

СОГЛАСОВАНО:



В. Н. Яншин

2007 г.

СОГЛАСОВАНО:



Н. А. Оболенский

2007 г.

<p>Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии - АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Приволжские Магистральные нефтепроводы». Измерительно-информационный комплекс НПС «Самара-2»</p>	<p>Внесена в Государственный реестр средств измерений</p> <p>Регистрационный номер № 34342.04</p>
---	---

Изготовлена по проектной документации ЗАО «ОРДИНАТА», г. «Москва», заводской номер № 04-411711.05-03.29.

### НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии - АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Приволжские Магистральные нефтепроводы». Измерительно-информационный комплекс НПС «Самара-2» (далее - АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Приволжские МН». ИИК НПС «Самара-2»), Самарская обл., Безенчукский р-н, п. Привольный, предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации.

Областью применения АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Приволжские МН». ИИК НПС «Самара-2» является коммерческий учёт электрической энергии на объекте ОАО «Приволжские МН». ИИК НПС «Самара-2» по утвержденной методике выполнения измерений количества электрической энергии (МВИ КУЭ).

### ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Приволжские МН». ИИК НПС «Самара-2» представляет собой многофункциональную, 2<sup>х</sup>-уровневую систему, которая состоит из измерительных каналов (далее - ИК), измерительно-вычислительного комплекса электроустановки (далее - ИВКЭ) с системой обеспечения единого времени (СОЕВ).

АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Приволжские МН». ИИК НПС «Самара-2» решает следующие задачи:

– периодический (1 раз в сутки) 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;

– передача в ИВК ООО «Транснефтьсервис С» результатов измерений;

– предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии средств измерений со стороны сервера организаций - участников 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 настройка параметров АИИС КУЭ;

– ведение системы обеспечения единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительные каналы (ИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5S по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983 и счетчики активной и реактивной электроэнергии типа СЭТ-4ТМ.03 класса точности 0,2S по ГОСТ 30206 (в части активной электроэнергии) и 0,5 по ГОСТ 26035 (в части реактивной электроэнергии).

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), созданный на основе комплектного устройства учета и автоматики (КУУиА) и системы обеспечения единого времени (далее – СОЕВ).

КУУиА реализовано на платформе промышленного контроллера типа «СР306-V».

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. На основе цифрового представления сигналов, соответствующих мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, с учетом (или без) коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН)..

Данные со счетчиков посредством канала связи RS-485, через устройство защиты от импульсных помех (УЗИП) и разветвительную коробку поступают в ИВКЭ.,

На уровне ИВКЭ происходит первичная обработка и сохранение данных измерений. С уровня ИВКЭ данные измерений поступают посредством Ethernet через HUD и маршрутизатор

основного и резервного канала на спутниковый модем, входящим в основной канал связи. Основной канал связи организован через телепорт г. Москвы и канал E1 на основе ВОЛС между ЗАО «СетьТелеком» (телепорт п. Медвежьи озера) и информационно-вычислительным комплексом (далее – ИВК) ТНСС.

Резервный канал связи организован по составному коммутируемую телефонному каналу корпоративной сети ОАО «Связьтранснефть С» и местного оператора GSM-связи.

Данные от ИВКЭ поступают в ИВК ООО «Транснефтьсервис С» для формирования отчетных документов.

Передача результатов измерений производится в XML формате с заданной в ИВК ТНСС периодичностью. Допускается, в случае возникновения технических проблем, передача данных с задержкой, но на срок не более 3-х рабочих дней.

СОЕВ АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Приволжские МН». ИИК НПС «Самара-2» построена на базе устройства синхронизации времени типа УСВ-1, ВЛСТ 221.00.000-02, номер в Государственном реестре средств измерений № 28716-05, расположенным на уровне ИВК ТНСС.

СОЕВ обеспечивает погрешность системного времени в ИВКЭ и счетчиках электрической энергии в пределах допускаемой абсолютной погрешности измерения текущего времени, равной 5 с/сут.

Для защиты измерительной системы от несанкционированного доступа к значениям измеренных величин и расчетных показателей с целью корректировки предусмотрен многоступенчатый доступ к текущим данным и параметрам настройки системы (электронные ключи, индивидуальные пароли и программные средства для защиты файлов и базы данных).

## ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 1

Таблица 1 – Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики

Канал измерений		Состав измерительного канала				Метрологические характеристики		
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип	Заводской номер	К <sub>ТТ</sub> ·К <sub>ГН</sub> ·К <sub>СЧ</sub>	Наименование измеряемой величины	Основная Погрешность ИК, ± %	Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
		АИИС КУЭ	№	АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Приволжские МН». ИИК НПС «Самара-2»	№ 04-411711.05-03.29		Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	

Продолжение таблицы 1

1	2	3		4	5	6	7	8	9	
<b>НПС «Самара-2»</b>										
1	яч.19 п.Просвет	ТТ	КТ=0,5S Ктт=150/5 № 25433-03	A	ТЛО-10	№ 2864	3000	Энергия активная, $W_P$ Энергия реактивная, $W_Q$	$W_P \pm 0,8\%$ $W_Q \pm 1,0\%$	$W_P \pm 5,5\%$ $W_Q \pm 3,0\%$
				B	ТЛО-10	№ 4866				
				C	ТЛО-10	№ 4859				
		ТН	КТ=0,5 Ктн=10000/100 № 3344-04	A	ЗНОЛ 06-10	№ 246				
				B	ЗНОЛ 06-10	№ 242				
				C	ЗНОЛ 06-10	№ 240				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		№ 0108058111						
2	яч.34 п.Порфеновка	ТТ	КТ=0,5S Ктт=200/5 № 25433-03	A	ТЛО-10	№ 4979	4000	Энергия активная, $W_P$ Энергия реактивная, $W_Q$	$W_P \pm 0,8\%$ $W_Q \pm 1,0\%$	$W_P \pm 5,5\%$ $W_Q \pm 3,0\%$
				B	ТЛО-10	№ 4980				
				C	ТЛО-10	№ 5003				
		ТН	КТ=0,5 Ктн=10000/100 № 3344-04	A	ЗНОЛ 06-10	№ 10				
				B	ЗНОЛ 06-10	№ 853				
				C	ЗНОЛ 06-10	№ 858				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		№ 0108055221						
3	яч.18 п.Самарский	ТТ	КТ=0,5S Ктт=200/5 № 25433-03	A	ТЛО-10	№ 4906	4000	Энергия активная, $W_P$ Энергия реактивная, $W_Q$	$W_P \pm 0,8\%$ $W_Q \pm 1,0\%$	$W_P \pm 5,5\%$ $W_Q \pm 3,0\%$
				B	ТЛО-10	№ 5177				
				C	ТЛО-10	№ 5907				
		ТН	КТ=0,5 Ктн=10000/100 № 3344-04	A	ЗНОЛ 06-10	№ 881				
				B	ЗНОЛ 06-10	№ 862				
				C	ЗНОЛ 06-10	№ 854				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		№ 0108058162						

Продолжение таблицы 1

1	2	3		4		5	6	7	8	9
4	Совх Сам	ТТ	КТ=0,5S Ктт=200/5 № 25433-03	A	ТЛО-10	№ 4979	4000	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	W <sub>P</sub> ± 0,8 % W <sub>Q</sub> ± 1,0 %	W <sub>P</sub> ± 5,5 % W <sub>Q</sub> ± 3,0 %
				B	ТЛО-10	№ 4980				
				C	ТЛО-10	№ 5003				
		ТН	КТ=0,5 Ктн=10000/100 № 3344-04	A	ЗНОЛ 06-10	№ 15419				
				B	ЗНОЛ 06-10	№ 15831				
				C	ЗНОЛ 06-10	№ 15750				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		№ 0108055221						
5	Ввод ТСН-1	ТТ	КТ=0,5S Ктт=200/5 № 15174-06	A	ТОП-0,66	№ 10374	40	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	W <sub>P</sub> ± 0,8 % W <sub>Q</sub> ± 1,0 %	W <sub>P</sub> ± 5,5 % W <sub>Q</sub> ± 3,0 %
				B	ТОП-0,66	№ 12522				
				C	ТОП-0,66	№ 14677				
		ТН	Отсутствует ТН	A						
				B						
				C						
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.08		№ 04050878						
6	Ввод ТСН-2	ТТ	КТ=0,5S Ктт=200/5 № 15174-06	A	ТОП-0,66	№ 12534	40	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	W <sub>P</sub> ± 0,8 % W <sub>Q</sub> ± 1,0 %	W <sub>P</sub> ± 5,5 % W <sub>Q</sub> ± 3,0 %
				B	ТОП-0,66	№ 9587				
				C	ТОП-0,66	№ 9584				
		ТН	Отсутствует ТН	A						
				B						
				C						
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.08		№ 03050825						

