

СОГЛАСОВАНО:



«ИИС»

В. Н. Яншин

2007 г.

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель

ФГУ «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 «Филино 1».

Внесена в Государственный реестр средств измерений

Регистрационный номер №

34489-04

Изготовлена по проектной документации ЗАО «ОРДИНАТА», г. Москва, заводской номер 04-411711.02-01.07.

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 «Филино 1» Владимирской обл., Ковровского 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 «Филино 1», ОАО «Верхневолжские магистральные нефтепроводы» по утверждённой методике выполнения измерений количества электрической энергии (МВИ КУЭ).

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С» ОАО «Верхневолжские магистральные нефтепроводы» Измерительно-информационный комплекс НПС «Филино 1» 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 измерительного модуля типа «Fastwel 686Е».

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 Е1 на основе ВОЛС между ОАО «Связьтранснефть С» и ИВК ТНС.

Резервный канал связи организован по составному коммутируемому 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 «Филино 1» 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 · Ктн · 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 «Филино 1»	04-411711.02-01.07			
		ИВКЭ	№ 27574-04	Fastwel	№ 5087			
02-33.07.001	ЗРУ-6 кВ, ф. "№ 603 Эл. двиг", яч.20	ТТ	КТ=0,5S КтТ=400/5 № 25433-03	А	ТЛО-10	№ 12247	Активная ± 1,3 % Реактивная ± 1,6 %	Активная ± 1,0% Реактивная ± 2,1 %
				В	ТЛО-10	№ 12254		
				С	ТЛО-10	№ 12246		
		ТН	КТ=0,5 Ктн=6000/√3/100√3 № 3344-04	А	ЗНОЛ 06-6	№ 16567		
				В	ЗНОЛ 06-6	№ 16917		
				С	ЗНОЛ 06-6	№ 17088		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.0		№ 0112052128		

Продолжение таблицы 1

1	2	3		4		5	6	7	8
02-33.07.002	ЗРУ-6 кВ, КТП жил. поселка, 2с.ш.яч.11	ТТ	КТ=0,5S К _{тт} =150/5 № 1261-02	A	ТЛО-10		1800	Активная ± 1,3 % Реактивная ± 1,6 %	Активная ± 1,0% Реактивная ± 2,1 %
				B	ТЛО-10	№ 1361			
				C	ТЛО-10	№ 1384			
		ТН	КТ=0,5 К _{тн} =6000/√3/100√3 № 3344-04	A	ЗНОЛ 06-6	№ 15919			
				B	ЗНОЛ 06-6	№ 16221			
				C	ЗНОЛ 06-6	№ 15048			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		№ 0112053044			
02-33.07.003	ЗРУ-6 кВ, ф. № 605 Эл. двиг 3», 1с.ш. Ячейка № 18	ТТ	КТ=0,2 К _{тт} =400/5 № 25433-03	A	ТЛО-10	№ 12238	4800	Активная ± 1,3 % Реактивная ± 1,6 %	Активная ± 1,0% Реактивная ± 2,1 %
				B	ТЛО-10	№ 12260			
				C	ТЛО-10	№ 12230			
		ТН	КТ=0,5 К _{тн} =6000/√3/100√3 № 3344-04	A	ЗНОЛ 06-6	№ 16567			
				B	ЗНОЛ 06-6	№ 16917			
				C	ЗНОЛ 06-6	№ 17088			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		№ 0111052240			

