



«СОГЛАСОВАНО»

Руководитель ГЦИ СИ

ГЦСИ УП «ВНИИМС»

В. Н. Яншин

«17» декабря 2009 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный номер № 42642-09
---	--

Изготовлена по технической документации ООО «Эльстер Метроника», г. Москва.
Заводской № 0172.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания» предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии потребленной и переданной за установленные интервалы времени, сбора, хранения и обработки полученной информации отдельными технологическими объектами ЗАО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания». Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Областью применения данной АИИС КУЭ является коммерческий учёт электроэнергии на объектах ЗАО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания», г. Рязань по утвержденной методике выполнения измерений количества электрической энергии (МВИ КУЭ).

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ ЗАО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания» представляет собой многофункциональную, 2х-уровневую систему, которая состоит из 21 измерительного канала (далее - ИК) и информационно-вычислительного комплекса (далее - ИВК) с системой обеспечения единого времени (СОЕВ).

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (один 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 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).

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, счетчики Альфа А1800, класса точности 0,2S по ГОСТ Р 52323-05 (в части активной электроэнергии) и 0,5 по ГОСТ 26035-83 (в части реактивной электроэнергии) и счетчики ЕвроАльфа, класса точности 0,5S по ГОСТ Р 30206-94 (в части активной электроэнергии) и 0,5 по ГОСТ 26035-83 (в части реактивной электроэнергии), каналы сбора данных со счетчиков, аппаратуру передачи данных внутреннего канала связи, установленных ЗАО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания», указанные в таблице 1 (21 точка измерений).

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) типа RTU-325 с функциями сервера сбора данных (СД), сервер базы данных (БД), аппаратуру передачи данных внутреннего и внешнего каналов связи, источники бесперебойного питания и специализированное программное обеспечение (ПО) «Альфа ЦЕНТР».

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. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность на интервале времени усреднения 30 мин вычисляется по 30-ти минутным приращениям электроэнергии.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает в модемный шкаф, далее через преобразователи интерфейсов RS-485/RS-232 ADAM-4520 и модем ZyXEL-336+ по выделенным телефонным линиям передается на УСПД уровня ИВК, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных через сегмент локальной вычислительной сети (ЛВС) ЗАО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания» на сервер БД ИВК, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

В сервере БД системы выполняется обработка измерительной информации, получаемой с УСПД уровня ИВК, в частности резервное копирование, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера БД, по внешнему каналу связи. В качестве внешнего канала связи используется выделенный канал доступа в Интернет по электронной почте. Данные передаются в формате XML-файлов.

Регламентированный доступ к информации сервера БД АИИС КУЭ с АРМ операторов осуществляется через сегмент локальной вычислительной сети (ЛВС) предприятия по интерфейсу Ethernet.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), созданной на основе устройства синхронизации системного времени УССВ-35HVS, включающего в себя приемник сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Время УСПД синхронизировано со временем УССВ, сличение ежесекундное, погрешность синхронизации не более 0,1 с. УСПД автоматически осуществляет коррекцию времени сервера БД. Сличение времени сервера БД со временем УСПД один раз в сутки, корректировка времени выполняется при расхождении времени УСПД и сервера БД ± 2 с и более. УСПД автоматически осуществляет коррекцию времени счетчиков. Сличение времени счетчиков со временем УСПД один раз в 30 мин., корректировка времени выполняется при расхождении времени счетчиков и УСПД ± 1 с. и более. Погрешность системного времени не превышает предел допускаемой абсолютной погрешности измерения текущего времени, равный 5 с/сут.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД отражают время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах, корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их метрологические характеристики приведены в таблицах 1.1 и 1.2.

Таблица 1.1 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ.

