

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Приволжскнефтепровод» по ЛПДС «Бавлы»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Приволжскнефтепровод» по ЛПДС «Бавлы» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 - 4.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, включающий в себя устройство сбора и передачи данных СИКОН С70 (далее – УСПД), каналобразующую аппаратуру, устройство синхронизации времени (далее – УСВ) УСВ-2.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, сервер опроса, сервер приложений, сервер резервного копирования, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), сервер точного времени ССВ-1Г и программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера».

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

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 поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности через каналы связи.

Данные по группам точек поставки в организации-участники ОРЭ и РРЭ, в том числе ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, передаются в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка с использованием ЭЦП субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств и объектов измерений по группам точек поставки производится с сервера ИВК настоящей системы с учетом полученных данных по точкам измерений, входящим в АИИС КУЭ ОАО "АК "Транснефть" (номер в Госреестре №54083-13).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы (счетчиков, УСПД и ИВК). Задача синхронизации времени решается использованием службы единого координированного времени UTC. Для его трансляции используется спутниковая система глобального позиционирования ГЛОНАСС/GPS. Синхронизация часов ИВК АИИС КУЭ с единым координированным временем обеспечивается двумя серверами синхронизации времени ССВ-1Г (Госреестр СИ №39485-08), входящими в состав ЦСОД. ССВ-1Г непрерывно обрабатывает данные, поступающие от антенного блока и содержащие точное время UTC спутниковой навигационной системы. Информация о точном времени распространяется устройством в сети TCP/IP согласно протоколу NTP (Network Time Protocol). ССВ-1Г формирует сетевые пакеты, содержащие оцифрованную метку всемирного координированного времени, полученного по сигналам спутниковой навигационной системы ГЛОНАСС, с учетом задержки на прием пакета и выдачу ответного отклика. Сервер синхронизации времени обеспечивает постоянное и непрерывное обновление данных на сервере ИВК.

Устройство синхронизации времени УСВ-2, входящее в состав ИВКЭ обеспечивает автоматическую коррекцию часов УСПД и счетчиков. УСВ-2 синхронизирует собственное системное время к единому координированному времени по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемника. Коррекция часов УСПД проводится вне зависимости от величины расхождения часов УСПД и времени приемника. Сличение часов счетчиков с часами УСПД осуществляется с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 1 с. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение ПК «Энергосфера» версии 7.0, в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. 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 ПК «Энергосфера».

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПК «Энергосфера» 7.0	Библиотека pso_metr.dll	1.1.1.1	СВЕВ6F6СА69318ВЕ D976Е08А2ВВ7814В	MD5

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3-4, нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблицах 2-4

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта	Состав измерительного канала					Вид электро-энергии
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД	Сервер	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ЛПДС «Бавлы», ЗРУ-6 кВ, яч. №2 «Ввод №1»	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S 300/5 Ф.А: Зав. № 12341 Ф.С: Зав. № 12361 ТПЛ-10с Кл. т.0,5 Ф.В: Зав. № 2697	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 6000/√3:100/√3 Зав. № 13196 Зав. № 13930 Зав. № 13932	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804110264	СИКОН С70 Зав. № 07068	HP ProLiant BL460 G6, HP ProLiant BL460 Gen8	активная реактивная
2	ЛПДС «Бавлы», ЗРУ-6 кВ, яч.9 «Ввод №2»	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S 300/5 Ф.А: Зав. № 12360 Ф.С: Зав. № 1186 ТПЛ-10с Кл. т.0,5 Ф.В: Зав. № 1951	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 6000/√3:100/√3 Зав. № 13874 Зав. № 14104 Зав. № 13490	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0802121094			активная реактивная

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Основная погрешность, ($\pm d$), %			Погрешность в рабочих условиях, ($\pm d$), %		
		cos φ = 0,9	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5	cos φ = 0,9	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5
1	2	3	4	5	6	7	8
1 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	1,0	1,2	2,2	1,2	1,4	2,3
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	1,3	1,6	2,9	1,4	1,7	3,0
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	2,3	2,8	5,4	2,4	2,9	5,4
2 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	1,1	1,3	2,2	1,7	2,0	2,7
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	1,4	1,7	3,0	1,9	2,2	3,3
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	2,3	2,9	5,4	2,6	3,2	5,6
3, 4 (ТТ 0,5S; Сч 0,2S)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	0,9	1,0	1,8	1,1	1,2	1,9
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	0,9	1,0	1,8	1,1	1,2	1,9
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	1,3	1,4	2,6	1,4	1,6	2,7
	$0,02I_{Н1} \leq I_1 < 0,05I_{Н1}$	2,4	2,8	5,3	2,5	2,9	5,3

