

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ



ПОДПИСАНО:

Исполнитель

ИИИС ИГУП «ВНИИМС»

В.Н. Яншин

ноябрь 2006 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии - АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный номер № 33168-06
---	--

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

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Транснефтьсервис С» (далее - АИИС КУЭ) 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 и организация измерений электрической энергии для целей ее учета на объекте ООО «Транснефтьсервис С» по утвержденной методике выполнения измерений количества электрической энергии (МВИ КУЭ).

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения, которая состоит из измерительно-информационных комплексов точек измерений (далее - ИИК), измерительно-вычислительных комплексов электроустановок (далее - ИВКЭ), информационно-вычислительного комплекса АИИС КУЭ (далее - ИВК).

В состав ИИК входят:

- измерительные трансформаторы тока;
- измерительные трансформаторы напряжения;
- вторичные измерительные цепи;
- многофункциональные микропроцессорные счетчики электрической энергии;
- СОЕВ.

Таблица 1 Перечень измерительно-вычислительных комплексов, входящих в состав АИИС КУЭ

1	ОАО "Транссибирские магистральные нефтепроводы»	Омское РНУ	ЛПДС Омская, ТП-1	
			ЛПДС Омская , ТП-4	
			ЛПДС Барабинская	
		Новосибирское РНУ	ЛПДС Анжеро-Судженская	
			ЛПДС Ачинская	
		Красноярское РНУ	База УПТОК	
			Иркутское РНУ	НПС Тайшетская
				НПС Замзорская
				НПС Нижнеудинская
				НПС Тулунская
НПС Кимельтейская				
	Ангарский УНН			
2	ОАО «Магистральные нефтепроводы Центральной Сибири»		НПС Орловка	
			НПС Парабель	
			НПС Раскино	
			НПС Александровская	
			НПС Молчаново	
			КМ 749 МН "Александровское-Анжеро-Судженск"	
3	ОАО "Сибнефтепровод"	Урайское УМН	НПС Ильичевка	
			НПС Катыш	
			НПС Конда-1	
			НПС Конда-2	
			НПС Ягодное	
			НПС Сосновка	
			НПС Красноленинская	
			НПС Шаим-2	
			НПС Шаим-3	
			НПС Кума	
			НПС Березово-2	
			НПС Крутое	
			НПС Сосьва-1	
			НПС Сосьва-2	
			НПС Березово-1	
		Нижневартовское УМН	НПС Самотлор-1	
			НПС Самотлор-2	
			НПС Н-Вартовская-2	
			НПС Н-Вартовская-3	
			НПС Урьевская-4	
			НПС Урьевская-2	
			НПС Урьевская-3	
			НПС Юган-2	
		Сургутское УМН	НПС Апрельская	
			ЛПДС Западный Сургут	
			НПС Савуйская	
			НПС Муген-1	
			НПС Муген-2,3	
		НПС Муген-4		
		Ноябрьское УМН	НПС Холмогоры	
			НПС Пурпе	

	Ишимское УМН	НПС Суторминская	
		НПС Аббатское	
		НПС Вагай	
		НПС Новопетрово	
		НПС Вознесенка	
		НПС Чумановка	
		НПС Бекишево	
		Тюменское УМН	НПС Бачкун-1,2
			НПС Торгили-1
			НПС Торгили-2
			НПС Исетское-1,2
			НПС Исетское-3
	НПС Тюмень-3		
	НПС Чепурского-1		
	НПС Чепурского-2		
	Тобольское УМН	НПС Чаша-1,2	
		НПС Демьянское-1	
		НПС Демьянское-2	
		НПС Демьянское-3	
		НПС Демьянское-4	
		НПС Уват-1	
		НПС Уват-2,3	
		НПС Аремзяны-1	
		НПС Аремзяны-2	
		НПС Аремзяны-3	
		НПС Сетово-1, 2	
		НПС Кедровое-1	
	Нефтеюганское УМН	НПС Кедровое-2	
		НПС ЮжБалык-1	
		НПС ЮжБалык-2	
		НПС ЮжБалык-3	
		НПС ЮжБалык-4	
		НПС Салым-2	
		НПС Салым-3	
		НПС Салым-4	
		НПС Каркатеево-1	
		НПС Каркатеево-2, 3	
		НПС Сатарино	
		НПС Остров	
	4 ОАО «Урало-Сибирские магистральные нефтепроводы им. Д.А. Черняева»	Арланское НУ	ЛПДС Калтасы
НПС Чекмангуш			
НПС Чернушка			
Туймазинское НУ		ЛПДС Субханкулово НПС-2	
		ЛПДС Субханкулово НПС-3	
		ЛПДС Субханкулово НПС-4,5,6	
		ЛПДС Языково НПС-1, 2, 3, 4	

