

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель  
ГЦИ СИЛОВУТ «ВНИИМС»

Н. Яншин

2007 г.



Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии - АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Урало-Сибирские магистральные нефтепроводы им. Д.А. Черняева». Измерительно-информационный комплекс ЛПДС «Кропачево».	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный номер № 34263-04 Взамен №
---	--

Изготовлена по проектной документации ЗАО «ОРДИНАТА», г. «Москва», заводской номер № 04-411711.11-03.19.

#### НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии - АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Урало-Сибирские магистральные нефтепроводы им. Д.А. Черняева». Измерительно-информационный комплекс ЛПДС «Кропачево» (далее - АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Урало-Сибирские МН им. Д.А. Черняева». ИИК ЛПДС «Кропачево»), Челябинская область, пос. Кропачево 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 «Урало-Сибирские МН им. Д.А. Черняева». ИИК ЛПДС «Кропачево» является коммерческий учёт электрической энергии на объекте ОАО «Урало-Сибирские МН им. Д.А. Черняева». ИИК ЛПДС «Кропачево» по утвержденной методике выполнения измерений количества электрической энергии (МВИ КУЭ).

#### ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Урало-Сибирские МН им. Д.А. Черняева». ИИК ЛПДС «Кропачево» представляет собой многофункциональную, 2<sup>х</sup>-уровневую систему, которая состоит из измерительных каналов (далее - ИК) и информационно-вычислительного комплекса (ИВК) АИИС КУЭ с системой обеспечения единого времени (СОЕВ).

АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Урало-Сибирские МН им. Д.А. Черняева». ИИК ЛПДС «Кропачево» решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- 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 – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ, включающий в себя сервер базы данных (БД) АИИС КУЭ, систему обеспечения единого времени (СОЕВ), аппаратуру передачи данных внутренних и внешних каналов связи, автоматизированные рабочие места (АРМ) операторов и специализированное программное обеспечение (ПО).

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 шкаф комплектного устройства учета и автоматики (КУУиА).

В КУУиА происходит первичная обработка и сохранение данных измерений. Из КУУиА данные измерений поступают посредством Ethernet через HUB 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 ОАО «Связьтранснефть С» и информационно-вычислительным комплексом (далее – ИВК) ТНС.

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

Данные от ИК 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 «Урало-Сибирские МН им. Д.А. Черняева». ИИК ЛПДС «Кропачево» построена на базе устройства синхронизации времени типа УСВ-1, номер в Государственном реестре средств измерений № 28716-05, расположенным на уровне ИВК ТНСС.

СОЕВ обеспечивает погрешность системного времени в 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>ТН</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 «Урало-Сибирские МН им. Д.А. Черняева». ИИК ЛПДС «Кропачево»	№ 04-411711.11-03.19		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>ЛПДС Кропачево</b>																
1	Ввод №1, ЗРУ-10 кВ 1 С.Ш. яч. №6	ТТ	КТ=0,5S К <sub>ТТ</sub> =300/5 № 25433-03	A	ТЛО-10	№ 2313	6000	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная ± 1,1 % Реактивная ± 2,2 %	Активная ± 4,8 % Реактивная ± 2,5 %						
				B	ТЛО-10	№ 2301										
				C	ТЛО-10	№ 2315										
		ТН	КТ=0,5 К <sub>ТН</sub> =10000/100 № 3344-04	A	ЗНОЛ.06-10	№ 13361										
				B	ЗНОЛ.06-10	№ 13364										
				C	ЗНОЛ.06-10	№ 12221										
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		№ 0108059172										
		2	Ввод №2, ЗРУ-10 кВ 2 С.Ш. яч. №17	ТТ	КТ=0,5S К <sub>ТТ</sub> =2000/5 №11077-03, №30709-05	A					ТЛШ-10-1	№ 2311	40000	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная ± 1,1 % Реактивная ± 2,2 %	Активная ± 4,8 % Реактивная ± 2,5 %
						B					ТЛП-10	№ 11927				
C	ТЛШ-10-1					№ 2241										
ТН	КТ=0,5 К <sub>ТН</sub> =10000/100 № 3344-04			A	ЗНОЛ.06-10	№ 15432										
				B	ЗНОЛ.06-10	№ 15445										
				C	ЗНОЛ.06-10	№ 15441										
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 № 27524-04			СЭТ-4ТМ.03		№ 0108059235										
3	Ввод №3, ЗРУ-10 кВ 3 С.Ш. яч. №28			ТТ	КТ=0,5S К <sub>ТТ</sub> =300/5 №30709-05, №11077-03	A	ТЛШ-10	№ 2228	6000	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная ± 1,1 % Реактивная ± 2,2 %	Активная ± 4,8 % Реактивная ± 2,5 %				
						B	ТЛП-10	№ 11923								
		C	ТЛШ-10			№ 2265										
		ТН	КТ=0,5 К <sub>ТН</sub> =10000/100 № 3344-04	A	ЗНОЛ.06-10	№ 15450										
				B	ЗНОЛ.06-10	№ 10667										
				C	ЗНОЛ.06-10	№ 10662										
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		№ 0108059010										