Продолжение таблицы 1

1	2	3		4		5	6	7	8	9
7	яч.41 Ввод№1	ТТ	КТ=0,5S К <sub>ТТ</sub> =3000/5 № 30709-05	A	ТЛП-10	№ 3163	60000	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	W <sub>P</sub> ± 0,8 % W <sub>Q</sub> ± 1,0 %	W <sub>P</sub> ± 5,5 % W <sub>Q</sub> ± 3,0 %
				B	ТЛП-10	№ 4980				
				C	ТЛП-10	№ 5003				
		ТН	КТ=0,5 К <sub>ТН</sub> =10000/100 № 3344-04	A	ЗНОЛ 06-10	№ 15419				
				B	ЗНОЛ 06-10	№ 15831				
				C	ЗНОЛ 06-10	№ 15750				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		№ 0108055116						
8	яч.13 Ввод№2	ТТ	КТ=0,5S К <sub>ТТ</sub> =3000/5 № 30709-05 (ТЛП-10) № 11077-03 (ТЛШ-10)	A	ТЛП-10	№ 3167	60000	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	W <sub>P</sub> ± 0,8 % W <sub>Q</sub> ± 1,0 %	W <sub>P</sub> ± 5,5 % W <sub>Q</sub> ± 3,0 %
				B	ТЛШ-10	№ 1676				
				C	ТЛП-10	№ 11918				
		ТН	КТ=0,5 К <sub>ТН</sub> =10000/100 № 3344-04	A	ЗНОЛ 06-10	№ 246				
				B	ЗНОЛ 06-10	№ 242				
				C	ЗНОЛ 06-10	№ 240				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		№ 0108058211						
9	яч.42 Ввод№3	ТТ	КТ=0,5S К <sub>ТТ</sub> =3000/5 № 30709-05	A	ТЛП-10	№ 3166	60000	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	W <sub>P</sub> ± 0,8 % W <sub>Q</sub> ± 1,0 %	W <sub>P</sub> ± 5,5 % W <sub>Q</sub> ± 3,0 %
				B	ТЛП-10	№ 3156				
				C	ТЛП-10	№ 3155				
		ТН	КТ=0,5 К <sub>ТН</sub> =10000/100 № 3344-04	A	ЗНОЛ 06-10	№ 10				
				B	ЗНОЛ 06-10	№ 853				
				C	ЗНОЛ 06-10	№ 858				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		№ 0108056137						

Продолжение таблицы 1

1	2	3		4	5	6	7	8	9	
10	яч.14 Ввод№4	ТТ	КТ=0,5S	A	ТЛП-10	№ 3157	60000	Энергия активная, $W_P$ Энергия реактивная, $W_Q$	$W_P \pm 0,8 \%$ $W_Q \pm 1,0 \%$	$W_P \pm 5,5 \%$ $W_Q \pm 3,0 \%$
			КТТ=3000/5	B	ТЛШ-10	№ 1740				
			№ 30709-05 (ТЛП-10) № 11077-03 (ТЛШ-10)	C	ТЛП-10	№ 11917				
		ТН	КТ=0,5	A	ЗНОЛ 06-10	№ 881				
			КТН=10000/100	B	ЗНОЛ 06-10	№ 862				
			№ 3344-04	C	ЗНОЛ 06-10	№ 854				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		№ 0108058211						

В таблице 1 в графе «Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %» приведены границы погрешности результата измерений посредством ИК при доверительной вероятности  $P=0,95$ ,  $\cos\varphi=0,5$  ( $\sin\varphi=0,87$ ) и вторичном токе ТТ, равном 2 % от  $I_{ном}$ .

