

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «НЭСК» АО «ХайдельбергЦемент Волга»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «НЭСК» АО «ХайдельбергЦемент Волга» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений. Количество измерительных каналов 10.

Измерительные каналы состоят из двух уровней АИИС КУЭ:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие 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, устройство синхронизации системного времени (УССВ), сервер баз данных (БД), автоматизированные рабочие места (АРМ) и программное обеспечение (ПО) КТС «Энергия+».

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. Измерительная информация на выходе счетчиков без учета коэффициентов трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

- средняя на интервале 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы двух модулей интерфейсов групповых (МИГ), далее по проводным линиям связи интерфейса RS-232 поступает на входы GPRS-модема, и по основному каналу GPRS связи данные поступают в ИВК. При отказе основного канала связи цифровой сигнал с выходов МИГ по проводным линиям связи интерфейса RS-232 поступает на входы GSM-модема, и по резервному каналу GSM связи данные поступают в ИВК.

На верхнем уровне системы выполняется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, её формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача информации в ПАК АО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ, в филиал АО «СО ЕЭС» Саратовское РДУ и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом ТСР/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

Доступ к информации, хранящейся в базе данных серверов, осуществляется с АРМ операторов АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя УССВ на основе ГЛОНАСС/GPS-приемника точного времени типа УСВ-Г, часы сервера БД и счетчиков. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов приемника и сервера БД на ± 60 мс. Сервер БД осуществляет синхронизацию времени счетчиков. Сличение времени часов счетчиков с временем часов сервера БД осуществляется один раз в сутки, корректировка времени часов счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем часов сервера БД ± 2 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии, сервера БД 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 АИИС КУЭ используется ПО КТС «Энергия+». 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 передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблицах 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО КТС «Энергия+»

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
Идентификационное наименование ПО	Ядро: Энергия + (файл kernel6.exe)	Запись в БД: Энергия + (файл Writer.exe)	Сервер устройств: Энергия + (файл IcServ.exe)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже v. 6.6		
Цифровой идентификатор ПО	E08AA8B6AC1A19CC FDC84EA5CDA1BFEE	D076EE4C555DEF369 A1E85C4F7BD3168	18CA83DCDF4F0E529 D4EDA2746072877
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5		

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ

Номер и наименование ИК		ТТ		ТН		Счетчик	Сервер/УССВ
1		2		3		4	5
1	ПС 35/6 кВ Коммунар, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.2	A	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1276-59	A	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег.№ 831-69	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697- 17	КТС «Энергия+» Рег.№ 21001-11 УСВ-Г Рег.№ 61380-15
		C		B C			
2	ПС 35/6 кВ Коммунар, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.10	A	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1276-59	A	НТМК- 6У4 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег.№ 323-49	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697- 17	
		C		B C			
3	ПС 35/6 кВ АЦИ, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.6	A	ТПОЛ -10 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 1261-08	A	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег.№ 831-53	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697- 17	
		C		B C			
4	ПС 35/6 кВ АЦИ, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.3	A	ТПОЛ -10 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 1261-08	A	НТМИ-6 ⁽¹⁾ Кл.т. 0,5 6000/100 Рег.№ 831-53	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697- 17	
		C		B C			
5	ПС 35/6 кВ «АЦИ» ТСН-1,2	A	Т-0,66 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 22656-07	A	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697- 17	
		B		B			
		C		C			
6	ПС 35/6 кВ АЦИ, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.19	A	ТПЛ Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 47958-11	A	НТМИ-6 ⁽¹⁾ Кл.т. 0,5 6000/100 Рег.№ 831-53	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697- 17	
		C		B C			

