

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ООО «Газпромнефть-Восток» - ПС Урманская, Шингинская

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ООО «Газпромнефть-Восток» - ПС Урманская, Шингинская предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности.

### Описание средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ООО «Газпромнефть-Восток» - ПС Урманская, Шингинская (АИИС КУЭ) является средством измерений единичного производства.

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии и средних на 30-минутных интервалах значений активной и реактивной мощности;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор результатов измерений приращений электрической энергии с дискретностью учета 30 мин и данных о состоянии средств измерений;
- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений АИИС КУЭ в специализированной базе данных;
- предоставление контрольного доступа к результатам измерений, данным о состоянии объектов и средств измерений по запросу со стороны серверов электросетевых и энергосбытовых организаций;
- формирование и передача в автоматическом режиме и/или по запросу отчетных документов в центры сбора информации;
- защита оборудования, программного обеспечения и данных АИИС КУЭ от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы обеспечения единого времени АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2S; измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5; счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М.01 (счетчики) класса точности 0,5S в режиме измерений активной электроэнергии и 1,0 – реактивной электроэнергии; вторичные электрические цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных «ЭКОМ-3000» (УСПД), технические средства приёма-передачи данных;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер сбора данных (сервер), размещенный в Центре сбора и обработки информации (ЦСОИ) ОАО «Межрегионэнергообит» (г. Москва), автоматизированные рабочие места (АРМ) оператора: АРМ оператора ООО «Газпромнефть-Восток» (г. Томск), АРМ оператора ЦСОИ (г. Москва), технические средства приёма-передачи данных.

Структурная схема АИИС КУЭ приведена на рисунке 1.

ИИК, ИВКЭ, ИВК и каналы связи между ними образуют измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ. Состав ИК АИИС КУЭ приведен в таблице 1.