**Примечания:**

- В Таблице 1 приведены метрологические характеристики основной погрешности ИК (нормальные условия эксплуатации) и погрешности ИК в реальных условиях эксплуатации для измерения электрической энергии и средней мощности (получасовых);
- Нормальные условия эксплуатации:
  - параметры питающей сети: напряжение -  $(220 \pm 4,4)$  В; частота -  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
  - параметры сети: диапазон напряжения -  $(0,99 \div 1,01)U_{нн}$ ; диапазон силы тока -  $(1,0 \div 1,2)I_{нн}$ ; диапазон коэффициента мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) -  $0,87(0,5)$ ; частота -  $(50 \pm 0,15)$  Гц;
  - температура окружающего воздуха: ТТ - от  $-55^\circ\text{C}$  до  $+60^\circ\text{C}$ ; ТН - от  $-45^\circ\text{C}$  до  $+45^\circ\text{C}$ ; счетчиков: в части активной энергии - от  $+21^\circ\text{C}$  до  $+25^\circ\text{C}$ , в части реактивной энергии - от  $+18^\circ\text{C}$  до  $+22^\circ\text{C}$ ; УСПД - от  $+15^\circ\text{C}$  до  $+25^\circ\text{C}$ ;
  - относительная влажность воздуха -  $(70 \pm 5) \%$ ;
  - атмосферное давление -  $(750 \pm 30)$  мм рт.ст.
- Рабочие условия эксплуатации:
  - для ТТ и ТН:
    - параметры сети: диапазон первичного напряжения -  $(0,9 \div 1,1)U_{нн}$ ; диапазон силы первичного тока -  $(0,02 \div 1,2)I_{нн}$ ; коэффициент мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) -  $0,5 \div 1,0(0,6 \div 0,87)$ ; частота -  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
    - температура окружающего воздуха - от  $-45^\circ\text{C}$  до  $+45^\circ\text{C}$ ;
    - относительная влажность воздуха -  $(70 \pm 5) \%$ ;
    - атмосферное давление -  $(750 \pm 30)$  мм рт.ст.



Для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения -  $(0,9 \div 1,1)U_{н2}$ ; диапазон силы вторичного тока -  $(0,02 \div 1,2)I_{н2}$ ; диапазон коэффициента мощности  $\cos\phi$  ( $\sin\phi$ ) - 0,8 (0,6); частота -  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения - 0,5 мТл;
- температура окружающего воздуха - от  $+15^\circ\text{C}$  до  $+30^\circ\text{C}$ ;
- относительная влажность воздуха - (40-60) %;
- атмосферное давление -  $(750 \pm 30)$  мм рт.ст.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение -  $(220 \pm 10)$  В; частота -  $(50 \pm 1)$  Гц;
- температура окружающего воздуха - от  $+15^\circ\text{C}$  до  $+25^\circ\text{C}$ ;
- относительная влажность воздуха -  $(70 \pm 5)$  %;
- атмосферное давление -  $(750 \pm 30)$  мм рт.ст.

4. Измерительные каналы включают измерительные трансформаторы тока по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электрической энергии по ГОСТ 30206 в режиме измерения активной электрической энергии и по ГОСТ 26035 в режиме измерения реактивной электрической энергии;

5. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п.1 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1, УСПД на однотипный утвержденногo типа. Замена оформляется актом установленном на объекте ООО «Транснефтьсервис С» - в ОАО «Приволжские Магистральные Нефтепроводы», НПС «Самара-2» - порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчетчик – среднее время наработки на отказ не менее  $T_0=90\ 000$  ч., время восстановления работоспособности  $T_B=168$  ч.;
- компоненты ИВКЭ - среднее время наработки на отказ не менее  $T_0=100\ 000$  ч., среднее время восстановления работоспособности  $T_B = 24$  ч.;

Оценка надежности АИИС в целом:

$K_{Г\_АИИС} = 0,98$  – коэффициент готовности;

$T_{O\_АИИС} = 30\ 000$  ч. – среднее время наработки на отказ.

