

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Черномортранснефть» по объектам ЗАО «Морской портовый сервис»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Черномортранснефть» по объектам ЗАО «Морской портовый сервис» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматическое измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии;
- периодический (1 раз в 30 минут) и /или по запросу автоматический сбор результатов измерений о приращениях электрической энергии с дискретностью учета (30 мин) и данных о состоянии средств измерений;
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данным о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – участников оптового рынка электроэнергии;
- диагностику и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение системы обеспечения единого времени (СОЕВ), с помощью которой осуществляется введение поправки часов относительно координированной шкалы времени UTC в АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ); измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счётчики электрической энергии.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий контроллер сетевой индустриальный, устройство синхронизации времени и автоматизированные рабочие места (АРМ) диспетчеров.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), реализованный на основе сервера с программным обеспечением ПК «Энергосфера» 7.0, сервер синхронизации времени.

Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ приведен в таблице 1.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным линиям связи поступают на входы счетчика электрической энергии, с помощью которого производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной электрической мощности. На основании средних значений электрической мощности измеряются приращения электрической энергии за интервалы времени 30 мин.

Таблица 1 – Состав ИК АИИС КУЭ

Канал измерений		Средства измерений					
Номер ИК	Наименование присоединения	Вид	Фаза	Обозначение	№ в реестре СИ	Класс точности	Коэффициент трансформации
1	2	3	4	5	6	7	8
1 уровень – ИИК							
1	ПК «Шесхарис» площадка «Грушовая» ТП-12 ЗРУ-6 кВ ф-4	ТТ	А	ТЛК-10-5	9143-01	0,5	150/5
			В	-			
			С	ТЛК-10-5			
		ТН	А	НАМИТ-10-1	16687-02	0,5	6000/100
В							
С							
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М		36697-12	0,2S/0,5	-		
2	ПК «Шесхарис» площадка «Грушовая» ТП-12 ЗРУ-6 кВ ф-12	ТТ	А	ТЛК-10-5	9143-01	0,5	150/5
			В	-			
			С	ТЛК-10-5			
		ТН	А	НАМИТ-10-1	16687-02	0,5	6000/100
В							
С							
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М		36697-12	0,2S/0,5	-		
3	ПК «Шесхарис» площадка «Грушовая» ТП-12 ЗРУ-6 кВ ф-13	ТТ	А	ТЛК-10-5	9143-01	0,5	100/5
			В	-			
			С	ТЛК-10-5			
		ТН	А	НАМИТ-10-1	16687-02	0,5	6000/100
В							
С							
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М		36697-12	0,2S/0,5	-		
4	ПК «Шесхарис» площадка «Грушовая» ТП-12 ЗРУ-6 кВ ф-31	ТТ	А	ТЛК-10-5	9143-01	0,5	150/5
			В	-			
			С	ТЛК-10-5			
		ТН	А	ЗНОЛ.06	3344-04	0,5	6000/100
В							
С							
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М		36697-12	0,2S/0,5	-		
5	ПК «Шесхарис» площадка «Грушовая» ТП-12 ЗРУ-6 кВ ф-29	ТТ	А	ТЛК-10-5	9143-01	0,5	150/5
			В	-			
			С	ТЛК-10-5			
		ТН	А	ЗНОЛ.06	3344-04	0,5	6000/100
В							
С							
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М		36697-12	0,2S/0,5	-		
6	ПК «Шесхарис» площадка «Грушовая» ТП-20 ЗРУ-6 кВ ф-11	ТТ	А	ТОЛ-10-1	15128-01	0,5	200/5
			В	-			
			С	ТОЛ-10-1			
		ТН	А	НАМИТ-10-2	16687-02	0,5	6000/100
В							
С							
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М		36697-12	0,2S/0,5	-		

