

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель  
ГЦС «ТрансНефтьСервис С»  
Яншин  
2007 г.



СОГЛАСОВАНО:

Руководитель  
ФБУ «Калужский ЦСМ»  
О. Н. Соколова  
2007 г.



Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии - АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Верхневолжские магистральные нефтепроводы». Измерительно-информационный комплекс НПС «Балахониха».

Внесена в государственный реестр средств измерений  
Регистрационный номер № 34486-04

Изготовлена по проектной документации ЗАО «ОРДИНАТА», г. Москва, заводской номер 04-411711.02-01.03.

### НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (далее - АИИС КУЭ) ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Верхневолжские магистральные нефтепроводы». Измерительно-информационный комплекс НПС «Балахониха» Нижегородской обл. Кстовского р-на, предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации.

Областью применения данной АИИС КУЭ является коммерческий учёт электрической энергии на ИИК НПС «Балахониха», ОАО «Верхневолжские магистральные нефтепроводы» по утвержденной методике выполнения измерений количества электрической энергии (МВИ КУЭ).

### ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С» ОАО «Верхневолжские магистральные нефтепроводы» Измерительно-информационный комплекс НПС «Балахониха» предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и отображения полученной информации.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительные каналы (ИК), включающие измерительные трансформаторы

тока (ТТ) класса точности 0,2 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 СОЕВ.

КУУиА реализовано на платформе промышленного контроллера типа «Fastwel 686E».

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 ОАО «Связьтранснефть С» и ИВК ТНС.

Резервный канал связи организован по составному коммутируемую телефонному каналу корпоративной сети ОАО «Связьтранснефть С».

Данные от ИВКЭ поступают в ИВК ООО «Транснефтьсервис С» (уровень ИВК) 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 «Верхневолжские магистральные нефтепроводы» Измерительно-информационный комплекс НПС «Балахониха» построена на базе УСВ-1,(типа 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, равный 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).

Замену отдельных технических компонентов допускается проводить без дополнительной поверки ИК, если устанавливаемые компоненты поверены и их метрологические характеристики (далее – МХ) не хуже заменяемых.

## ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Основные технические характеристики АИИС представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Основные технические характеристики

Измерительный канал		Средство измерений				Ктт·Кгн·Ксч	Метрологические характеристики ИИК		
Номер ИК,	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, стандарт, № Госреестра СИ	Обозначение, тип		Заводской номер		Основная погрешность, %	Погрешность в реальных условиях эксплуатации, %	
		АИИС КУЭ	№	ООО «Транснефтьсервис С» ОАО «Верхневолжские МН» ИИК НПС «Балахониха»		04-411711.02-01.03			
		ИВКЭ	№ 27574-04	FASTWEL		№ 5083			
02-52.03.001	ЗРУ-6 кВ Ввод № 1, Ячейка № 3	ТТ	КТ=0,5S Ктт=1500/5 № 1261-02	A	ТПОЛ-10	№ 2494	18000	Активная ± 1,3 %  Реактивная ± 1,6 %	Активная ± 1,0 %  Реактивная ± 2,1 %
				B	ТПОЛ-10	№ 2543			
				C	ТПОЛ-10	№ 2544			
		ТН	КТ=0,5 Кгн=6000/√3/100√3 № 3344-04	A	ЗНОЛ 06-6	№ 16218			
				B	ЗНОЛ 06-6	№ 15384			
				C	ЗНОЛ 06-6	№ 16214			
Счетчик	КТ=0,2S Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		№ 0108058132					
02-52.03.002	ЗРУ-6 кВ 2СЩ, Ввод № 2, Ячейка № 23	ТТ	КТ=0,5S Ктт=1500/5 № 1261-02	A	ТПОЛ-10	№ 7182	18000	Активная ± 1,3 %  Реактивная ± 1,6 %	Активная ± 1,0 %  Реактивная ± 2,1 %
				B	ТПОЛ-10	№ 6873			
				C	ТПОЛ-10	№ 6882			
		ТН	КТ=0,5 Кгн=6000/√3/100√3 № 3344-04	A	ЗНОЛ 06-6	№ 15926			
				B	ЗНОЛ 06-6	№ 16266			
				C	ЗНОЛ 06-6	№ 16279			
Счетчик	КТ=0,2S Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03							