Канал измерений		Средство измерений				Ктт · Ктн · Ксч	Наименование измеряемой величины	
Номер ИК, код точки измерений	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип	Заводской номер				
	ЗАО «Рязанская НПК»	№	АИИС КУЭ ЗАО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания»		0172		Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время	
	ИВК	№ 20481-00	Альфа-Центр					
	ИВК	№ 19495-00	УСПД RTU-325		000718			
1	ПС Факел – Катализаторная ВЛ – 35 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТПОЛ-35	124	42000	Ток первичный, I_1
			Ктт=600/5	В	-	-		
			№ 27414-04	С	ТПОЛ-35	188		
		ТН	КТ=0,5	А	ЗНОМ-35	1382218	42000	Напряжение первичное, U_1
			Ктн=35000:√3/100:√3	В	ЗНОМ-35	1382256		
			№ 912-70	С	ЗНОМ-35	1221316		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	EA05RL-B-4		01094137	42000	Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время		

Продолжение таблицы 1.1

Канал измерений		Средство измерений					Клт · Кгн · Ксч	Наименование измеряемой величины			
Номер ИК, код точки измерений	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке		Обозначение, тип	Заводской номер						
2	ВЛ – 35 кВ Факел - Маслблок	ТТ	КТ=0,5 К _{ТТ} =600/5 № 27414-04	A	ТПОЛ-35	126	42000	Ток первичный, I ₁			
				B	-	-					
				C	ТПОЛ-35	125					
		ТН	КТ=0,5 К _{ТН} =35000:√3/100:√3 № 912-70	A	ЗНОМ-35	1050556		42000	Напряжение первичное, U ₁		
				B	ЗНОМ-35	1050552					
				C	ЗНОМ-35	1050608					
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	EA05RL-B-4		01094134		42000	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время		
		3	ПС Факел; ВЛ – 35 кВ Факел - Гидроочистка	ТТ	КТ=0,5 К _{ТТ} =600/5 № 27414-04	A		ТПОЛ-35	189	42000	Ток первичный, I ₁
						B		-	-		
C	ТПОЛ-35					165					
ТН	КТ=0,5 К _{ТН} =35000:√3/100:√3 № 912-70			A	ЗНОМ-35	1382218	42000	Напряжение первичное, U ₁			
				B	ЗНОМ-35	1382256					
				C	ЗНОМ-35	1221316					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97			EA05RL-B-4		01094140	42000	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время			

Продолжение таблицы 1.1

Канал измерений		Средство измерений					Клт · Кгн · Ксч	Наименование измеряемой величины
Номер ИК, код точки измерений	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке		Обозначение, тип	Заводской номер			
4	ПС Факел; ВЛ-35 кВ Факел - Водозабор	ТТ	КТ=0,5 Кгн=600/5 № 27414-04	A	ТПОЛ-35	128	42000	Ток первичный, I ₁
				B	-	-		
				C	ТПОЛ-35	127		
		ТН	КТ=0,5 Кгн=35000:√3/100:√3 № 912-70	A	ЗНОМ-35	1382218		Напряжение первичное, U ₁
				B	ЗНОМ-35	1382256		
				C	ЗНОМ-35	1221316		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	EA05RL-B-4		01094120	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время			
5	ПС Факел; Ввод-6 кВ яч.11/ Т-1 1с ш	ТТ	КТ=0,5 Кгн=3000/5 № 11077-87	A	ТПШЛ-10	2242	36000	Ток первичный, I ₁
				B	ТПШЛ-10	2644		
				C	ТПШЛ-10	00511		
		ТН	КТ=0,5 Кгн=6000/100 № 16687-02	A	НАМИТ-10-2	0240		Напряжение первичное, U ₁
				B				
				C				
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	EA05RL-P2B-4		01094121	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время			