		НПС Шкапово
		НПС Мраково
		ЛПДС Салават
	Черкасское НУ	ЛПДС Черкассы
		ЛПДС Черкассы 2
		ЛПДС Нурлино
		ЛПДС Улу-Теляк
		ЛПДС Кропачево
	Курганское НУ	ЛПДС Юргамыш
		ЛПДС Медведское
		НПС Варгаши
		НПС Мишкино
	Северо-Казахстанское НУ	НПС Суслово
		ЛПДС Москаленки
	Челябинское НУ	ЛПДС Ленинск
		НПС Травники
		НПС Бердяуш
		НПС Еткуль
		НПС Челябинск
		НПС Канаши
	СУПЛАВ	Производственная база СУПЛАВ
		Склад ВМ Языково
5	ОАО "Северо-Западные магистральные нефтепроводы"	Пермское РНУ
		НПС Бисер
		НПС Лысьва-1, 2
		НПС Мостовая
		НПС Пермь-1, 2, 3
		НПС Оса-1
		НПС Оса-2
		НПС Уральская
		НПС Полазна
		НПС Платина -1, 2
		НПС Арбатская-1
	Альметьевское РНУ	НПС-3 н/н №1, 2 Альметьевск
		НПС Азнакаево
		НПС Н.Челны
		НПС Белая
		НПС Михайловка
		НПС Карабаш
		НПС Карабаш Норка
		НПС Муслюмово
	Ромашкинское РНУ	НПС Калейкино
		НПС Елизаветинка
		НПС Байтуган
		НПС Калиновый Ключ
	Казанское РНУ	НПС Ковали
		НПС Тиньговатово
		НПС Лазарево 1, 2

		Удмуртское РНУ	НПС Студенец НПС Дебесы НПС Малая Пурга НПС Киенгоп НПС Арлеть НПС Большая Соснова НПС Сюмси
6	ОАО «Приволжские магистральные нефтепроводы»	Бугурусланское РНУ	ЛПДС Кротовка
			БКНС Комсомолец
			НПС Муханово
			ЛПДС Бавлы
			БКНС Поповка
			ЛПДС Похвистнево
			БКНС Ерзовка
			БКНС Бугуруслан
		Волгоградское РНУ	НПС Суходольная
			ЛПДС Андрияновская
			НПС Сатаровка
			НПС Астахово
			ЛПДС Красный Яр
			НПС Песчанокоская
			ЛПДС Екатериновка
			НПС Зимовники
			ЛПДС Караичево
			НПС Тингута
			НПС Кузьмичи
			НПС-1 Зензеватка
			НПС-2 Зензеватка
			ЛПДС Ефимовка
			НПС Новомлиново
		Самарское РНУ	НПС Покровская
			БКНС Любецкая
			НПС Самара-1
			НПС Самара-2
			Техводозабор ЛПДС Самара
			ЛПДС Большая Черниговка
			НПС Совхозная-2
			НПС Совхозная-3
			ССН РП-1 ЛПДС Самара
			ССН РУ-1, 2 ЛПДС Самара
Саратовское РНУ	НПС Грачи-2		
	НПС Грачи-3		
	НПС Бородаевка-1		
	НПС Бородаевка-2		
	НПС Терновка-1		
	НПС Терновка-2		
	НПС Красноармейск-1		
	НПС Красноармейск-2		
	ГНПС Саратов		
7	ОАО «Северные магистральные нефтепроводы»	Усинское РНУ	НПС Уса
			НПС Сыня
			НПС Чикшино