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Основная погрешность, ($\pm d$), %			Погрешность в рабочих условиях, ($\pm d$), %		
		cos φ = 0,9	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5	cos φ = 0,9	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5
1	2	3	4	5	6	7	8
1 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	2,6	1,8	1,2	3,0	2,4	1,9
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	3,5	2,4	1,5	3,8	2,8	2,1
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	6,4	4,3	2,5	6,5	4,6	2,9
2 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1,0)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	2,7	2,0	1,5	4,2	3,8	3,5
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	3,6	2,6	1,7	4,8	4,1	3,6
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	6,4	4,4	2,7	7,2	5,5	4,2
3, 4 (ТТ 0,5S; Сч 0,5)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	1,9	1,6	1,0	2,5	2,2	1,9
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	1,9	1,6	1,0	2,5	2,2	1,9
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	2,9	2,4	1,4	3,3	2,7	2,1
	$0,02I_{Н1} \leq I_1 < 0,05I_{Н1}$	5,4	4,4	2,6	5,6	4,6	3,0

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Нормальные условия эксплуатации:
- параметры сети:

диапазон напряжения (0,98 – 1,02) $U_{ном}$;
диапазон силы тока (1 – 1,2) $I_{ном}$;
частота (50±0,15) Гц;
коэффициент мощности $\cos\varphi = 0,9$ инд.;
- температура окружающей среды:
ТТ и ТН от минус 40 °С до плюс 50 °С;
счетчиков от плюс 21 °С до плюс 25 °С;
УСПД от плюс 10 °С до плюс 30 °С;
ИВК от плюс 10 °С до плюс 30 °С;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

4. Рабочие условия эксплуатации:

- для ТТ и ТН:

– параметры сети:

диапазон первичного напряжения (0,9 – 1,1) $U_{Н1}$;

диапазон силы первичного тока - (0,02 – 1,2) $I_{Н1}$;

коэффициент мощности $\cos\varphi(\sin\varphi)$ 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5);

частота - (50 ± 0,2) Гц;

– температура окружающего воздуха - от минус 40 до плюс 60 °С.

- для счетчиков электроэнергии:

– параметры сети:

диапазон вторичного напряжения (0,9 – 1,1) $U_{Н2}$;

диапазон силы вторичного тока (0,02 – 1,2) $I_{Н2}$;

коэффициент мощности $\cos\varphi(\sin\varphi)$ - 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5);

частота - (50 ± 0,4) Гц;

– температура окружающего воздуха:

– для счётчиков электроэнергии от минус 40 °С до плюс 60 °С;

– магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,5 мТл.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 °С до плюс 35 °С.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном в ОАО «Приволжскнефтепровод» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

– электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее $T = 140\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

– электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М (Госреестр №36697-12) – среднее время наработки на отказ не менее $T = 165\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

– УСПД СИКОН С70 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 70\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

– УСВ-2 – среднее время наработки на отказ не менее 35 000 часов, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

– сервер HP ProLiant BL460 G6, HP ProLiant BL460 Gen8– среднее время наработки на отказ не менее $T_{G6}=261163$, $T_{Gen8}=264599$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 0,5$ ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях 113 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу - 45 суток; сохранение информации при отключении питания – не менее 10 лет;
- Сервер БД - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Приволжскнефтепровод» по ЛПДС «Бавлы» типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	№ Госреестра	Количество, шт.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТЛО-10	25433-03	4
Трансформатор тока	ТПЛ-10с	29390-05	2
Трансформатор тока	ТОП-0,66	47959-11	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	3344-04	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	2
Устройство сбора и передачи данных	СИКОН С70	28822-05	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	41681-10	1
Сервер точного времени	ССВ-1Г	39485-08	2
Сервер с программным обеспечением	ПК "Энергосфера"	-	1
Методика поверки	-	-	1
Формуляр	-	-	1
Руководство по эксплуатации	-	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 57983-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Приволжскнефтепровод» по ЛПДС «Бавлы». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в июне 2014 г.

Перечень основных средств 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»;
- по МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – по документу ИЛГШ.411152.145 РЭ1 Методика поверки», согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – по документу ИЛГШ.411152.145 РЭ1 Методика поверки», утвержденному ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в 2012 г.;
- СИКОН С70 – по документу «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.00 И1», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2005 г.;
- УСВ-2 – по документу «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки ВЛСТ. 237.00.000 И1», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2010 г.;

- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от -20 до + 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100%, дискретность 0,1%.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Приволжскнефтепровод» по ЛПДС «Бавлы» (АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Приволжскнефтепровод» по ЛПДС «Бавлы»», аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № 01.00225-2011 от 29.06.2011 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Приволжскнефтепровод» по ЛПДС «Бавлы»

1. ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
2. ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.
3. ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.
4. МИ 3000-2006 Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ООО «Автоматизированные системы в энергетике», г. Владимир
Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д.15
Тел.: 89107694566
E-mail: autosysen@gmail.com

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Тел./факс: (495)437-55-77 / 437-56-66;

E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «_____» _____ 2014 г.