

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «01» марта 2021 г. №197

Регистрационный № 80936-21

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «ЭК «СТИ» (МУП г. Бийска «Бийскгортранс»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «ЭК «СТИ» (МУП г. Бийска «Бийскгортранс») (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений приращений активной и реактивной электрической энергии, потребленной и переданной за установленные интервалы времени, соотнесения результатов измерений к шкале всемирного координированного времени Российской Федерации UTC(SU), сбора, хранения и обработки полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ выполняет следующие функции:

- выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, характеризующих оборот товарной продукции;
- привязку результатов измерений к шкале времени UTC(SU);
- ведение журналов событий с данными о состоянии объектов измерений и средств измерений;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор результатов измерений и журналов событий;
- хранение результатов измерений и журналов событий в базе данных в течение 3,5 лет;
- обеспечение резервирования баз данных на внешних носителях информации;
- разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей;
- подготовка данных в виде электронного документа XML для их передачи по электронной почте внешним организациям;
- предоставление контрольного доступа к результатам измерений, и журналам событий по запросу со стороны внешних систем;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает два уровня:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер ИВК, автоматизированные рабочие места (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Е-ресурс» ES.02».

ИИК ТИ, ИВК, устройства коммуникации и линии связи образуют измерительные каналы (ИК).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин. Результаты вычислений сохраняются в регистрах памяти счетчика с привязкой к шкале времени UTC(SU). Счетчики электрической энергии сохраняют в регистрах памяти события, такие как коррекция часов счетчиков, включение и выключение счетчиков, включение и выключение резервного питания счетчиков, открытие и закрытие защитной крышки и другие. События сохраняются в журнале событий также с привязкой к шкале времени UTC(SU).

ИВК выполнен на базе комплекса программно-технического «Е-ресурс» ES.02 и включает в себя:

- сервер баз данных;
- автоматизированные рабочие места (АРМ).

ИВК обеспечивает выполнение следующих функций:

- периодический (один раз в сутки) и по запросу автоматический сбор результатов измерений электрической энергии;
- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений со всех ИИК ТИ и состоянии объектов измерений;
- хранение не менее 3,5 лет результатов измерений и журналов событий;
- автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
- перемножение результатов измерений, хранящихся в базе данных, на коэффициенты трансформации ТТ и ТН;
- формирование отчетных документов;
- сбор и хранение журналов событий счетчиков;
- конфигурирование и параметрирование технических средств ИВК;
- сбор и хранение журналов событий счетчиков со всех ИИК ТИ;
- ведение журнала событий ИВК;
- синхронизацию времени в сервере баз данных и передачу шкалы времени на уровень ИИК ТИ;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;
- самодиагностику с фиксацией результатов в журнале событий.

ИВК осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), с другими АИИС КУЭ утвержденного типа, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе: АО «АТС», филиал ОАО «СО ЕЭС». Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии между информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ осуществляется по электронной почте в виде электронных документов XML в форматах 80020, 80030 заверенных электронно-цифровой подписью.

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

- посредством интерфейса RS-485 и модемов GSM/GPRS для передачи данных от счетчиков до уровня ИВК;
- посредством локальной вычислительной сети интерфейса Ethernet для передачи данных с сервера баз данных на АРМ;
- посредством глобальной сети передачи данных Интернет для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы (основной канал);
- посредством радиоканала стандарта GSM/GPRS для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы (резервный канал).

В АИИС КУЭ на функциональном уровне выделена система обеспечения единого времени (СОЕВ), действующая следующим образом. ИВК получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от устройства синхронизации времени УСВ-3 (рег. №64242-16). При каждом опросе счетчиков ИВК определяет поправку часов счетчиков и, в случае, если поправка часов счетчиков превышает по абсолютной величине 2 с, то формирует команду синхронизации. Счетчики в составе АИИС КУЭ допускают синхронизацию времени не чаще 1 раза в сутки. Журналы событий счетчиков и ИВК отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Программное обеспечение

В ИВК АИИС КУЭ используется программное обеспечение из состава комплекса программно-технического «Е-ресурс» ES.02. Идентификационные признаки метрологически значимого программного обеспечения АИИС КУЭ приведены в таблице 1. Уровень защиты программного обеспечения «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	ПО «Е-ресурс» ES.02
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Не ниже 1.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	Вычисляется контролирующей утилитой, указывается в формуляре АИИС КУЭ
Идентификационное наименование программного обеспечения	контролирующая утилита echeck
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Не присвоен
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	52e65bf4a60108fdd59bac8941e1c0fd

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4 и 5.