			НПС Зеленоборск
			НПС Печора
		Ухтинское РНУ	НПС Ухта-1
			НПС Синдор
			НПС Микунь
			НПС Урдома
			НПС Таежная
		Вологодское РНУ	НПС Приводино
			НПС Нюксеница
			НПС Погорелово
			НПС Грязовец
8	ОАО «Верхневолжские магистральные нефтепроводы»	Горьковское РНУ	НПС Горький
			ЛПДС Староликеево
			НПС Балахониха
			НПС Степаньково
			НПС Филино-1
			НПС Филино-2
		Рязанское РНУ	НПС Залесье
			НПС Ермишь
			НПС Шилово
			НПС Рязань
			НПС Коломна
			Станция защиты
		Марийское РНУ	НПС Дубники
			НПС Прудки
			НПС Килемары
		НПС Мелковка	
		НПС Макарьево	
9	ОАО «Черноморские магистральные нефтепроводы»	Тихорецкое РУМН	НПС Прогресс
			НПС Кущевская
			ПНБ Тихорецкая
			НПС Успенская
			НПС Родионовская
		Краснодарское РУМН	НПС Тарасовская
			ЛПДС Крымская
			ЛПДС Пшехская
			НПС Псекупская
			НПС Ладожская
		Нефтебазы	НПС Нововеличковская
			ПНБ Грушевая
			ПНБ Заречье
			ПНБ Шесхарис
10	ОАО «Магистральные нефтепроводы «Дружба»	Куйбышевское РНУ	НПС Лопатино
			НПС Губино
			НПС Красноселки
			НПС Сызрань
			ЛПДС Клин
			НПС Кузнецк
			ЛПДС Пенза (НПС Кижеватово)
			НПС Ростовка

			ЛПДС Башмаково (НПС Соседка)
		Мичуринское РНУ	ЛПДС Никольское
			НПС Малиновка
			НПС Лубна
			НПС Становая
			НПС Вербилово
			НПС Касторное
			НПС Мантурово
			ЛПДС Долгие Буды
			НПС Верховье
			Брянское РНУ
		НПС Аксинино	
		НПС Десна	
		НПС Унеча	
		НПС Новозыбков	
11	ООО "Балтнефтепровод"	Великолукское РНУ	НПС Торжок
			НПС Тучево
			НПС Инякино
			НПС Борисово
			НПС Адреаполь
			НПС Великие Луки
			НПС Невская
			НПС Невель
			НПС Кириши
			Ярославское РНУ
		НПС Ярославль-3	
		НПС Палкино	
		НПС Правдино	
			НПС Песь
12	ООО "Спецморнефтепорт "Приморск"		

АИИС КУЭ 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 организации – участники оптового рынка электроэнергии (ОРЭ) результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и 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 единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

Перечень уровней АИИС КУЭ:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы точек измерения, состоящие из измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электрической энергии, вторичных измерительных цепей.

2-й уровень – информационно-вычислительные комплексы электроустановок, состоящие из контроллеров, обеспечивающих интерфейс доступа к ИИК, а также технических средств приемо-передачи данных (модемы, коммутаторы, маршрутизаторы). Технические средства уровня 2 реализованы на объектах измерения в виде:

- комплектного устройства учета и автоматики (КУУиА), которое включает УСПД СИКОН С-70, либо промышленные контроллеры Fastwell или CP-306.
- средств приемо-передачи данных.

3-й уровень (ИВК ТНС). Уровень ООО «Транснефтьсервис С» (г. Москва) - информационный. Компонентом АИИС КУЭ ТНС третьего уровня являются:

- ИВК ТНС;
- Средства приемо-передачи данных

Архитектура ИВК ТНС обеспечивает реализацию необходимых функций, выполнение современных требований по производительности и надежности.

ИВК ТНС включает следующие функциональные элементы:

- коммуникационная система, обеспечивающая обмен информацией между узлами ИВК, а также подключение оборудования ИВК к сети передачи данных;
- сервер приложений, реализующий функции прикладного программного обеспечения АИИС КУЭ;
- сеть хранения данных, ядром которой является хранилище данных АИИС КУЭ;
- система обеспечения единого времени (СОЕВ);
- система резервного копирования, восстановления и архивирования данных;
- Web-сервер, обеспечивающий обработку запросов пользователей по сети Интранет/Интернет;
- централизованная система мониторинга и управления информационно-вычислительными и коммуникационными ресурсами в ИВК ТНС;

- централизованная система сетевой и информационной безопасности ИВК ТНС;
- автоматизированные рабочие места, обеспечивающие работу администратора ИВК и пользователей АИИС КУЭ ТНС.