1	2	3		4		5	6	7	8
02-33.07.004	ЗРУ-6 кВ, ф."№608 Эл.двиг1", яч.14 2с.ш.	ТТ	КТ=0,5S К _{тт} =400/5 № 15173-01	A	ТЛО-10	№ 12252	4800	Активная ± 1,3 % Реактивная ± 1,6 %	Активная ± 1,0% Реактивная ± 2,1 %
				B	ТЛО-10	№ 12243			
				C	ТЛО-10	№ 12250			
		ТН	КТ=0,5 К _{тн} =6000/√3/100√3 № 3344-04	A	ЗНОЛ 06	№ 15919			
				B	ЗНОЛ 06	№ 16221			
				C	ЗНОЛ 06	№ 15048			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		№ 0112052176			
02-33.07.005	ЗРУ-6 кВ, КТП Пром. площадка, яч.23	ТТ	КТ=0,5S К _{тт} =150/5 № 15173-01	A	ТЛО-10	№ 1362	1800	Активная ± 1,3 % Реактивная ± 1,6 %	Активная ± 1,0% Реактивная ± 2,1 %
				B	ТЛО-10	№ 1307			
				C	ТЛО-10	№ 1372			
		ТН	КТ=0,5 К _{тн} =6000/√3/100√3 № 3344-04	A	ЗНОЛ 06	№ 16567			
				B	ЗНОЛ 06	№ 16917			
				C	ЗНОЛ 06	№ 17088			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		№ 0112050157			
02-33.07.006	ЗРУ-6 кВ, ф."610 Эл.двиг2", 2с.ш.яч.16	ТТ	КТ=0,5S К _{тт} =400/5 № 15173-01	A	ТЛО-10	№ 12249	4800	Активная ± 1,3 % Реактивная ± 1,6 %	Активная ± 1,0% Реактивная ± 2,1 %
				B	ТЛО-10	№ 12248			
				C	ТЛО-10	№ 12236			
		ТН	КТ=0,5 К _{тн} =6000/√3/100√3 № 3344-04	A	ЗНОЛ 06	№ 15919			
				B	ЗНОЛ 06	№ 16221			
				C	ЗНОЛ 06	№ 15048			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		№ 0112053140			

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°C до $+60^\circ\text{C}$; ТН - от -45°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 $+22^\circ\text{C}$; для измерительного модуля - от $+15^\circ\text{C}$ до $+25^\circ\text{C}$;
 - относительная влажность воздуха - $(70 \pm 5)\%$;
 - атмосферное давление - (750 ± 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°C до $+60^\circ\text{C}$; ТН - от -45°C до $+45^\circ\text{C}$;
- относительная влажность воздуха - $(70 \pm 5)\%$;
- атмосферное давление - (750 ± 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 ± 30) мм рт.ст.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение - (220 ± 10) В; частота - (50 ± 1) Гц;
- температура окружающего воздуха - от $+15^\circ\text{C}$ до $+25^\circ\text{C}$;
- относительная влажность воздуха - $(70 \pm 5)\%$;
- атмосферное давление - (750 ± 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, измерительного модуля на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом установленном на объекте ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Верхневолжские магистральные нефтепроводы». Измерительно-информационный комплекс НПС «Филино 1» 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 $T_v=168$ часов.;
- компоненты ИВКЭ - среднее время наработки на отказ не менее $T_0=100\,000$ ч., среднее время восстановления работоспособности $T_v=24$ ч.;

Оценка надежности АИИС в целом:

$K_{Г_АИИС} = 0,98$ – коэффициент готовности;

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

Надежность системных решений:

- резервирование электрического питания счетчиков электрической энергии с помощью АВР;
- резервирование электрического питания измерительного модуля 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 измерительного модуля:
 - 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 измерительном модуле определяется на стадии проектирования); потеря и восстановление связи со счетчиком;
 - установка текущих значений времени и даты;
 - попытки несанкционированного доступа;
 - связи с измерительным модулем, приведшие к каким-либо изменениям данных;
 - перезапуски измерительного модуля (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;
 - съемные 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 измерительный модуль;

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 30 дней; при отключении питания – не менее 3 лет;
- измерительный модуль – 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 «Филино 1».

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.
Таблица 3 – Комплектность АИИС

Наименование	Количество
Измерительный трансформатор тока типа ТЛО-10	18 шт.
Измерительный трансформатор напряжения ЗНОЛ.06-6	18 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный типа СЭТ-4ТМ.03	5 шт.
КУУиА, на платформе измерительного модуля « Fastwel 686Е» 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 «Филино 1». 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 измерительного модуля 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 «Филино 1».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Верхневолжские магистральные нефтепроводы». Измерительно-информационный комплекс НПС «Филино 1» 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»



С.И. Каминский

М. П.

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