Таблица 2 – Состав ИК

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИВК/СОЕВ
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110 кВ "ГПП-4" №3, ЗРУ-6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч.5, КЛ-6 кВ	ТПФМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 814-53	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 64450- 16	ПТК «Е-ресурс» ES.02 Рег. № 53447-13 УСВ-3 рег. №64242-16

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
2	ПС 110 кВ "ГПП-4" №3, ЗРУ-6 кВ, 2 сш 6 кВ, яч.22, КЛ-6 кВ	ТПЛМ-10-М Кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 22192-07	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16	ПТК «Е-ресурс» ES.02 Рег. № 53447-13 УСВ-3 рег. №64242-16
3	ПС 110 кВ "Новая" №5, РУ-6 кВ, 4 сш 6 кВ, яч.46, КЛ-6 кВ	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн = 6000/100 Рег. № 11094-87	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16	
4	ПС 110 кВ "Северо-Западная" №4, КРУН-10 кВ, 1 сш 10 кВ, яч.17, КЛ-10 кВ	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 831-69	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16	
5	ГПП-5 35 кВ, РУ-6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч.6, КЛ-6 кВ	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 15128-07	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
6	ГПП-5 35 кВ, РУ-6 кВ, 2 сш 6 кВ, яч.24, КЛ-6 кВ	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 15128-07	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
7	ПС 110 кВ ПС "Сосна" №6, ЗРУ-6 кВ, 3сш 6 кВ, яч.39, КЛ-6 кВ	ТЛК-СТ Кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 58720-14	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16	
8	ТП-Тяговая № 1 10кВ, РУ-6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч.1	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 1276-59	НОМ-10-66У2 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 4947-75	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
9	ТП-Тяговая № 1 10 кВ, РУ-6 кВ, 2 сш 6 кВ, яч.4	ТПФМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 814-53	НОМ-10-66У2 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 4947-75	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
10	ТП-Тяговая №3 20 кВ, ввод 6 кВ Т-1	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5S Ктт = 200/5 Рег. № 22192-07	ТЈС4 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/√3/100/√3 Рег. № 45422-10	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-08	
11	ТП-Тяговая № 6 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч.1	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 У3 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6
12	ТП-Тяговая № 6 6 кВ, РУ-6 кВ, ТСН-2	Не используется	Не используется	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 Кл.г. 1/2 Рег. № 64450-16	ПТК «Е-ресурс» ES.02 Рег. № 53447-13 УСВ-3 рег. №64242-16

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 таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.

2 Допускается замена устройства синхронизации времени на аналогичные утвержденных типов. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК в нормальных условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		$\delta_{w_0}^A$ %	$\delta_{w_0}^P$ %	$\delta_{w_0}^A$ %	$\delta_{w_0}^P$ %	$\delta_{w_0}^A$ %	$\delta_{w_0}^P$ %	$\delta_{w_0}^A$ %	$\delta_{w_0}^P$ %
3	0,50	-	-	±5,4	±2,9	±2,8	±1,7	±2,0	±1,4
	0,80	-	-	±3,0	±4,5	±1,6	±2,4	±1,2	±1,9
	0,87	-	-	±2,6	±5,5	±1,4	±2,9	±1,1	±2,2
	1,00	-	-	±1,8	-	±1,1	-	±0,9	-
5, 6	0,50	-	-	±5,4	±2,7	±2,9	±1,5	±2,2	±1,2
	0,80	-	-	±2,9	±4,4	±1,6	±2,4	±1,2	±1,9
	0,87	-	-	±2,5	±5,5	±1,4	±3,0	±1,1	±2,2
	1,00	-	-	±1,8	-	±1,1	-	±0,9	-
1, 2, 4, 7, 8, 9, 11	0,50	-	-	±5,5	±3,0	±3,0	±1,8	±2,3	±1,5
	0,80	-	-	±3,0	±4,6	±1,7	±2,6	±1,4	±2,1
	0,87	-	-	±2,7	±5,6	±1,5	±3,1	±1,2	±2,4
	1,00	-	-	±1,8	-	±1,2	-	±1,0	-
10	0,50	±4,9	±2,7	±3,1	±2,1	±2,3	±1,5	±2,3	±1,5
	0,80	±2,7	±4,1	±1,9	±2,9	±1,4	±2,1	±1,4	±2,1
	0,87	±2,4	±5,0	±1,8	±3,3	±1,2	±2,4	±1,2	±2,4
	1,00	±1,9	-	±1,2	-	±1,0	-	±1,0	-
12	0,50	-	-	±1,5	±2,5	±1	±2	±1	±2
	0,80	-	-	±1,5	±2,5	±1	±2	±1	±2
	0,87	-	-	±1,5	±2,5	±1	±2	±1	±2
	1,00	-	-	±1,5	-	±1	-	±1	-