Продолжение таблицы 1

1	2	3		4		5	6	7	8	9
4	Ввод №4, ЗРУ-10 кВ 4 С.Ш. яч. №39	ТТ	КТ=0,5S К <sub>ТТ</sub> =2000/5 №11077-03, №30709-05	A	ТЛШ-10-1	№ 2310	40000	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная ± 1,1 % Реактивная ± 2,2 %	Активная ± 4,8 % Реактивная ± 2,5 %
				B	ТЛП-10	№ 11932				
				C	ТЛШ-10-1	№ 2266				
		ТН	КТ=0,5 К <sub>ТН</sub> =10000/100 № 3344-04	A	ЗНОЛ.06-10	№ 13875				
				B	ЗНОЛ.06-10	№ 14034				
				C	ЗНОЛ.06-10	№ 13487				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		№ 0109051177						
5	Т1 630 кВА НС НКК, ЗРУ-10 кВ 3 С.Ш. яч. №25	ТТ	КТ=0,5S К <sub>ТТ</sub> =300/5 № 25433-03	A	ТЛО-10	№ 7666	6000	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная ± 1,1 % Реактивная ± 2,2 %	Активная ± 4,8 % Реактивная ± 2,5 %
				B	ТЛО-10	№ 1200				
				C	ТЛО-10	№ 7677				
		ТН	КТ=0,5 К <sub>ТН</sub> =10000/100 № 3344-04	A	ЗНОЛ.06-10	№ 15450				
				B	ЗНОЛ.06-10	№ 10667				
				C	ЗНОЛ.06-10	№ 10662				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		№ 0109050234						
6	Т2 630 кВА НС УБКУА, ЗРУ-10 кВ 1 С.Ш. яч. №3	ТТ	КТ=0,5S К <sub>ТТ</sub> =300/5 № 25433-03	A	ТЛО-10	№ 7692	6000	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная ± 1,1 % Реактивная ± 2,2 %	Активная ± 4,8 % Реактивная ± 2,5 %
				B	ТЛО-10	№ 1204				
				C	ТЛО-10	№ 7698				
		ТН	КТ=0,5 К <sub>ТН</sub> =10000/100 № 3344-04	A	ЗНОЛ.06-10	№ 13361				
				B	ЗНОЛ.06-10	№ 13364				
				C	ЗНОЛ.06-10	№ 12221				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		№ 0109050232						

Продолжение таблицы 1

1	2	3		4		5	6	7	8	9
7	Т1 630 кВА НС УБКУА, ЗРУ-10 кВ 4 С.Ш. яч. №42	ТТ	КТ=0,5S К <sub>ТТ</sub> =150/5 № 25433-03	A	ТЛО-10	№ 7711	3000	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная ± 1,1 % Реактивная ± 2,2 %	Активная ± 4,8 % Реактивная ± 2,5 %
				B	ТЛО-10	№ 12279				
				C	ТЛО-10	№ 7695				
		ТН	КТ=0,5 К <sub>ТН</sub> =10000/100 № 3344-04	A	ЗНОЛ.06-10	№ 13875				
				B	ЗНОЛ.06-10	№ 14034				
				C	ЗНОЛ.06-10	№ 13487				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		№ 0109050241						
8	Т2 630 кВА НС НКК, ЗРУ-10 кВ 2 С.Ш. яч. №20	ТТ	КТ=0,5S К <sub>ТТ</sub> =300/5 № 25433-03	A	ТЛО-10	№ 7673	6000	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная ± 1,1 % Реактивная ± 2,2 %	Активная ± 4,8 % Реактивная ± 2,5 %
				B	ТЛО-10	№ 12272				
				C	ТЛО-10	№ 7694				
		ТН	КТ=0,5 К <sub>ТН</sub> =10000/100 № 3344-04	A	ЗНОЛ.06-10	№ 15432				
				B	ЗНОЛ.06-10	№ 15445				
				C	ЗНОЛ.06-10	№ 15441				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		№ 0109051192						
9	Фидер Усть-Кагай, ЗРУ-10 кВ 1 С.Ш. яч. №9	ТТ	КТ=0,5S К <sub>ТТ</sub> =150/5 № 25433-03	A	ТЛО-10	№ 8044	3000	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная ± 1,1 % Реактивная ± 2,2 %	Активная ± 4,8 % Реактивная ± 2,5 %
				B	ТЛО-10	№ 1160				
				C	ТЛО-10	№ 8029				
		ТН	КТ=0,5 К <sub>ТН</sub> =10000/100 № 3344-04	A	ЗНОЛ.06-10	№ 13361				
				B	ЗНОЛ.06-10	№ 13364				
				C	ЗНОЛ.06-10	№ 12221				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		№ 0109050198						