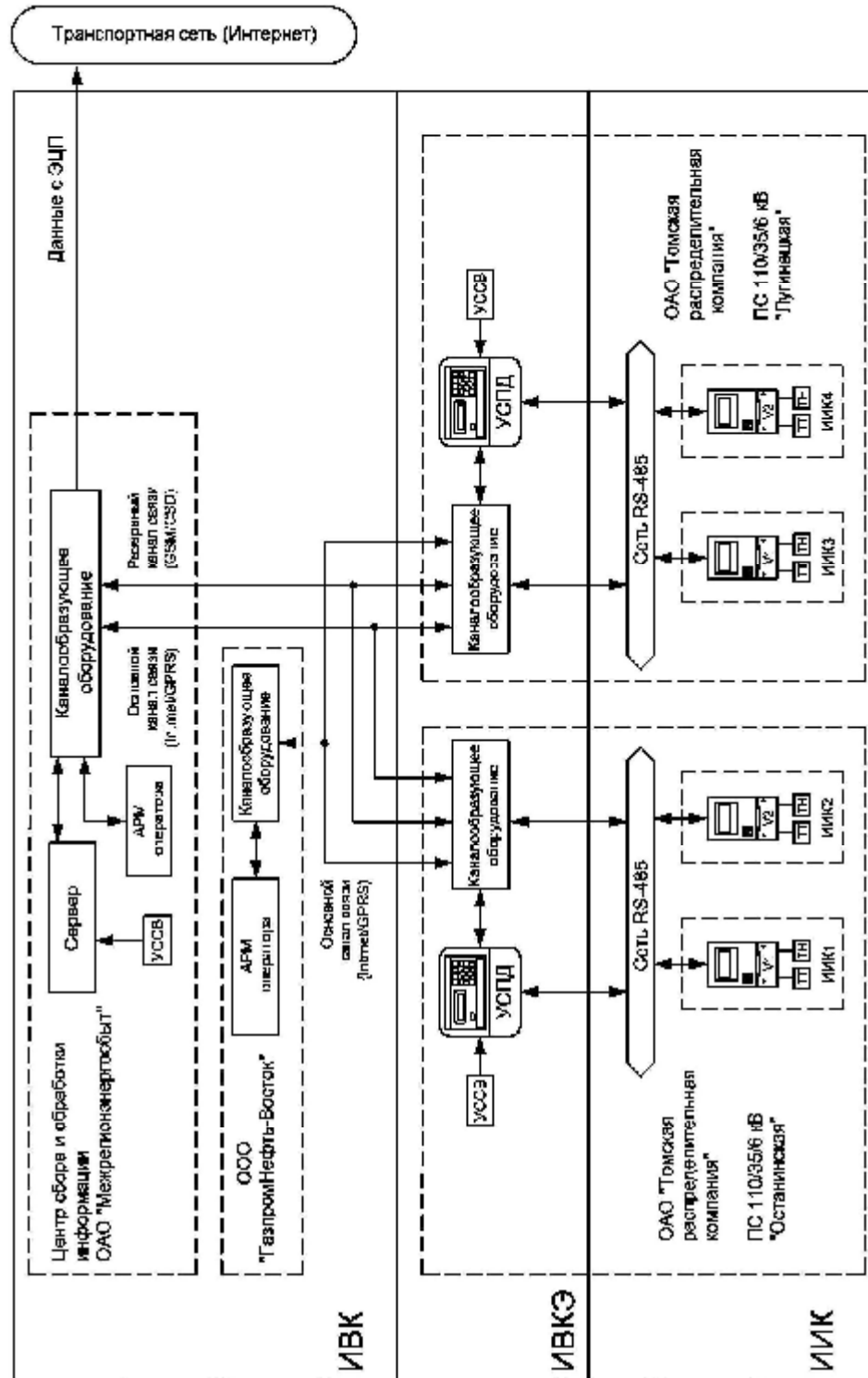


Рисунок 1 – Структурная схема АИИС КУЭ

Таблица 1 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование присоединения	Средства измерений АИИС КУЭ					
		вид	фаза	обозначение	номер в Госреестре СИ	класс точности	коэффициент трансформации
<b>1 уровень – ИИК</b>							
1	ВЛ 35 кВ ПС «Останинская» 1 ЦЛ ПС «Урманская»	ТТ	А	ТОЛ-35 Ш	47959-11	0,2S	400/5
			В	ТОЛ-35 Ш			
			С	ТОЛ-35 Ш			
		ТН	А	ЗНОМ-35-65	912-70	0,5	35000:√3/100:√3
			В	ЗНОМ-35-65			
			С	ЗНОМ-35-65			
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01	36697-12	0,5S/1,0	–			
2	ВЛ 35 кВ ПС «Останинская» 6 ЦЛ ПС «Урманская»	ТТ	А	ТОЛ-35 Ш	47959-11	0,2S	400/5
			В	ТОЛ-35 Ш			
			С	ТОЛ-35 Ш			
		ТН	А	ЗНОМ-35-65	912-70	0,5	35000:√3/100:√3
			В	ЗНОМ-35-65			
			С	ЗНОМ-35-65			
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01	36697-12	0,5S/1,0	–			
3	ВЛ 35 кВ ПС «Лугинецкая» 1 ЦЛ ПС «Шингинская»	ТТ	А	ТОЛ-35 Ш	47959-11	0,2S	150/5
			В	ТОЛ-35 Ш			
			С	ТОЛ-35 Ш			
		ТН	А	ЗНОМ-35-65	912-70	0,5	35000:√3/100:√3
			В	ЗНОМ-35-65			
			С	ЗНОМ-35-65			
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01	36697-12	0,5S/1,0	–			
4	ВЛ 35 кВ ПС «Лугинецкая» 2 ЦЛ ПС «Шингинская»	ТТ	А	ТОЛ-35 Ш	47959-11	0,2S	150/5
			В	ТОЛ-35 Ш			
			С	ТОЛ-35 Ш			
		ТН	А	ЗНОМ-35-65	912-70	0,5	35000:√3/100:√3
			В	ЗНОМ-35-65			
			С	ЗНОМ-35-65			
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01	36697-12	0,5S/1,0	–			
<b>2 уровень – ИВКЭ</b>							
		УСПД «ЭКОМ-3000»		17049-09	–	–	
<b>3 уровень – ИВК</b>							
		Сервер, АРМ оператора		–	–	–	
<b>Примечания</b>							
1) Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-77, счетчики электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электрической энергии и по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электрической энергии.							
2) Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 1. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на ООО «Газпромнефть-Восток» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть							