Продолжение таблицы 1.1

Канал измерений		Средство измерений				Клт · Кгн · Ксч	Наименование измеряемой величины		
Номер ИК, код точки измерений	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип	Заводской номер					
6	ПС Факел; Ввод-6 кВ яч.18/ Т-1 3с ш	ТТ	КТ=0,5	А	ТПШЛ-10	959	Ток первичный, I ₁		
			КТТ=3000/5	В	ТПШЛ-10	1033			
			№ 11077-87	С	ТПШЛ-10	5736			
		ТН	КТ=0,5 Ктн=6000/100 № 2611-70	А	НТМИ-6-66	1240		Напряжение первичное, U ₁	
				В					
				С					
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-P2B-4		01094123	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время		
		7	ПС Факел; Ввод-6 кВ яч.35/ Т-2 2с ш	ТТ	КТ=0,5	А	ТЛШ-10	1408	Ток первичный, I ₁
					КТТ=3000/5	В	ТЛШ-10	1453	
№ 11077-07	С				ТЛШ-10	1436			
ТН	КТ=0,5 Ктн=6000/100 № 16687-02			А	НАМИТ-10-2	0032		Напряжение первичное, U ₁	
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97			ЕА05RL-P2B-4		01094122	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время		

Продолжение таблицы 1.1

Канал измерений		Средство измерений				Клт · Кгн · Ксч	Наименование измеряемой величины		
Номер ИК, код точки измерений	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип	Заводской номер					
8	ПС Факел; Ввод-6 кВ яч.42/ Т-2 4с ш	ТТ	КТ=0,5	A	ТЛШ-10	1402	Ток первичный, I ₁		
			Ктт= 3000/5	B	ТЛШ-10	1562			
			№ 11077-07	C	ТЛШ-10	1206			
		ТН	КТ=0,5 Ктн= 6000/100 № 2611-70	A	НТМИ-6-66	ХТХХ		Напряжение первичное, U ₁	
				B					
				C					
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-P2B-4		01094139	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время		
		9	ПС Факел; яч.16/ ТСН-1 6кВ	ТТ	КТ=0,5	A	ТПЛМ-10	03020	Ток первичный, I ₁
					Ктт=150/5	B	-	-	
№ 2363-68	C				ТПЛМ-10	00238			
ТН	КТ=0,5 Ктн = 6000/100 № 2611-70			A	НТМИ-6-66	1240		Напряжение первичное, U ₁	
				B					
				C					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97			ЕА05RL-P2B-3		01094148	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время		

Продолжение таблицы 1.1

Канал измерений		Средство измерений				Клт · Кгн · Ксч	Наименование измеряемой величины		
Номер ИК, код точки измерений	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип	Заводской номер					
10	ПС Факел; яч.40/ ТСН-2 6кВ	ТТ	КТ=0,5	A	ТПЛМ-10	77093	Ток первичный, I ₁		
			Ктт=150/5	B	-	-			
			№ 2363-68	C	ТПЛМ-10	70931			
		ТН	КТ=0,5 Ктн=6000/100 № 2611-70	A	НТМИ-6-66	ХТХХ		Напряжение первичное, U ₁	
				B					
				C					
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-P2B-3		01094144	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время		
		11	ПС Факел; ЗРУ-6 кв, яч. 24 «ЦРП 2 сш»	ТТ	КТ=0,5	A	ТЛК-10-5	5404	Ток первичный, I ₁
					Ктт=400/5	B	-	-	
№ 9143-06	C				ТЛК-10-5	5403			
ТН	КТ=0,5 Ктн=6000/100 № 2611-70			A	НТМИ-6-66	1240		Напряжение первичное, U ₁	
				B					
				C					
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 31857-06			A1802RL-P4GB-DW-3		01199954	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время		

Продолжение таблицы 1.1

Канал измерений		Средство измерений				Клт · Кгн · Ксч	Наименование измеряемой величины		
Номер ИК, код точки измерений	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип	Заводской номер					
12	ПС Факел; ЗРУ-6 кВ, яч. 46 «ЦРП 1 сш»	ТТ	КТ=0,5	A	ТЛК-10-5	2081	Ток первичный, I ₁		
			Ктт=300/5	B	-	-			
			№ 9143-06	C	ТЛК-10-5	2082			
		ТН	КТ=0,5 Ктн=6000/100 № 2611-70	A	НТМИ-6-66	ХТХХ	3600	Напряжение первичное, U ₁	
				B					
				C					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 31857-06	A1802RL-P4GB-DW-3		01199955	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время		
		13	ГПП-1 РУ-6 кВ яч. 14	ТТ	КТ=0,5	A	ТПЛ-10	62075	Ток первичный, I ₁
					Ктт=100/5	B	-	-	
№ 1276-59	C				ТПЛ-10	62058			
ТН	КТ=0,5 Ктн=6000/100 № 380-49			A	НТМИ-6	3393	1200	Напряжение первичное, U ₁	
				B					
				C					
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 31857-06			A1802RL-P4GB-DW-3		01199956	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время		

