

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 1048 от 24.05.2017 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» на присоединениях ООО СМНП «Усть-Луга»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» на присоединениях ООО СМНП «Усть-Луга» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, для осуществления эффективного автоматизированного коммерческого учета и контроля потребления электроэнергии и мощности по всем расчетным точкам учета, а также регистрации параметров электропотребления, формирования отчетных документов и передачи информации в центры сбора и обработки информации в ПАК АО «АТС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК) точек измерений. Включают в себя измерительные трансформаторы тока и напряжения, счётчики активной и реактивной электрической энергии и мощности по каждому присоединению (точке измерений) и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» (далее - ИВК АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть», регистрационный номер 54083-13) включает в себя серверы баз данных (СБД) АИИС КУЭ, серверы приложений, автоматизированные рабочие места (АРМ) операторов и энергосбытовых организаций, сервер синхронизации системного времени, программное обеспечение ПК «Энергосфера» (далее - ПО ПК «Энергосфера»), а также совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с первого уровня, ее обработку, хранение и передачу данных результатов измерений в организации-участники оптового рынка электроэнергии.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в 30 мин) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- подготовка и передача результатов измерений в организации-участники оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени в АИИС КУЭ);
- формирование журналов событий АИИС КУЭ.

Принцип действия:

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 сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности. Данные со счетчиков поступают на уровень ИВК, где выполняется обработка измерительной информации, в частности, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ.

Передача данных в организации-участники ОРЭ и РРЭ, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, осуществляется с ИВК, в том числе АРМ энергосбытовой компании через каналы связи по протоколу TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов, в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием ЭЦП субъекта рынка.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов и оперативного управления энергопотреблением.

Допускается, в случае возникновения технических проблем, передача данных с задержкой, но на срок не более трех рабочих дней. Передача результатов измерений с первого уровня АИИС КУЭ в ИВК и команд синхронизации часов от ИВК с первым уровнем АИИС КУЭ организованы с использованием основного и резервного каналов связи.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Измерение времени АИИС КУЭ происходит автоматически на всех уровнях системы внутренними таймерами устройств, входящих в систему.

Синхронизация часов устройств АИИС КУЭ с единым календарным временем обеспечивается источником частоты и времени/сервером синхронизации времени ССВ-1Г основного и резервного.

Сличение часов счетчиков и ИВК АИИС КУЭ происходит при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки. Корректировка осуществляется не реже одного раза в сутки и при расхождении показаний часов счетчиков и сервера ИВК АИИС КУЭ на величину более ± 1 с. в формате «ММ:СС». Время на счетчиках может соответствовать часовому поясу региона, при этом приведение результатов измерений к московскому времени осуществляется на уровне ИВК автоматически.

Погрешность СОЕВ АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сут.

На уровне ИИК для защиты информации от несанкционированного доступа применяются следующие меры:

- пломбирование клеммных сборок электрических цепей трансформаторов тока и напряжения;

- пломбирование клеммных сборок электросчетчиков;

- пломбирование клеммных сборок линии передачи информации по интерфейсу RS-485.

На уровне ИВК защита информации организована с применением следующих мероприятий:

- ограничение доступа к серверу АИИС КУЭ;

- установление учетных записей пользователей и паролей доступа к серверу АИИС КУЭ.

В АИИС КУЭ обеспечена сохранность информации при авариях. Под авариями следует понимать потери питания и отказы (потери работоспособности) технических и программно-технических средств.

Время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов счетчика электроэнергии, отражается в его журнале событий.

Время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке, отражается в журнале событий сервера БД.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера» версии не ниже 7.1. ПО ПК «Энергосфера» 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 ПК «Энергосфера».

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 7.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Программное обеспечение не влияет на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» согласно Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (далее по тексту - ИК) АИИС КУЭ приведен в Таблице 2.

Метрологические характеристики АИИС КУЭ приведены в Таблице 3.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

№ п/п	№ ИК	Наименование объекта	Состав измерительно-информационных комплексов				Вид электро-энергии
			Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВК	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1	ЗРУ-10 кВ, секция 1, Ввод №1, яч.11	ТОЛ-СЭЩ-10-21 Кл. т. 0,5S 1000/5 Госреестр № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-0,5-75 У2 Кл. т. 0,5 10000/100 Госреестр № 35955-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-08	ИВК АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» Госреестр № 54083-13	Активная Реактивная
2	2	ЗРУ-10 кВ, секция 2, Ввод №2, яч.41	ТОЛ-СЭЩ-10-21 Кл. т. 0,5S 1000/5 Госреестр № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10-0,5-75 У2 Кл. т. 0,5 10000/100 Госреестр № 35955-07	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Госреестр № 36697-08		Активная Реактивная
3	4	ЗРУ-10 кВ, секция 1, ТСН-1 0,4 кВ, яч.17	Т-0,66 МУ3 Кл. т. 0,5S 150/5 Госреестр № 50733-12	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-08		Активная реактивная
4	5	ЗРУ-10 кВ, секция 2, ТСН-2 0,4 кВ, яч.35	Т-0,66 МУ3 Кл. т. 0,5S 200/5 Госреестр № 50733-12	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-08		Активная реактивная