Продолжение таблицы 1 – Состав ИК АИИС КУЭ

7	ПК «Шесхарис» площадка «Грушовая» ТП-20 ЗРУ-6 кВ ф-24	ТТ	А	ТОЛ-10-1	15128-01	0,5	75/5
			В	-			
			С	ТОЛ-10-1			
		ТН	А	НАМИТ-10-2	16687-02	0,5	6000/100
В							
С							
Счетчик		СЭТ-4ТМ.03М		36697-12	0,2S/0,5	-	
8	ПК «Шесхарис» площадка «Грушовая» ТП-24 ЗРУ-6 кВ ф-2	ТТ	А	ТЛК-10-6	9143-01	0,5	75/5
			В	ТЛК-10-6			
			С	ТЛК-10-6			
		ТН	А	НАМИТ-10-2	16687-02	0,5	6000/100
В							
С							
Счетчик		СЭТ-4ТМ.03М		36697-12	0,2S/0,5	-	
9	ПК «Шесхарис» площадка «Грушовая» ТП-24 ЗРУ-6 кВ ф-4	ТТ	А	ТЛК-10-6	9143-01	0,5	75/5
			В	ТЛК-10-6			
			С	ТЛК-10-6			
		ТН	А	НАМИТ-10-2	16687-02	0,5	6000/100
В							
С							
Счетчик		СЭТ-4ТМ.03М		36697-12	0,2S/0,5	-	
10	ПК «Шесхарис» площадка «Грушовая» ТП-24 ЗРУ-6 кВ ф-8	ТТ	А	ТЛК-10-6	9143-01	0,5	75/5
			В	ТЛК-10-6			
			С	ТЛК-10-6			
		ТН	А	НАМИТ-10-2	16687-02	0,5	6000/100
В							
С							
Счетчик		СЭТ-4ТМ.03М		36697-12	0,2S/0,5	-	
11	ПК «Шесхарис» площадка «Грушовая» ТП-24 ЗРУ-6 кВ ф-9	ТТ	А	ТЛК-10-6	9143-01	0,5	75/5
			В	ТЛК-10-6			
			С	ТЛК-10-6			
		ТН	А	НАМИТ-10-2	16687-02	0,5	6000/100
В							
С							
Счетчик		СЭТ-4ТМ.03М		36697-12	0,2S/0,5	-	
12	ПК «Шесхарис» площадка «Грушовая» ТП-24 ЗРУ-6 кВ ф-27	ТТ	А	ТЛК-10-6	9143-01	0,5	75/5
			В	ТЛК-10-6			
			С	ТЛК-10-6			
		ТН	А	НАМИТ-10-2	16687-02	0,5	6000/100
В							
С							
Счетчик		СЭТ-4ТМ.03М		36697-12	0,2S/0,5	-	
13	ПК «Шесхарис» площадка «Грушовая» ТП-24 ЗРУ-6 кВ ф-28	ТТ	А	ТЛК-10-6	9143-01	0,5	100/5
			В	ТЛК-10-6			
			С	ТЛК-10-6			
		ТН	А	НАМИТ-10-2	16687-02	0,5	6000/100
В							
С							
Счетчик		СЭТ-4ТМ.03М		36697-12	0,2S/0,5	-	

Продолжение таблицы 1 – Состав ИК АИИС КУЭ

14	ПК «Шесхарис» площадка «Грушовая» ТП-24 ЗРУ-6 кВ ф-31	ТТ	А	ТЛК-10-6	9143-01	0,5	75/5
			В	ТЛК-10-6			
			С	ТЛК-10-6			
		ТН	А	НАМИТ-10-2	16687-02	0,5	6000/100
В							
С							
Счетчик		СЭТ-4ТМ.03М		36697-12	0,2S/0,5	–	
15	ПК «Шесхарис» площадка «Грушовая» ТП-24 ЗРУ-6 кВ ф-34	ТТ	А	ТЛК-10-6	9143-01	0,5	75/5
			В	ТЛК-10-6			
			С	ТЛК-10-6			
		ТН	А	НАМИТ-10-2	16687-02	0,5	6000/100
В							
С							
Счетчик		СЭТ-4ТМ.03М		36697-12	0,2S/0,5	–	
2 уровень – ИВКЭ							
		Контроллер сетевой индустриаль- ный	СИКОН С70		28822-05	–	–
		Устройство синхронизации времени	УСВ-2		41681-10		
3 уровень – ИВК							
		Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г		39485-08	–	–

Цифровые сигналы с выходов счетчиков поступают на второй уровень АИИС КУЭ – в контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70, с помощью которого происходит хранение, накопление, подготовка и передача данных на третий уровень АИИС КУЭ – в сервер с ПК «Энергосфера» 7.0, с помощью которого осуществляются вычисление электрической энергии с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, архивирование и передача данных с использованием средств электронной цифровой подписи в заинтересованные организации, в том числе ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» РДУ.

АИИС КУЭ оснащена СОЕВ, предусматривающей поддержание единого времени на всех уровнях АИИС КУЭ (счетчики, контроллер сетевой индустриальный, сервер). Синхронизация в ИВК АИИС КУЭ с шкалой координированного времени UTC обеспечивается с помощью сервера синхронизации времени ССВ-1Г, который формирует сетевые пакеты, содержащие оцифрованную отметку координированного времени UTC, полученного по сигналам спутниковых навигационных систем ГЛОНАСС/GPS, с учетом задержки на прием пакета и выдачу ответного отклика.