Продолжение таблицы 1.1

Канал измерений		Средство измерений				Клт · Ктн · Ксч	Наименование измеряемой величины		
Номер ИК, код точки измерений	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке		Обозначение, тип	Заводской номер				
14	ГПП-2 РУ-6 кВ яч. 21	ТТ	КТ=0,5 К _{ТТ} =200/5 № 1276-59	А	ТПЛ-10	28321	Ток первичный, I ₁		
				В	-	-			
				С	ТПЛ-10	21360			
		ТН	КТ=0,5 К _{ТН} =6000/100 № 380-49	А	НТМИ-6	1486		Напряжение первичное, U ₁	
				В					
				С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 К _{сч} =1 № 31857-06	A1802RL-P4GB-DW-3		01199957	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время		
		15	ГПП-3 РУ-6 кВ яч. 3	ТТ	КТ=0,5 К _{ТТ} =100/5 № 1276-59	А	ТПЛ-10	8775	Ток первичный, I ₁
						В	-	-	
С	ТПЛ-10					9743			
ТН	КТ=0,5 К _{ТН} =6000/100 № 380-49			А	НТМИ-6	1538		Напряжение первичное, U ₁	
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 К _{сч} =1 № 31857-06			A1802RL-P4GB-DW-3		01199958	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время		

Продолжение таблицы 1.1

Канал измерений		Средство измерений				Клт · Клн · Ксч	Наименование измеряемой величины		
Номер ИК, код точки измерений	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип	Заводской номер					
16	ГПП-3 РУ-6 кВ яч. 7	ТТ КТ=0,5 Ктт=200/5 № 1276-59 № 2363-68	A	ТПЛ-10	23271	2400	Ток первичный, I ₁		
			B	-	-				
			C	ТПЛМ-10	69355				
		ТН	КТ=0,5 Ктн=6000/100 № 380-49	A	НТМИ-6		1538	2400	Напряжение первичное, U ₁
				B					
				C					
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 31857-06	A1802RL-P4GB-DW-3		01199959	2400	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время			
17	ГПП-3 РУ-6 кВ яч. 27	ТТ КТ=0,5 Ктт=800/5 № 1276-59	A	ТПОЛ-10			44892	9600	Ток первичный, I ₁
			B	-			-		
			C	ТПОЛ-10	41217				
ТН		КТ=0,5 Ктн=6000/100 № 380-49	A	НТМИ-6	1538	9600	Напряжение первичное, U ₁		
			B						
			C						
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 31857-06	A1802RL-P4GB-DW-3		01199960	9600	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время			

Продолжение таблицы 1.1

Канал измерений		Средство измерений				Клт · Кгн · Ксч	Наименование измеряемой величины		
Номер ИК, код точки измерений	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип	Заводской номер					
18	ГПП-6 РУ-6 кВ яч. 5	ТТ	КТ=0,5	А	ТПЛ-10	22245	Ток первичный, I ₁		
			Ктт=150/5	В	-	-			
			№ 1276-59	С	ТПЛ-10	22247			
		ТН	КТ=0,5 Ктн=6000/100 № 2611-70	А	НТМИ-6-66	7744		Напряжение первичное, U ₁	
				В					
				С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 31857-06	A1802RL-P4GB-DW-3		01199961	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время		
		19	ГПП-6 РУ-6 кВ яч. 6	ТТ	КТ=0,5	А	ТПФМ-10	5906	Ток первичный, I ₁
					Ктт=200/5	В	-	-	
№ 814-53	С				ТПФМ-10	б/н			
ТН	КТ=0,5 Ктн=6000/100 № 2611-70			А	НТМИ-6-66	7744		Напряжение первичное, U ₁	
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 31857-06			A1802RL-P4GB-DW-3		01199962	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время		

