

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ЦИ СИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНСТВО
ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ



В. Н. Яншин

2007 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии - АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Северо-Западные Магистральные нефтепроводы». Измерительно-информационный комплекс НПС «Бисер»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный номер № 343 94-04
---	---

Изготовлена по проектной документации ЗАО «ОРДИНАТА», г. «Москва», заводской номер № 04-411711.07-01.04.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии - АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Северо-Западные Магистральные нефтепроводы». Измерительно-информационный комплекс НПС «Бисер» (далее - АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Северо-Западные МН». ИИК НПС «Бисер»), Пермская обл., Горнозаводский р-н, станция Бисер, 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 «Северо-Западные МН». ИИК НПС «Бисер» является коммерческий учёт электрической энергии на объекте ОАО «Северо-Западные МН». ИИК НПС «Бисер» по утвержденной методике выполнения измерений количества электрической энергии (МВИ КУЭ).

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Северо-Западные МН». ИИК НПС «Бисер» представляет собой многофункциональную, 2^x-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 «Северо-Западные МН». ИИК НПС «Бисер» 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 0,5 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 сетевого контроллера типа «СИКОН С-70».

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) ТНС.

Резервный канал связи организован по составному коммутируемому 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 «Северо-Западные МН». ИИК НПС «Бисер» 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 _{ТТ} ·К _{ТН} ·К _{СЧ}	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 «Северо-Западные МН». ИИК НПС «Бисер»	№ 04-411711.07-01.04		Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	
		ИВКЭ	№ 28822-05	«СИКОН С-70»	№ 1060			

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9		
НПС «Бисер»										
1	ЗРУ-10 кВ, Ввод №1, яч.1	ТТ	КТ=0,5	А	ТЛО-10	№ 8135	20000	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q	$W_P \pm 0,8 \%$ $W_Q \pm 1,0 \%$	$W_P \pm 5,5 \%$ $W_Q \pm 2,7 \%$
			КТТ=1000/5 № 25433-03	В	ТЛО-10	№ 8175				
				С	ТЛО-10	№ 8124				
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-10	№ 1127				
КТН=10000/100 № 11094-87	В									
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		№ 0108055118						
2	ЗРУ-10 кВ, Ввод №2, яч.26	ТТ	КТ=0,5	А	ТЛО-10	№ 8122	20000	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q	$W_P \pm 0,8 \%$ $W_Q \pm 1,0 \%$	$W_P \pm 5,5 \%$ $W_Q \pm 2,7 \%$
			КТТ=1000/5 № 25433-03	В	ТЛО-10	№ 8173				
				С	ТЛО-10	№ 8125				
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-10	№ 1127				
КТН=10000/100 № 11094-87	В									
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		№ 0109053163						

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 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°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 $+22^{\circ}\text{C}$; УСПД - 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 - $(0,9 \div 1,1)U_{н1}$; диапазон силы первичного тока - $(0,05 \div 1,2)I_{н1}$; 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°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 - $(0,9 \div 1,1)U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока - $(0,05 \div 1,2)I_{н2}$; 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 ± 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, УСПД на однотипный утвержденногo типа. Замена оформляется актом установленном на объекте ООО «Транснефтьсервис С» - в ОАО «Северо-Западные Магистральные Нефтепроводы», НПС «Бисер» - 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 контроллере определяется на стадии проектирования); потеря и восстановление связи со счетчиком;
 - установка текущих значений времени и даты;
 - попытки несанкционированного доступа;
 - связи с контроллером, приведшие к каким-либо изменениям данных;
 - перезапуски контроллера (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;
 - 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 контроллер;

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 «Северо-Западные МН». ИИК НПС «Бисер».

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	6 шт.
Измерительный трансформатор напряжения НАМИ-10	1 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный типа СЭТ-4ТМ.03	2 шт.
Разветвительная коробка ПР-3	2 шт.
КУУиА, на платформе промышленного сетевого контроллера типа «СИКОН С-70»	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 «Северо-Западные МН». ИИК НПС «Бисер». 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.;
 - средства поверки контроллера в соответствии с документом «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1», утвержденным ФГУП ВНИИМС в 2005 году;
 - 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 «Северо-Западные МН». ИИК НПС «Бисер».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии - АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». ОАО «Северо-Западные Магистральные Нефтепроводы». Измерительно-информационный комплекс НПС «Бисер», 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