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Границы интервала допускаемой относительной погрешности измерения активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИК	$\cos\varphi$	$d_{1(2)\%},$ $I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$d_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$d_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$d_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2 ТТ-0,5S; ТН-0,5; Сч-0,5S	1,0	$\pm 2,4$	$\pm 1,7$	$\pm 1,6$	$\pm 1,6$
	0,9	$\pm 2,6$	$\pm 1,9$	$\pm 1,7$	$\pm 1,7$
	0,8	$\pm 3,0$	$\pm 2,2$	$\pm 1,9$	$\pm 1,9$
	0,7	$\pm 3,5$	$\pm 2,5$	$\pm 2,1$	$\pm 2,1$
	0,5	$\pm 5,1$	$\pm 3,4$	$\pm 2,7$	$\pm 2,7$
4, 5 ТТ-0,5; Сч-0,2S	1,0	-	$\pm 1,8$	$\pm 1,1$	$\pm 0,9$
	0,9	-	$\pm 2,3$	$\pm 1,3$	$\pm 1,0$
	0,8	-	$\pm 2,8$	$\pm 1,5$	$\pm 1,2$
	0,7	-	$\pm 3,5$	$\pm 1,8$	$\pm 1,4$
	0,5	-	$\pm 5,3$	$\pm 2,7$	$\pm 1,9$
Границы интервала допускаемой относительной погрешности измерения реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИК	$\cos\varphi$	$d_{1(2)\%},$ $I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$d_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$d_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$d_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2 ТТ-0,5S; ТН-0,5 Сч-1,0	0,9	$\pm 6,8$	$\pm 4,1$	$\pm 2,9$	$\pm 2,9$
	0,8	$\pm 4,3$	$\pm 2,7$	$\pm 2,0$	$\pm 1,9$
	0,7	$\pm 3,6$	$\pm 2,3$	$\pm 1,7$	$\pm 1,7$
	0,5	$\pm 2,7$	$\pm 1,8$	$\pm 1,3$	$\pm 1,3$
4, 5 ТТ-0,5; Сч-0,5	0,9	-	$\pm 6,8$	$\pm 3,4$	$\pm 2,3$
	0,8	-	$\pm 4,2$	$\pm 2,1$	$\pm 1,5$
	0,7	-	$\pm 3,4$	$\pm 1,7$	$\pm 1,2$
	0,5	-	$\pm 2,4$	$\pm 1,2$	$\pm 0,9$

Ход часов компонентов системы не превышает ± 5 с/сут.

Примечания:

1 Погрешность измерений $d_{1(2)\%P}$ и $d_{1(2)\%Q}$ для $\cos\varphi = 1,0$ нормируется от $I_{1\%}$, погрешность измерений $d_{1(2)\%P}$ и $d_{1(2)\%Q}$ для $\cos\varphi < 1,0$ нормируется от $I_{2\%}$.

2 Характеристики относительной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин).

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

4 Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

- напряжение от $0,98 \cdot U_{ном}$ до $1,02 \cdot U_{ном}$;
- сила тока от $I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,9$ инд;
- температура окружающей среды: от плюс 15 до плюс 25 °С.

5 Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

- напряжение питающей сети $0,9 \cdot U_{\text{ном}}$ до $1,1 \cdot U_{\text{ном}}$,
- сила тока от $0,01 I_{\text{ном}}$ до $1,2 \cdot I_{\text{ном}}$ для ИК 1, 2, от $0,05 I_{\text{ном}}$ до $1,2 \cdot I_{\text{ном}}$ для ИК 4, 5;
- температура окружающей среды:
 - для счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35 °С;
 - для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;
 - для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001.

6 Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52425-2005.

7 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные (см. п. 6 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Допускается замена компонентов системы на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М - среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов;

- серверы ИВК АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» - среднее время наработки на отказ не менее 90000 часов;

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчика $T_v \leq 2$ часа;
- для сервера $T_v \leq 1$ час;
- для компьютера АРМ $T_v \leq 1$ час;
- для модема $T_v \leq 1$ час.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;

- панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;

- наличие защиты на программном уровне - возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, УССВ, сервере, АРМ;

- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;

- защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий

- фактов параметрирования счетчика;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции времени.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- сервере (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчик электроэнергии - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 113,7 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;

- ИВК - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений - не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Тип	Кол-во, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10-21	6
Трансформатор тока	Т-0,66 МУЗ	6
Трансформатор напряжения	НОЛ-СЭЩ-10-0,5-75 У2	6
Счётчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	4
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	2
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Методика поверки	МП 1063/446-2012	1
Паспорт-формуляр	ЛАМТ.424359.168.ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП 1063/446-2012 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» на присоединениях ООО СМНП «Усть-Луга». Методика поверки с изменением № 1», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 23.12.2016 г.

Основные средства поверки:

- для трансформаторов тока - по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- для трансформаторов напряжения - в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 27008-04);
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- средства измерений для проверки нагрузки на вторичные цепи ТТ и ТН и падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком;
- вольтамперфазометр ПАРМА ВАФ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 39937-08);
- термометр по ГОСТ 28498, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50 °С, цена деления 1 °С.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемого средства измерений с требуемой точностью.

Знак поверки, в виде оттиска поверительного клейма и (или) наклейки, наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «АК «Транснефть» на присоединениях ООО СМНП «Усть-Луга». Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений № 889/446-01.00229-2012 от 22 февраля 2012 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» на присоединениях ООО СМНП «Усть-Луга»

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

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

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Акционерная компания по транспорту нефти «Транснефть» (ОАО «АК «Транснефть»)

ИНН 7706061801

Адрес: 119180, Москва, ул. Большая Полянка, 57

Телефон: +7 (495) 950-81-78

Факс: +7 (495) 950-89-00

Телефакс: +7 (495) 950-81-68

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Транснефть-Балтика»

(ООО «Транснефть-Балтика»)

Адрес: 195009, г. Санкт-Петербург, Арсенальная набережная, д. 11, лит. А

Телефон: +7 (812) 380-62-25

Факс: +7 (812) 660-07-70

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Аттестат аккредитации ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA.RU.310639 от 16.04.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2017 г.