Продолжение таблицы 1.1

Канал измерений		Средство измерений				Ктт · Ктн · Ксч	Наименование измеряемой величины		
Номер ИК, код точки измерений	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип	Заводской номер					
20	ГПП-6 РУ-6 кВ яч. 7	ТТ	КТ=0,5 Ктт=150/5 № 1276-59	А	ТПЛ-10	57628	Ток первичный, I ₁		
				В	-	-			
				С	ТПЛ-10	191			
		ТН	КТ=0,5 Ктн=6000/100 № 2611-70	А	НТМИ-6-66	7744	1800	Напряжение первичное, U ₁	
				В					
				С					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 31857-06	A1802RL-P4GB-DW-3		01199963	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время		
		21	ГПП-6 РУ-6 кВ яч. 28	ТТ	КТ=0,5 Ктт=150/5 № 2363-68	А	ТПЛМ-10	38499	Ток первичный, I ₁
						В	-	-	
С	ТПЛМ-10					27465			
ТН	КТ=0,5 Ктн=6000/100 № 2611-70			А	НТМИ-6-66	7744	1800	Напряжение первичное, U ₁	
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 31857-06			A1802RL-P4GB-DW-3		01199964	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время		

Примечание:

1. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии по ГОСТ 30206 и ГОСТ Р 52323 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

2. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные, утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1.1, УСПД на однотипный утвержденногo типа. Замена оформляется актом установленном на объекте ЗАО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть. Порядок оформления замены измерительных компонентов, а так же других изменений, вносимых в АИИС КУЭ в процессе их эксплуатации после утверждения типа в качестве единичного экземпляра, осуществляется согласно МИ 2999-2006 (Приложение Б).

Таблица 1.2 - Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ.

№ ИК	Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества активной и реактивной электрической энергии при доверительной вероятности $P = 0,95$	Основная погрешность ИК, ± %			Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %		
		cos φ = 1,0	cos φ = 0,8 sin φ = 0,6	cos φ = 0,5 sin φ = 0,87	cos φ = 1,0	cos φ = 0,8 sin φ = 0,6	cos φ = 0,5 sin φ = 0,87
1	2	3	4	5	6	7	8
1-10	- в диапазоне тока $0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	1,8	2,9	5,5	2,2	3,2	5,7
		-	4,7	2,9	-	5,2	3,5
	- в диапазоне тока $0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,2	1,7	3,0	1,7	2,2	3,4
		-	2,6	1,8	-	3,0	2,3
	- в диапазоне тока $I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	1,0	1,3	2,3	1,6	1,9	2,7
		-	2,1	1,5	-	2,5	2,1
11-21	- в диапазоне тока $0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	1,8	2,8	5,4	1,9	2,9	5,5
		-	4,3	2,5	-	4,5	2,7
	- в диапазоне тока $0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,1	1,6	2,9	1,2	1,7	3,0
		-	2,3	1,4	-	2,4	1,6
	- в диапазоне тока $I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
		-	1,7	1,1	-	1,8	1,3

Примечания:

1. В Таблице 1.2 приведены метрологические характеристики основной погрешности ИК (нормальные условия эксплуатации) и погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации для измерения электрической энергии и средней мощности (получасовых);

2. Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: диапазон напряжения - $(0,99 \div 1,01)U_n$; диапазон силы тока - $(0,05 \div 1,2)I_n$; диапазон коэффициента мощности $\cos \varphi (\sin \varphi)$ - $0,5 \div 1,0 (0,6 \div 0,87)$; частота $(50 \pm 0,15)$ Гц;
- температура окружающего воздуха: ТН и ТТ - от -40°C до $+40^\circ\text{C}$; счетчиков - от $+15^\circ\text{C}$ до $+25^\circ\text{C}$; ИВК - от $+15^\circ\text{C}$ до $+25^\circ\text{C}$;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более - $0,5$ мТл.