Устройство синхронизации времени УСВ-2 обеспечивает автоматическую коррекцию часов контроллера сетевого индустриального СИКОН С70 и счетчиков. Коррекция часов контроллера сетевого индустриального СИКОН С70 от устройства синхронизации времени УСВ-2 проводится ежесекундно. Часы счетчиков синхронизируются от часов контроллера сетевого индустриального СИКОН С70 с периодичностью 1 раз в 30 минут. Коррекция часов счетчиков проводится при их расхождении с часами контроллера сетевого индустриального СИКОН С70 более чем на ± 1 с, но не чаще одного раза в сутки. В итоге расхождение часов любого компонента АИИС КУЭ с шкалой координированного времени UTC не превышает ± 5 с.

Программное обеспечение

Функции программного обеспечения (метрологически не значимой части):

- периодический (1 раз в 30 минут) и/или по запросу автоматический сбор результатов измерений с заданной дискретностью учета (30 минут);
- автоматическая регистрация событий в «Журнале событий»;
- хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений в специализированной базе данных;
- автоматическое получение отчетов, формирование макетов согласно требованиям получателей информации, предоставление результатов измерений и расчетов в виде таблиц, графиков с возможностью получения печатной копии;
- использование средств электронной цифровой подписи для передачи результатов измерений в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом (ИАСУ КУ (КО));
- конфигурирование и параметрирование технических средств программного обеспечения;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к данным;
- сбор недостающих данных после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
- передача данных по соединениям в сервера ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» РДУ и другим субъектам ОРЭ, заинтересованным в получении результатов измерений;
- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.д.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ.

Функции программного обеспечения (метрологически значимой части):

- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- обработка результатов измерений;
- автоматическая синхронизация времени.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера»
Номер версии (идентификационный номер ПО)	7.0
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	СВЕВ6F6СА69318ВЕD976Е08А2ВВ7814В
Другие идентификационные данные (если имеются)	pso_metr.dll, версия 1.1.1.1

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – 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

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 3-4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (активная электрическая энергия и средняя мощность)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы допускаемой относительной погрешности с доверительной вероятностью 0,95, %					
		В нормальных условиях эксплуатации			В рабочих условиях эксплуатации		
		cos j = 1,0	cos j = 0,8	cos j = 0,5	cos j = 1,0	cos j = 0,8	cos j = 0,5
1 – 15 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,05I_n \leq I < 0,2I_n$	± 1,8	± 2,9	± 5,4	± 1,9	± 2,9	± 5,5
	$0,2I_n \leq I < I_n$	± 1,1	± 1,6	± 2,9	± 1,2	± 1,7	± 3,0
	$I_n \leq I \leq 1,2I_n$	± 0,9	± 1,2	± 2,2	± 1,0	± 1,4	± 2,3

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (реактивная электрическая энергия и средняя мощность)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы допускаемой относительной погрешности с доверительной вероятностью 0,95, %			
		В нормальных условиях эксплуатации		В рабочих условиях эксплуатации	
		cos j = 0,8 sin j = 0,6	cos j = 0,5 sin j = 0,87	cos j = 0,8 sin j = 0,6	cos j = 0,5 sin j = 0,87
1 – 15 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	$0,05I_n \leq I < 0,2I_n$	± 4,4	± 2,5	± 4,6	± 2,8
	$0,2I_n \leq I < I_n$	± 2,4	± 1,5	± 2,8	± 1,9
	$I_n \leq I \leq 1,2I_n$	± 1,9	± 1,2	± 2,3	± 1,7

Нормальные условия эксплуатации:

- параметры питающей сети:
 - напряжение (220,0±4,4) В;
 - частота (50,0 ± 0,5) Гц;
- температура окружающего воздуха:
 - ТТ и ТН – от минус 40 °С до 50 °С;
 - счетчиков: (23 ± 2) °С;
- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;
- атмосферное давление (750 ± 30) мм рт. ст. или (100 ± 4) кПа

Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети:
 - напряжение (0,9 – 1,1) U_n , где U_n – номинальное значение напряжения;
 - частота (50 ± 0,5) Гц;
 - температура окружающего воздуха от минус 40 °С до 50 °С;
- для счетчиков электрической энергии:
- параметры сети:
 - напряжение (0,9 – 1,1) U_n ;
 - частота (50 ± 0,5) Гц;
 - магнитная индукция внешнего происхождения 0,5 мТл;
 - температура окружающего воздуха от 10°С до 35°С.