ИВК ТНС реализует информационные технологии:

- просмотр, хранение, передачу и консолидацию данных по всем измерительным каналам указанных в Приложении 1;
- расчет учетных показателей в разрезе единичного объекта (нефтеперекачивающая станция НПС и др.), групп объектов (районное нефтяное управление РНУ, магистральный нефтепровод МН и др.), групп точек поставки (ГТП);
- обеспечение доступа ИВК МН к информационным ресурсам ИВК ТНС;

Связь счетчиков электрической энергии с промконтроллером ИВКЭ организуется на базе промышленной локальной сети через интерфейс связи RS-485 по протоколу счетчика СЭТ-4ТМ.

Взаимодействие между ИВКЭ и ИВК ТНС организовано по основному и резервному каналам связи.

После обработки результатов измерений, в соответствии с параметрированием промконтроллера, информация от ИВКЭ через коммутатор и маршрутизатор передается через интерфейс Ethernet в спутниковый модем основного канала связи или через интерфейс RS-232.в Основной канал связи состоит из спутникового канала связи между ИИК АИИС и ОАО «Связьтранснефть С» через телепорт г. Москвы и канала E1 на основе ВОЛС между ОАО «Связьтранснефть С» и ИВК ТНС.

Информационное взаимодействие между нижним и верхним уровнями АИИС КУЭ осуществляется с использованием клиент/серверной архитектуры. При этом инициаторами установления соединения выступает ИВК ТНС, а в роли сервера – ИВКЭ, обрабатывая запросы и возвращая полученные результаты.

Информационное взаимодействие ИВК ТНС с внешними системами НП АТС, региональных филиалов ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС», смежных субъектов ОРЭ или сетевых организаций, к которым подключены объекты дочерних предприятий ОАО «АК «Транснефть», осуществляется по каналам провайдеров Internet.

Передача результатов измерений потребителям информации производится в XML формате электронной почтой до 12 часов по времени ценовой зоны, рабочего дня, следующего за операционными сутками. Допускается, в случае возникновения технических проблем, передача данных с задержкой, но на срок не более 3-х рабочих дней (в случае непредставления результатов измерений хотя бы по одному ИИК за этот период фиксируется отказ АИИС).

Структурная схема АИИС представлена на рис.1.

Структурная схема АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С»