Надежность системных решений:

- резервирование электрического питания счетчиков электрической энергии с помощью АВР;
- резервирование электрического питания ИВКЭ с помощью источника бесперебойного питания;

Регистрация событий:

- журнал событий счетчика:
  - попытки несанкционированного доступа;
  - связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных;
  - изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени;
  - отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
  - перерывы питания.
- журнал событий ИВКЭ:
  - ввод расчётных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения);
  - ввод/изменение групп измерительных каналов учёта электроэнергии для расчёта агрегированных значений электроэнергии по группам точек измерений (необходимость формирования групп измерительных каналов в промконтроллере определяется на стадии проектирования); потеря и восстановление связи со счетчиком;
  - установка текущих значений времени и даты;
  - попытки несанкционированного доступа;
  - связи с промконтроллером, приведшие к каким-либо изменениям данных;
  - перезапуски промконтроллера (при пропадании напряжения, заикливания и т.п.);
  - изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени;
  - отключение питания.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - привод разъединителя трансформаторов напряжения;
  - клеммы низкого напряжения трансформаторов напряжения;
  - корпус (или кожух) автоматического выключателя в цепи трансформатора напряжения, а так же его рукоятка (или прозрачная крышка);
  - клеммы вторичной обмотки трансформаторов тока;
  - промежуточные клеммники, через которые проходят цепи тока и напряжения;
  - съёмные части блоков испытательных;
  - крышки клеммных отсеков счетчиков;
  - шкаф КУУиА..
- защита информации на программном уровне:
  - результатов измерений при передаче информации( возможность использования цифровой подписи);
  - установка пароля на счетчик;
  - установка пароля на промконтроллер;

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 30 дней; при отключении питания – не менее 3 лет;
- ИВКЭ – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 35 дней; при отключении питания – не менее 3 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – за весь срок эксплуатации системы.

### ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии - АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Приволжские МН». ИИК НПС «Самара-2».

### КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность АИИС

Наименование	Количество
Измерительный трансформатор тока типа ТЛО-10	12 шт.
Измерительный трансформатор тока типа ТОП-0,66	6 шт.
Измерительный трансформатор тока типа ТЛП-10	10 шт.
Измерительный трансформатор тока типа ТЛШ-10	2 шт.
Измерительный трансформатор напряжения ЗНОЛ 06-10	15 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный типа СЭТ-4ТМ.03	10 шт.
Разветвительная коробка ПР-3	10 шт.
КУУиА, на платформе промышленного контроллера типа «СР306-V»	1 шт.
Устройство синхронизации системного времени типа «УСВ-1», ВЛСТ 221.00.000-02»	1 шт.
Специализированное программное обеспечение (ПО) «СПО ИВКЭ»	1 комплект
Руководство по эксплуатации	1 экземпляр
Методика поверки	1 экземпляр

## ПОВЕРКА

Поверка АИИС КУЭ проводится по документу «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии - АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Приволжские МН». ИИК НПС «Самара-2». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» «14» 03 2007 г.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки счетчиков электрической энергии в соответствии с документом «ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющимся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ. Методика поверки. Согласовано с руководителем ГЦИ СИ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы;
- радиоприемник УКВ диапазона, принимающий сигналы службы точного времени.

Межповерочный интервал - 4 года.

## НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

ГОСТ 30206-94 (МЭК 687-92) «Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2S и 0,5S)».

ГОСТ 26035-83 «Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия».

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

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

МИ 3000-2006 «Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки».

Техническая документация на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии - АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Приволжские МН». ИИК НПС «Самара-2».

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии - АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Приволжские Магистральные Нефтепроводы». Измерительно-информационный комплекс НПС «Самара-2», утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске и в эксплуатации согласно государственным поверочным схемам.

**Изготовитель:** ЗАО «ОРДИНАТА.»

**Юр. адрес:** 115432, г. Москва,

2-й Кожуховский проезд, д.12, стр. 2.

**Почт. адрес:** 123610, г. Москва,

ул. Краснопресненская наб., д.12.

тел. (495)967-07-67

Генеральный директор ЗАО «ОРДИНАТА»



С. И. Каминский

**Заявитель:** НО «Инновационный фонд «РОСИСПЫТАНИЯ»

**Адрес:** 119991, г. Москва,

Ленинский пр-т., д.9

тел./ факс: (495) 781-48-99

Президент

НО «Инновационный фонд «РОСИСПЫТАНИЯ»



С.И. Ерофеев