Механическая защита от несанкционированного доступа обеспечивается пломбированием:

- счетчика электрической энергии;
- промежуточных клеммников вторичных цепей;
- испытательной коробки;
- сервера.

Защита информации на программном уровне обеспечивается:

- установкой пароля на счетчик;
- установкой паролей на сервер, предусматривающих разграничение прав доступа к результатам измерений для различных групп пользователей;
- возможностью применения электронной цифровой подписи при передаче результатов измерений.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится вверху слева на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблицах 5-7.

Таблица 5 – Технические средства, входящие в состав АИИС КУЭ

Наименование и условное обозначение	Количество
Трансформатор тока ТЛК-10-5	10
Трансформатор тока ТЛК-10-6	24
Трансформатор тока ТОЛ-10-1	4
Трансформатор напряжения НАМИТ-10-1	1
Трансформатор напряжения НАМИТ-10-2	4
Трансформатор напряжения ЗНОЛ.06	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03М	15
Контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70	1
Сервер синхронизации времени ССВ-1Г	2
Сервер с ПК «Энергосфера» 7.0	1
Устройство синхронизации времени УСВ-2	1

Таблица 6 – Программное обеспечение, входящее в состав АИИС КУЭ

Наименование	Количество
ПК «Энергосфера» 7.0	1

Таблица 7 – Документация на АИИС КУЭ

Наименование и условное обозначение	Количество
Автоматизированная система информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Черномор-транснефть» по объектам ЗАО «Морской портовый сервис» ИЦЭ 2014РД-14.00 ЭСУ Технический проект	1
Автоматизированная система информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Черномортранснефть» по объектам ЗАО «Морской портовый сервис». Руководство пользователя	1

Продолжение таблицы 7 – Документация на АИИС КУЭ

Автоматизированная система информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Черномортранснефть» по объектам ЗАО «Морской портовый сервис». Инструкция по формированию и ведению базы данных	1
Автоматизированная система информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Черномортранснефть» по объектам ЗАО «Морской портовый сервис». Инструкция по эксплуатации	1
Автоматизированная система информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Черномортранснефть» по объектам ЗАО «Морской портовый сервис». Формуляр	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Черномортранснефть» по объектам ЗАО «Морской портовый сервис». Методика поверки	1

Поверка

Осуществляется по документу МП 59244-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Черномортранснефть» по объектам ЗАО «Морской портовый сервис». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Пензенский ЦСМ» 23 октября 2014 г.

Рекомендуемые средства поверки:

– мультиметр «Ресурс-ПЭ». Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений угла фазового сдвига между напряжениями $\pm 0,1$ °. Пределы допускаемой относительной погрешности измерений напряжения: $\pm 0,2$ % (в диапазоне измерений от 15 до 300 В); $\pm 2,0$ % (в диапазоне измерений от 15 до 150 мВ). Пределы допускаемой относительной погрешности измерений тока: $\pm 1,0$ % (в диапазоне измерений от 0,05 до 0,25 А); $\pm 0,3$ % (в диапазоне измерений от 0,25 до 7,5 А). Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты $\pm 0,02$ Гц;

– радиочасы РЧ-011. Пределы допускаемой погрешности синхронизации времени со шкалой UTC (SU) $\pm 0,1$ с.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений электрической энергии приведена в документе «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Черномортранснефть» по объектам ЗАО «Морской портовый сервис».

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

При осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ООО «Инженерный центр «Энергия»
Юрид. адрес: 153022, г. Иваново, ул. Богдана Хмельницкого, д. 44, корп. 2, оф. 2.
Почт. адрес: 153022, г. Иваново, ул. Богдана Хмельницкого, д. 44, корп. 2, оф. 2.
Тел. (4932) 366-300. Тел./факс (4932) 581-031.

Испытательный центр

ГЦИ СИ Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Пензенской области» (ГЦИ СИ ФБУ «Пензенский ЦСМ»)

Адрес: 440028, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20; www.penzacsm.ru

Телефон/факс: (8412) 49-82-65, e-mail: pcsm@sura.ru

Аттестат аккредитации: ГЦИ СИ ФБУ «Пензенский ЦСМ» зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 30033-10.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.

«___» _____ 2014 г.