Продолжение таблицы 2

1		2		3		4	5
7	ПС 35/6 кВ АЦИ, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.11	A	ТПЛ Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 47958-11	A	НТМИ-6 ⁽¹⁾ Кл.т. 0,5 6000/100 Рег.№ 831-53	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697- 17	КТС «Энергия+» Рег.№ 21001-11 УСВ-Г Рег.№ 61380-15
		C		B C			
8	ПС 35/6 кВ АЦИ, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.23	A	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 1261-08	A	НТМИ-6 ⁽¹⁾ Кл.т. 0,5 6000/100 Рег.№ 831-53	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697- 17	
		C		B C			
9	ПС 35/6 кВ АЦИ, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.21	A	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 1261-08	A	НТМИ-6 ⁽¹⁾ Кл.т. 0,5 6000/100 Рег.№ 831-53	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697- 17	
		C		B C			
10	ПС 35/6 кВ АЦИ, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.27	A	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 1261-08	A	НТМИ-6 ⁽¹⁾ Кл.т. 0,5 6000/100 Рег.№ 831-53	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697- 17	
		C		B C			

Примечания:

1 Допускается замена ТТ, ТН, 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 УССВ 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.

4 ⁽¹⁾ Указанные трансформаторы напряжения подключены к шести счетчикам измерительных каналов №№ 4, 6-10.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm d$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm d$), %
1-4, 6-10	Активная	1,1	2,9
	Реактивная	2,3	4,7
5	Активная	0,9	2,8
	Реактивная	1,9	4,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с			± 5

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая)

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

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	10
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 98 до 102 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИИК коэффициент мощности: $\cos\varphi$ $\sin\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C температура окружающей среды в месте расположения ИВК, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 0,5 до 1,0 от 0,5 до 0,87 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +5 до +35 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ-Г: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч ИВК КТС «Энергия+» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 21001-11): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	 220000 2 100000 1 1900 1
Глубина хранения информации: счетчики СЭТ-4ТМ.03М: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее сервер: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 114 40 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
электросчетчика;
испытательной коробки;
сервера БД.
- защита информации на программном уровне:
результатов измерений (при передаче, возможность использование цифровой подписи);
установка пароля на счетчик;
установка пароля на сервер БД.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	10
Трансформатор тока	ТПЛ-10	4
Трансформатор тока	ТПЛ	4
Трансформатор тока	Т-0,66 УЗ	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	2
Трансформатор напряжения	НТМК-6У4	1
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	9
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.08	1
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-Г	1
Сервер	КТС «Энергия+»	1
ПО	КТС «Энергия+»	1
Формуляр-паспорт	69-19-С-ФО	1
Методика поверки	МП КЦСМ-178-2019	1

Поверка

осуществляется по документу МП КЦСМ-178-2019 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «НЭСК» АО «ХайдельбергЦемент Волга». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Курский ЦСМ» 11.10.2019 г.

Основные средства поверки:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- ТН по МИ 2845-2003 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения $6\sqrt{3}...35$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации»; и/или по ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- Счетчики СЭТ-4ТМ.03М – по документу: ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ, согласованной с ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в 2007 г.;

- УСВ-Г – по документу НЕКМ.426489.037 МП «Инструкция. Устройства синхронизации времени по сигналам ГНСС ГЛОНАСС/GPS УСВ-Г. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2015 г.;

- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 27008-04).

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «НЭСК» АО «ХайдельбергЦемент Волга», аттестованном ООО «Альфа-Энерго», аттестат аккредитации № RA.RU.311785 от 15.08.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

Изготовитель

Акционерное общество «Независимая Электросетевая Компания» (АО «НЭСК»)

ИНН 6450050877

Адрес: 410018, г. Саратов, ул. Сетевая, д. 12

Телефон: +7 (8452) 79-08-08

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Альфа-Энерго» (ООО «Альфа-Энерго»)

ИНН 7707798605

Адрес: 119435, г. Москва, Большой Саввинский пер, д. 16, пом. 1

Телефон: +7 (499) 917-03-54

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Курской области»

Адрес: 305029, г. Курск, Южный пер., д. 6а

Телефон: +7 (4712) 53-67-74

E-mail: kcsms@sovtest.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Курский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA.RU.311913 от 24.10.2016 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2019 г.