Продолжение таблицы 1

1	2	3		4		5	6	7	8	9
10	Фидер Сергиевка, ЗРУ-10 кВ 3 С.Ш. яч. №30	ТТ	КТ=0,5S	A	ТЛО-10	№ 8027	3000	Энергия активная, $W_p$ Энергия реактивная, $W_Q$	Активная $\pm 1,1\%$ Реактивная $\pm 2,2\%$	Активная $\pm 4,8\%$ Реактивная $\pm 2,5\%$
			КТТ=150/5	B	ТЛО-10	№ 1170				
			№ 25433-03	C	ТЛО-10	№ 8034				
		ТН	КТ=0,5	A	ЗНОЛ.06-10	№ 15450				
			КТН=10000/100	B	ЗНОЛ.06-10	№ 10667				
			№ 3344-04	C	ЗНОЛ.06-10	№ 10662				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		№ 0109051214						
11	Фидер АЗС, ЗРУ-10 кВ 4 С.Ш. яч. №36	ТТ	КТ=0,5S	A	ТЛО-10	№ 8047	3000	Энергия активная, $W_p$ Энергия реактивная, $W_Q$	Активная $\pm 1,1\%$ Реактивная $\pm 2,2\%$	Активная $\pm 4,8\%$ Реактивная $\pm 2,5\%$
			КТТ=150/5	B	ТЛО-10	№ 1169				
			№ 25433-03	C	ТЛО-10	№ 8031				
		ТН	КТ=0,5	A	ЗНОЛ.06-10	№ 13875				
			КТН=10000/100	B	ЗНОЛ.06-10	№ 14034				
			№ 3344-04	C	ЗНОЛ.06-10	№ 13487				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		№ 0108058149						

В таблице 1 в графе «Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации,  $\pm\%$ » 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(5) % 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 -  $(0,99 \div 1,01)U_n$ ; диапазон силы тока -  $(1,0 \div 1,2)I_n$ ; 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  $+22^\circ\text{C}$ ; шкаф КРУиА - от  $+15^\circ\text{C}$  до  $+25^\circ\text{C}$ ;
  - относительная влажность воздуха -  $(70\pm 5)\%$ ;
  - атмосферное давление -  $(750\pm 30)$  мм рт.ст.



3. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения -  $(0,9 \div 1,1)U_{н1}$ ; диапазон силы первичного тока -  $(0,02(0,05) \div 1,2)I_{н1}$ ; коэффициент мощности  $\cos\phi$  ( $\sin\phi$ ) -  $0,5 \div 1,0(0,6 \div 0,87)$ ; 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 -  $(0,02(0,05) \div 1,2)I_{н2}$ ; 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.. Замена оформляется актом установленном на объекте ООО «Транснефтьсервис С» - в ОАО «Урало-Сибирские магистральные нефтепроводы им. Д.А. Черняева», ЛПДС «Кропачево» - 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 КУУиА - 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:

$K_G_{\text{АИИС}} = 0,98$  – коэффициент готовности;

$T_{O_{\text{АИИС}}} = 30\ 000$  ч. – среднее время наработки на отказ.

Надежность системных решений:

- резервирование электрического питания счетчиков электрической энергии с помощью АВР;
- резервирование электрического питания КУУиА 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 КУУиА:
  - 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 КУУиА определяется на стадии проектирования); потеря и восстановление связи со счетчиком;
  - установка текущих значений времени и даты;
  - попытки несанкционированного доступа;
  - связи с КУУиА, приведшие к каким-либо изменениям данных;
  - перезапуски ККУиА (при пропадании напряжения, закливании 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 ККУиА;

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 30 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 «Урало-Сибирские МН им. Д.А. Черняева». ИИК ЛПДС «Кропачево».

### 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	24 шт.
Измерительный трансформатор тока типа ТЛШ -10-1	6 шт.
Измерительный трансформатор тока типа ТЛП -10 - 1	3 шт.
Измерительный трансформатор напряжения ЗНОЛ-06-10	33 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный типа СЭТ-4ТМ.03	11 шт.
Разветвительная коробка ПР-3	11 шт.
Шкаф комплектного устройства учета и автоматики (КУУиА)	1 шт.
Устройство синхронизации системного времени типа «УСВ-1»	1 шт.
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 «Урало-Сибирские МН им. Д.А. Черняева». ИИК ЛПДС «Кропачево». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» « 14 » 03 \_\_\_\_\_ 2007 г.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003 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 «Урало-Сибирские МН им. Д.А. Черняева». ИИК ЛПДС «Кропачево».

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии - АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Урало-Сибирские магистральные нефтепроводы им. Д.А. Черняева». Измерительно-информационный комплекс ЛПДС «Кропачево», 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