

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части АО «Транснефть - Приволга» по НПС «Грачи-2»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части АО «Транснефть - Гачи-2» по НПС «Грачи-2» (далее - АИИС КУЭ), предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной за установленные интервалы времени технологическим объектом, 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), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее - ТТ), трансформаторы напряжения (далее - ТН), счетчики активной и 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 (далее - УСПД) СИКОН С 70, устройство синхронизации времени УСВ-2 и каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (БД), обеспечивающий функции сбора и хранения результатов измерений; технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации; технические средства приема-передачи данных и сервер синхронизации времени ССВ-1Г.

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 преобразуют 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 по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы (сервер БД), 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. 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» (Рег. номер № 54083-13).

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее - СОЕВ), которая 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 УСПД с единым координированным временем обеспечивается подключенным к нему устройством синхронизации времени УСВ-2. Сличение часов УСПД с УСВ-2 производится 1 раз в 30 минут, коррекция часов УСПД с временем УСВ-2 проводится независимо от величины расхождения времени. Сличение часов счетчиков с часами УСПД осуществляется каждый сеанс связи (1 раз в 30 минут), коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 1 с, но не чаще одного раза в сутки.

Погрешность системного времени не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии 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 ПО "Энергосфера" версии 7.0. Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1. ПО "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 "Энергосфера".

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационное наименование программного обеспечения	Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.1.1.1
Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения	MD5

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2 нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты - «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 2

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	диспетчерское наименование присоединения	Состав АИИС КУЭ					Вид энергии	
		Вид СИ, Класс точности, коэффициент трансформации, Рег. номер № СИ, Обозначение, тип		УСПД	СОЕВ			
1	2	3		4		5	6	7
1	НПС «Грачи-2» ЗРУ - 6 кВ, яч. №4, ввод № 1	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 1500/5 Рег. номер № 25433-11	A	ТЛО-10	СИКОН С70, Рег. номер № 28822-05	УСВ-2, Рег. номер № 41681-10 ССВ-1Г Рег. номер № 39485-08	Активная Реактивная
				B	ТЛО-10			
				C	ТЛО-10			
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000Ў/100Ў Рег. номер № 46738-11	A	ЗНОЛП-6 У2			
				B	ЗНОЛП-6 У2			
				C	ЗНОЛП-6 У2			
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 Рег. номер № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М				
2	НПС «Грачи-2» ЗРУ-6 кВ, яч. №22, Ввод № 2	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 1500/5 Рег. номер № 25433-11	A	ТЛО-10			Активная Реактивная
				B	ТЛО-10			
				C	ТЛО-10			
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000Ў/100Ў Рег. номер № 46738-11	A	ЗНОЛП-6 У2			
				B	ЗНОЛП-6 У2			
				C	ЗНОЛП-6 У2			
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 Рег. номер № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М				

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон силы тока	Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности $P=0,95, \pm\%$			Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности $P=0,95, \pm\%$		
		$\cos\varphi=1$	$\cos\varphi=0,8$	$\cos\varphi=0,5$	$\cos\varphi=1$	$\cos\varphi=0,8$	$\cos\varphi=0,5$
1 - 2 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,2S/0,5)	$0,01(0,02)I_{н1} \leq I \leq 0,05I_{н1}$	1,1	1,3	2,1	1,3	1,4	2,2
	$0,05I_{н1} \leq I \leq 0,2I_{н1}$	0,8	1,0	1,7	1,0	1,2	1,8
	$0,2I_{н1} \leq I \leq I_{н1}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,1	1,6
	$I_{н1} \leq I \leq 1,2I_{н1}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,1	1,6

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон силы тока	Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности $P=0,95, \pm\%$		Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности $P=0,95, \pm\%$	
		$\cos\varphi=0,8$	$\cos\varphi=0,5$	$\cos\varphi=0,8$	$\cos\varphi=0,5$
1 - 2 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,2S/0,5)	$0,01(0,02)I_{н1} \leq I \leq 0,05I_{н1}$	2,0	1,6	2,4	2,0
	$0,05I_{н1} \leq I \leq 0,2I_{н1}$	1,6	1,1	2,1	1,6
	$0,2I_{н1} \leq I \leq I_{н1}$	1,3	1,0	1,8	1,5
	$I_{н1} \leq I \leq 1,2I_{н1}$	1,3	1,0	1,8	1,5

Примечания:

1. В Таблице 3 и 4 приведены границы погрешности результата измерений посредством ИК при доверительной вероятности $P=0,95, \cos\varphi=0,5$ ($\sin\varphi=0,87$); токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от минус 40 до плюс 60.