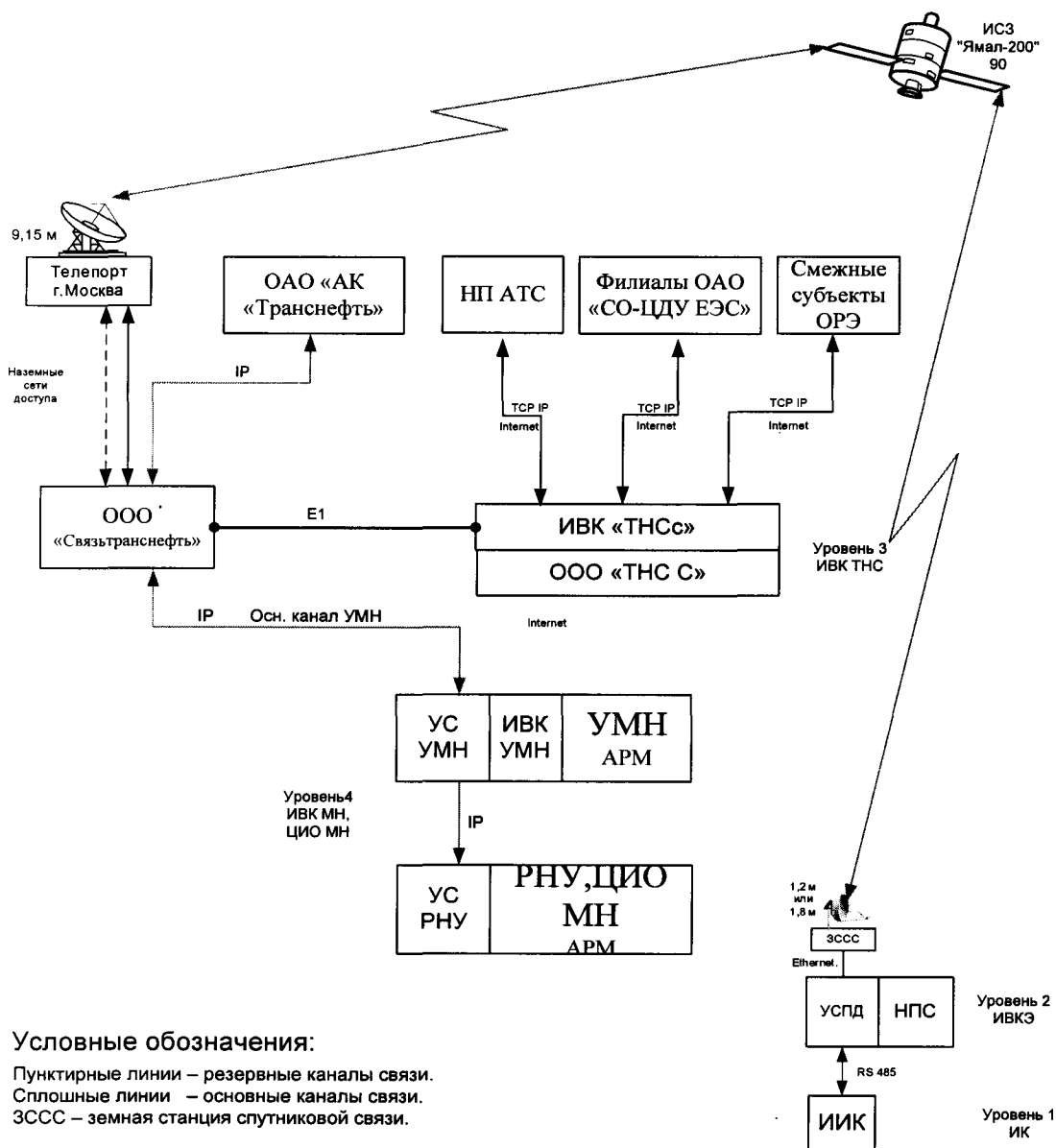


Рис. 1

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Перечень измерительных каналов, входящих в состав АИИС, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования ввода, типов и классов точности средств измерений, входящих в состав ИК, номера регистрации средства в Государственном реестре средств измерений представлен в Приложении 1.

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

Примечания:

1. В Приложении 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 $\cos\phi$ ($\sin\phi$) - $0,87(0,5)$; частота - $(50 \pm 0,15)$ Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения (для счетчиков) - не более 0,5 мТл;
- температура окружающего воздуха: ТН и ТТ - от -40°C до $+50^\circ\text{C}$;
- счетчиков: в части активной и реактивной энергии - от $+21^\circ\text{C}$ до $+25^\circ\text{C}$, УСПД и ИВК - от $+15^\circ\text{C}$ до $+25^\circ\text{C}$;
- относительная влажность воздуха - (70 ± 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 -5°C до $+25^\circ\text{C}$;
- относительная влажность воздуха - (70 ± 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, не более - 0,5 мТл;
- температура окружающего воздуха - от -20°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°С до +25°С;
- относительная влажность воздуха - (70±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 утвержденный типа. Замена оформляется актом в установленном порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

АИИС позволяет регистрировать следующие типы событий:

- журнал событий счетчика:
 - пропадание питания по фазам;
 - наличие факта параметрирования;
 - ошибка счетчика;
 - низкое напряжение;
 - изменение текущего значения времени и даты при синхронизации времени;
 - попытка несанкционированного вмешательства.
- журнал событий УСПД:
 - дата начала регистрации измерений;
 - перерывы электропитания;
 - потеря и восстановление связи со счетчиком;
 - программные и аппаратные перезапуски;
 - корректировка времени в УСПД и каждом счетчике;
 - изменения ПО и параметрирования УСПД

Защищенность применяемых компонентов:

- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений при передаче информации(возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на сервер.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 35 суток;
- УСПД – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 35 суток;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – за весь срок эксплуатации системы при условии обеспечения внешнего копирования и хранения информации.

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».

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 Приложении 2.

ПОВЕРКА

Поверка АИИС КУЭ проводится по документу "ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии - АИИС КУЭ ООО «Транснефтьсервис С». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в ноябре 2006 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 СЭТ-4ТМ.03 в соответствии с документом «.....»;
 - средства поверки УСПД в соответствии с документом «.....»
 - 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».