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 $\cos \varphi (\sin \varphi)$ - $0,5 \div 1,0 (0,6 \div 0,87)$; частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от -40°C до $+40^\circ\text{C}$.

Для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - $(0,9 \div 1,1)U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока - $(0,05 \div 1,2)I_{н2}$; коэффициент мощности $\cos \varphi (\sin \varphi)$ - $0,5 \div 1,0 (0,6 \div 0,87)$; частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от $+5^\circ\text{C}$ до $+35^\circ\text{C}$;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более - $0,5$ мТл.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение - (220 ± 10) В; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от $+10^\circ\text{C}$ до $+35^\circ\text{C}$.
- относительная влажность воздуха - (70 ± 5) %;
- атмосферное давление - (100 ± 4) кПа.

Надежность применяемых в системе компонентов:

В качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983 и ГОСТ 7746, определены средний срок службы и средняя наработка до отказа;

- Электросчетчик Альфа А 1800 – среднее время наработки на отказ не менее $T=120000$ ч., среднее время восстановления работоспособности не более $t_b=12$ часов;
- Электросчетчик ЕвроАЛЬФА – среднее время наработки на отказ не менее $T=50000$ ч., среднее время восстановления работоспособности не более $t_b=12$ часов;
- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее $T=100000$ ч., среднее время восстановления работоспособности не более $t_b=2,5$ часов.

Оценка надежности АИИС в целом:

$K_{Г_АИИС} = 0,9928$ – коэффициент готовности;

$T_{O_АИИС} = 1658,4$ ч. – среднее время наработки на отказ.

Надежность системных решений:

- Применение конструкции оборудования и электрической компоновки, отвечающих требованиям ИЕС - Стандартов;
- Стойкость к электромагнитным воздействиям;
- Ремонтопригодность;
- Программное обеспечение отвечает требованиям ISO 9001;
- Мощные функции контроля процесса работы и развитые средства диагностики системы;
- Резервирование каналов связи при помощи переносного инженерного пульта;
- Резервирование электропитания оборудования системы.

Регистрация событий:

- журнал событий счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал событий УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в УСПД.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчетчиков;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательных коробок;
- УСПД;
- серверов ИВК;
- 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 сут. ; при отключении питания – не менее 5 лет;
- УСПД – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 35 сут.;
- 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) ЗАО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания».