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		$\delta_{w^A} \%$	$\delta_{w^P} \%$	$\delta_{w^A} \%$	$\delta_{w^P} \%$	$\delta_{w^A} \%$	$\delta_{w^P} \%$	$\delta_{w^A} \%$	$\delta_{w^P} \%$
3	0,50	-	-	±5,6	±3,9	±3,1	±3,1	±2,4	±3,0
	0,80	-	-	±3,3	±5,2	±2,1	±3,6	±1,8	±3,2
	0,87	-	-	±3,0	±6,1	±2,0	±3,9	±1,7	±3,4
	1,00	-	-	±2,0	-	±1,3	-	±1,2	-
5, 6	0,50	-	-	±5,4	±3,0	±3,0	±2,0	±2,3	±1,8
	0,80	-	-	±2,9	±4,6	±1,7	±2,8	±1,4	±2,3
	0,87	-	-	±2,6	±5,6	±1,5	±3,3	±1,2	±2,6
	1,00	-	-	±1,8	-	±1,1	-	±0,9	-
1, 2, 4, 7, 8, 9, 11	0,50	-	-	±5,7	±4,0	±3,3	±3,2	±2,6	±3,1
	0,80	-	-	±3,3	±5,3	±2,2	±3,7	±1,9	±3,4
	0,87	-	-	±3,0	±6,2	±2,0	±4,1	±1,8	±3,6
	1,00	-	-	±2,0	-	±1,4	-	±1,3	-
10	0,50	±5,1	±3,7	±3,4	±3,4	±2,6	±3,1	±2,6	±3,1
	0,80	±3,0	±4,9	±2,3	±3,9	±1,9	±3,4	±1,9	±3,4
	0,87	±2,8	±5,6	±2,2	±4,3	±1,8	±3,6	±1,8	±3,6
	1,00	±2,3	-	±1,4	-	±1,3	-	±1,3	-
12	0,50	-	-	±2,8	±5,7	±2,5	±5,4	±2,5	±5,4
	0,80	-	-	±2,8	±5,7	±2,5	±5,4	±2,5	±5,4
	0,87	-	-	±2,8	±5,7	±2,5	±5,4	±2,5	±5,4
	1,00	-	-	±2,3	-	±1,9	-	±1,9	-

Пределы допускаемого значения поправки часов счетчиков электрической энергии относительно шкалы времени UTC(SU) ±5 с

Примечание:

I_2 – сила тока 2% относительно номинального тока ТТ;

I_5 – сила тока 5% относительно номинального тока ТТ;

I_{20} – сила тока 20% относительно номинального тока ТТ;

I_{100} – сила тока 100% относительно номинального тока ТТ;

I_{120} – сила тока 120% относительно номинального тока ТТ;

$I_{изм}$ – силы тока при измерениях активной и реактивной электрической энергии относительно номинального тока ТТ;

δ_{w^A} – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии;

δ_{w^P} – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии;

δ_{w^A} – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения;

δ_{w^P} – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	12
Нормальные условия: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха для счетчиков, °С:	от (2) 5 до 120 от 99 до 101 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от +21 до +25
Рабочие условия эксплуатации: допускаемые значения неинформативных параметров: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для сервера	от (2) 5 до 120 от 90 до 110 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от -40 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25
Период измерений активной и реактивной средней мощности и приращений электрической энергии, минут	30
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут	30
Формирование XML-файла для передачи внешним системам	Автоматическое
Формирование базы данных с указанием времени измерений и времени поступления результатов	Автоматическое
Глубина хранения информации Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее Сервер ИВК: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	100 3,5

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС.98/030220-ТРП.ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «ЭК «СТИ» (МУП г. Бийска «Бийскгортранс»). Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТЛК-СТ	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	2
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10-М	2
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	4
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	2
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	4
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-И	4

Окончание таблицы 6

1	2	3
Трансформаторы напряжения	ТЭС4	3
Трансформаторы напряжения	НОМ-10-66У2	4
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	1
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66 УЗ	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10	1
Счетчики	СЭТ-4ТМ.03М.01	4
Счетчики	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	4
Счетчики	ПСЧ-4ТМ.05МК.20	1
Счетчики	СЭТ-4ТМ.03	2
Счетчики	ПСЧ-4ТМ.05МК.04	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
ИВК	«Е-ресурс» ES.02	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «ЭК «СТИ» (МУП г. Бийска «Бийскгортранс»). Формуляр	АИИС.98/030220-ТРП.ФО	1
ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «ЭК «СТИ» (МУП г. Бийска «Бийскгортранс»). Методика поверки	МП-304-РА.RU.310556-2020	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «ЭК «СТИ» (МУП г. Бийска «Бийскгортранс»)». Методика измерений аттестована Западно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ». Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по аттестации методик (методов) измерений и метрологической экспертизе № RA.RU.311735 от 19.07.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «ЭК «СТИ» (МУП г. Бийска «Бийскгортранс»)

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