2. Нормальные условия:

- параметры питающей сети: напряжение $(220 \pm 4,4)$ В; частота $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- параметры сети: диапазон напряжения $(0,98 - 1,02)U_{н1}$; диапазон силы тока $(1,0 - 1,2)I_{н1}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - $0,87(0,5)$; частота $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- температура окружающего воздуха: ТТ и ТН - от минус 60 до плюс 60; счетчиков: в части активной энергии (23 ± 2) , в части реактивной энергии (20 ± 2) ;

- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

- атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

3. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения $(0,9 - 1,1)U_{н1}$; диапазон силы первичного тока $(0,01(0,02) - 1,2)I_{н1}$; коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) $0,5 - 1,0$ ($0,6 - 0,87$); частота $(50 \pm 0,5)$ Гц;

- температура окружающего воздуха от минус 60 до плюс 60;

- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

- атмосферное давление (100 ± 4) кПа;

для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения $(0,9 - 1,1)U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока $(0,01 - 1,2)I_{н2}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) $0,5-1,0$ ($0,6 - 0,87$); частота $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения $0,5$ мТл;
- температура окружающего воздуха от минус 40 до плюс 65;
- относительная влажность воздуха $(40-60)$ %;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа;

для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;
- температура окружающего воздуха от плюс 15 до плюс 30;
- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

4. Измерительные трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 (в части активной электроэнергии), ГОСТ Р 52425-2005 (в части реактивной электроэнергии).

5. Допускается замена измерительных компонентов АИИС КУЭ на аналогичные утвержденных типов с такими же метрологическими характеристиками. Замена оформляется актом в установленном на АО «Транснефть-Приволга» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчик - среднее время наработки на отказ: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М - не менее 165 000 часов; среднее время восстановления работоспособности 2 часа;
- устройство синхронизации времени УСВ-2 - среднее время наработки на отказ не менее 35 000 часов; среднее время восстановления работоспособности 2 часа;
- УСПД - среднее время наработки на отказ для УСПД типа СИКОН С70 - не менее 70 000 часов, среднее время восстановления работоспособности 2 часа;
- устройство синхронизации данных ССВ-1Г - среднее время наработки на отказ не менее 15000 часов; среднее время восстановления работоспособности 48 часов;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее $T = 256554$ ч., среднее время восстановления работоспособности $t_v = 0,5$ ч.

В АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части АО «Транснефть - Приволга» по НПС «Грачи-2» используются следующие виды резервирования:

- резервирование питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- предусмотрена возможность автономного считывания информации со счетчиков электроэнергии и визуальный контроль информации на счетчике;
- контроль достоверности и восстановления данных;
- наличие резервных баз данных;
- наличие перезапуска и средств контроля зависания;
- наличие ЗИП.

В журналах событий счетчиков АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части АО «Транснефть - Приволга» по НПС «Грачи-2» фиксируются факты:

- попытки несанкционированного доступа;
- связи со счетчиком, приведших к изменениям данных;
- изменение текущего значения времени и даты при синхронизации времени;
- отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
- перемены питания.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счётчика электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - ИВК;
- защита информации на программном уровне при хранении, передаче и параметрировании:
 - двухуровневый пароль на счетчике;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции времени в различных компонентах:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчик электроэнергии - глубина хранения профиля нагрузки получасовых интервалов 113,7 суток;
- ИВК - хранение результатов измерений не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части АО «Транснефть - Приволга» по НПС «Грачи-2» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части АО «Транснефть - Приволга» по НПС «Грачи-2»

Наименование	Тип	№ Рег. номер	Количество
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТЛО-10	25433-11	6 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-6	46738-11	6 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	2 шт.
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С 70	28822-05	1 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	41681-10	1 шт.
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	39485-08	1 шт.
Сервер с программным обеспечением	ПК «Энергосфера»	-	1 шт.
Методика поверки	-	-	1 шт.
Формуляр	ИЦЭ 1250РД-15.00. ФО	-	1 шт.
Проектная документация	Г.9.0000.12037-ПМН/ГТП-28.000-ИОС.8	-	1 шт.

Поверка

осуществляется в соответствии с документом МП 64007-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части АО «Транснефть - Приволга» по НПС «Грачи-2». Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» марте 2016 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» и/или МИ 2845-2003 «Измерительные трансформаторы напряжения 6/ $\sqrt{3}$... 35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации»;
- по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М- в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04 мая 2012г.;
- СИКОН С70 - по документу «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки. ВЛСТ 220.00.000 И1», утвержденному ВНИИМС в 2005 г.;
- ССВ-1Г - в соответствии с документом «Источники частоты и времени серверы синхронизации времени ССВ-1Г. Методика поверки», ЛЖАР.468150.003-08 МП, утвержденным ГЦИ СИ «СвязьТест» ФГУП ЦНИИС в ноябре 2008 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы GlobalPositioningSystem (GPS)), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 , дискретность 0,1 ; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверки, оформленное в соответствии с приказом Минпромторга России № 1815 от 02.07.2015 года «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части АО «Транснефть-Приволга» по НПС «Грачи-2», аттестованной ФБУ «Ивановский ЦСМ» (аттестат об аккредитации № 01.00259-2013 от 24.12.2013 г.).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части АО «Транснефть - Приволга» по НПС «Грачи-2»

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

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

3 ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «Энергия» (ООО «ИЦ «Энергия»)

ИНН: 3702062476

Юридический адрес:

153022, Ивановская обл., г. Иваново, ул. Богдана Хмельницкого, дом 44, корпус 2, офис 2

Тел/факс: 8 (4932) 366-300, 581-030 / 8 (4932) 581-031

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

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2016 г.