испытательной коробки;
УСПД;
сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
счетчиков электрической энергии;
УСПД;
сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений;
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации 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.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТОГФ-110	3
Трансформаторы тока измерительные	ТВИ-35	4

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы тока	ТЛК-СТ-10	2
Трансформаторы тока	ТВК-10	2
Трансформаторы тока	Т-0,66 УЗ	3
Трансформаторы напряжения антирезонансные	НАМИ-110 УХЛ1	3
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-35 УХЛ1	2
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	1
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	4
Счетчики электрической энергии	МИР С-07	1
Счетчики электроэнергии трехфазные интеллектуальные	НАРТИС-И300	1
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325L	2
Модемы-коммуникаторы	МИР МК	1
Серверы точного времени	СТВ-01	1
Сервер сбора данных филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Читаэнерго»	—	1
Сервер управления филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Читаэнерго»	—	1
Сервер сбора данных филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Бурятэнерго»	—	1
Сервер управления филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Бурятэнерго»	—	1
NTP-сервер	—	1
Формуляр	ЭНПР.411711.248.ФО	1
Методика поверки	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ АО «Читаэнергосбыт» 3 очередь», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312078.

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 «Читаэнергосбыт»

(АО «Читаэнергосбыт»)

ИНН 7536066430

Юридический адрес: 672039, г. Чита, ул. Бабушкина, д. 38

Телефон: (3022) 23-33-99

Факс: (3022) 23-33-98

Web-сайт: e-sbyt.ru

E-mail: delo@e-sbyt.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»

(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

ИНН 5024145974

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская,
д. 57, офис 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»

(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская,
д. 57, офис 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.312047