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 2

Таблица 2 – Комплектность АИИС КУЭ

№ п.п.	Наименование	Тип, марка оборудования, состав	Кол-во
1	2	3	4
1.	Измерительный трансформатор тока	ТПОЛ-35	12 шт.
2.	Измерительный трансформатор тока	ТПОЛ-10	2 шт.
3.	Измерительный трансформатор тока	ТПШЛ-10	6 шт.
4.	Измерительный трансформатор тока	ТЛШ-10 УЗ	6 шт.
5.	Измерительный трансформатор тока	ТПЛМ-10	7 шт.
6.	Измерительный трансформатор тока	ТПЛ-10	11 шт.
7.	Измерительный трансформатор тока	ТЛК-10-5	4 шт.
8.	Измерительный трансформатор тока	ТПФМ-10	2 шт.
9.	Измерительный трансформатор напряжения	ЗНОМ-35	6 шт.
10.	Измерительный трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2	2 шт.
11.	Измерительный трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	3 шт.
12.	Измерительный трансформатор напряжения	НТМИ-6	3 шт.
13.	Счетчик электроэнергии многофункциональный	EA05RL-B-4	4 шт.
14.	Счетчик электроэнергии многофункциональный	EA05RL-P2B-4	4 шт.
15.	Счетчик электроэнергии многофункциональный	EA05RL-P2B-3	2 шт.
16.	Счетчик электроэнергии многофункциональный	A1802RL-P4GB-DW-3	11 шт.
17.	Клеммник испытательный	КИ-10	21 шт.
18.	Разветвитель интерфейса RS-485	ПР-3	21 шт.
19.	Догрузочный резистор для трансформатора тока	MP-3021-T-5A-4BA	22 шт.
20.	Колодка испытательная переходная	БЗ 179	6 шт.
21.	Розетка щитовая 2P+N	ELCM1173	6 шт.
22.	НКУ (шкаф) связи в составе:	Elster MC-230	1 комплект
	Преобразователь интерфейсов RS-485/RS-232	ADAM-4520	
	Модем	ZyXEL U-336-E+	
23.	НКУ (шкаф) связи в составе:	IEK ЩМП-1-0 74	4 комплекта
	Преобразователь интерфейсов RS-485/RS-232	ADAM-4520	
	Модем	ZyXEL U-336-E+	
24.	НКУ (шкаф) УСПД в составе:	Elster MC-240	1 комплект
	Устройство сбора и передачи данных (УСПД)	RTU-325-E-512-M11-Q-I2-G	
	Модем – 5 шт.	ZyXEL U-336E+	
	Сетевой концентратор	SIGNAMAX 065-7531	
	Устройство синхронизации системного времени	УССВ-35HLVS	
	Источник бесперебойного питания РСМ	SMK-1000A RM	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4
25.	НКУ (шкаф) сервера БД в составе: Сервер БД Сетевой концентратор Монитор Клавиатура Источник бесперебойного питания APC	Elster MC-230 HP ProLiant ML370 SIGNAMAX 065-7531 HP 7500 Smart-UPS 2200 XL	1 комплект
26.	АРМ оператора в составе: Системный блок Монитор Клавиатура Манипулятор типа «мышь» Принтер Источник бесперебойного питания APC	Compaq EVO CMT HP Laser Jet 1300 Smart-UPS 700	3 комплекта
27.	Специализированное программное обеспечение установленное на сервере ПО «Альфа Центр» АС_SE_5, с дополнительными компонентами: АС_M, АС_I/E, АС_T, АС_N		1 комплект
28.	Специализированное программное обеспечение установленное на инженерном переносном пульте ПО «Альфа Центр Laptop», ПО «AlphaPlusR-E», ПО «Metercat»		2 шт.
29.	Инженерный переносной пульт	Compaq Mini	1 шт.
30.	Оптический преобразователь для работы со счетчиками системы	AE1	1 шт.
31.	Руководство по эксплуатации	РТВА.422231.012.РЭ	1 экз.
32.	Методика поверки	02.04.РНПК-МП	1 экз.

ПОВЕРКА

Поверка АИИС КУЭ проводится по документу «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии - АИИС КУЭ ЗАО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания». Методика поверки 02.04.РНПК-МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в декабре 2009 г.

Перечень основных средств поверки:

– Трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-88 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2845-2003 «Измерительные трансформаторы напряжения $6/\sqrt{3} \dots 35$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации»;

– Трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-20003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;

– Счетчики типа «Альфа А1800» – в соответствии с документом МП-2203-0042-2006, «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;

- Счетчики типа «Евро АЛЬФА» – в соответствии с методикой поверки, утвержденной ВНИИМ им. Д.И. Менделеева в феврале 1998 г.;
 - переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
 - Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS)), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
 - Термогигрометр «CENTER» (мод. 314): диапазон измерений температуры от -20...+60°C; диапазон измерений относительной влажности от 10...100 %.
- Межповерочный интервал - 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

ГОСТ 1983 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

ГОСТ 7746 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

ГОСТ 30206-94 «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 Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

ГОСТ 30206-94 «Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2 S и 0,5 S)».

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 2999-2006 «Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Рекомендации по составлению описания типа».

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) ЗАО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО ЗАО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске и в эксплуатации согласно государственным поверочным схемам.

Изготовитель:

ООО «Эльстер Метроника»

Адрес: 111250, г. Москва,

ул. Красноказамерная, д.12

тел. (495) 956-0543,

факс (495) 956-0542

Генеральный директор



Петухов М.В.