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
02-52.03.003	ЗРУ-6 кВ, 2СШ Ячейка № 17	ТТ	КТ=0,2 Ктт=200/5 № 1261-02	A	ТЛО-10	№ 4999	2400	Активная ± 1,1 % Реактивная ± 2,1 %	Активная ± 1,1 % Реактивная ± 2,3 %
				B	ТЛО-10	№ 5004			
				C	ТЛО-10	№ 4998			
		ТН	КТ=0,5 Ктн=6000/√3/100√3 № 3344-04		ЗНОЛ 06-6	№ 15926			
					ЗНОЛ 06-6	№ 16266			
					ЗНОЛ 06-6	№ 16279			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		№ 04051777					
02-52.03.004	РУ-0,4 кВ, ТСП-1	ТТ	КТ=0,5S Ктт=400/5 № 15173-01	A	ТШП-0,66	№ 8653	80	Активная ± 1,1 % Реактивная ± 2,5 %	Активная ± 1,2 % Реактивная ± 2,6 %
				B	ТШП-0,66	№ 8652			
				C	ТШП-0,66	№ 8654			
		ТН	-		-	-			
					-	-			
					-	-			
Счетчик	КТ=0,2S Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.08		№ 02042175					
02-52.03.005	РУ-0,4 кВ, ТСП-2	ТТ	КТ=0,5S Ктт=400/5 № 15173-01	A	ТШП-0,66	№ 56919	80	Активная ± 1,1 % Реактивная ± 2,5 %	Активная ± 1,2 % Реактивная ± 2,6 %
				B	ТШП-0,66	№ 56934			
				C	ТШП-0,66	№ 56916			
		ТН	-		-	-			
					-	-			
					-	-			
Счетчик	КТ=0,2S Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.08		№ 02042175					

В таблице 1 приведены границы погрешности результата измерений посредством ИИК при доверительной вероятности  $P=0,95$ ,  $\cos\varphi=0,8$  ( $\sin\varphi=0,6$ ) и вторичном токе ТТ, равном 5 % от  $I_{ном}$ .

### Примечания:

1. 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);
2. 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  $+22^\circ\text{C}$ ; 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.

### 3. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения -  $(0,9 \div 1,1)U_{n1}$ ; диапазон силы первичного тока -  $(0,05 \div 1,2)I_{n1}$ ; 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: ТТ - от  $-55^\circ\text{C}$  до  $+60^\circ\text{C}$ ; ТН - 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 -  $(0,9 \div 1,1)U_{n2}$ ; диапазон силы вторичного тока -  $(0,05 \div 1,2)I_{n2}$ ; диапазон коэффициента мощности  $\cos \varphi$  ( $\sin \varphi$ ) -  $0,8(0,6)$ ; 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 одностипный утвержденного типа. Замена оформляется актом установленном на объекте ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Верхневолжские магистральные нефтепроводы». Измерительно-информационный комплекс НПС «Балахониха» 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  $T_0=90000$  ч., время восстановления работоспособности  $T_B=168$  часов.;
- 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 УСПД 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 УСПД:
  - 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, зацикливании 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;
- УСПД – 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 «Верхневолжские магистральные нефтепроводы» Измерительно-информационный комплекс НПС «Балахониха» .

### КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность АИИС

Наименование	Количество
Измерительный трансформатор тока типа ТПОЛ-10	6 шт.
Измерительный трансформатор тока типа ТШП-0,66	6 шт.
Измерительный трансформатор тока типа ТЛО-10	3 шт.
Измерительный трансформатор напряжения ЗНОЛ.06-6	9 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный типа СЭТ-4ТМ.03	3 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный типа СЭТ-4ТМ.03.08	2 шт.
КУУиА, на платформе промышленного контроллера «Fastwel» типа «Модули измерительные АИС, СРС в формате microPC»	1 шт.
Устройство синхронизации системного времени УСВ-1 , типа «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 - АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Верхневолжские магистральные нефтепроводы». Измерительно-информационный комплекс НПС «Балахониха». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС».

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005, 2982-2006 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.;
  - средства поверки промконтроллера в соответствии с инструкцией «Модули измерительные АИС и СРС в формате MicroPC. Инструкция по поверке. ФАПИ.421459.100ИП»;
  - 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 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».

ГОСТ 26035-83 «Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. 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 Р 8.596-2002 "ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения"

Техническая документация на систему информационно-измерительную автоматизированную - АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Верхневолжские магистральные нефтепроводы». Измерительно-информационный комплекс НПС «Балахониха».

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Верхневолжские магистральные нефтепроводы». Измерительно-информационный комплекс НПС «Балахониха» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, и метрологически обеспечен в эксплуатации.

### ИЗГОТОВИТЕЛЬ: ЗАО «ОРДИНАТА»

Адрес: 123610, г. Москва,  
Краснопресненская наб. 12,  
ЦМТ-2, 7-ой подъезд, 9 этаж  
тел./ факс: (495) 967-07-67

Генеральный директор  
ЗАО «ОРДИНАТА»



М. П.

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