Принцип действия АИИС КУЭ основан на измерении первичного тока и напряжения с использованием измерительных трансформаторов тока и напряжения и масштабном преобразовании в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на входы счетчиков. В счетчиках осуществляется преобразование входных аналоговых сигналов тока и напряжения в цифровой код и вычисление мгновенных и средних значений активной и реактивной электрической мощности, на основании которых вычисляются тридцатиминутные приращения электрической энергии. Вычисленные значения приращений активной и реактивной электрической энергии, служебная информация в виде цифрового кода передаются в УСПД. Связь между счетчиками и УСПД осуществляется по интерфейсу RS-485. УСПД осуществляет автоматизированный сбор, накопление, хранение и передачу результатов измерений и служебной информации на сервер и АРМ оператора ООО «Газпромнефть-Восток».

Сервер и АРМ оператора ООО «Газпромнефть-Восток» с периодичностью один раз в сутки или по запросу считывают данные из УСПД. Оперативный доступ к информации, хранящейся в базе данных (БД), осуществляется с использованием программного комплекса (ПК) «Энергосфера», предназначенного для обработки (вычисление приращений электрической энергии с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН), отображения и вывода на печать результатов измерений, формирования и передачи отчетных документов. Связь между сервером и внешними субъектами осуществляется посредством Интернет.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), предусматривающей поддержание единого времени на всех уровнях АИИС КУЭ. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени и интервалов времени, обеспечивая синхронизацию шкал времени внутренних часов компонентов СОЕВ АИИС КУЭ (счетчики, УСПД, сервер, устройства синхронизации системного времени (УССВ)). Измерение интервалов времени осуществляется таймерами счетчиков. По результатам измерений формируются тридцатиминутные интервалы, для которых осуществляется вычисление приращений электрической энергии.

Привязку к шкале координированного времени государственного первичного эталона Российской Федерации UTC (SU) осуществляют устройства, выполненные на основе GPS-приемников: УССВ-16HVS и GPS-приемники в составе УСПД. Синхронизация шкалы времени часов сервера со шкалой координированного времени UTC (SU) осуществляется с помощью УССВ-16HVS один раз в 5 мин. GPS-приемник, входящий в состав УСПД, осуществляет приём сигналов точного времени и формирует собственную шкалу времени часов УСПД. Синхронизация шкал времени внутренних часов счетчиков проводится при их расхождении со шкалой часов УСПД более 1 с, но не чаще одного раза в сутки. Расхождение шкалы времени часов любого компонента СОЕВ АИИС КУЭ со шкалой координированного времени UTC (SU) не превышает 5 с. Журналы событий счетчика и УСПД отражают время (дата, часы, минуты) коррекции часов и расхождение шкал времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректровке.

Защита от несанкционированного доступа на физическом уровне обеспечивается пломбированием счетчиков электрической энергии, испытательных коробок, корпусов УСПД.

Защита АИИС КУЭ и данных на программном уровне обеспечивается установкой паролей на счетчики и УСПД, разграничением прав посредством назначения уровней доступа к программам ПК «Энергосфера» для различных групп пользователей, применением электронной цифровой подписи при передаче результатов измерений.

## **Программное обеспечение**

Структура и функции прикладного программного обеспечения (ПО) АИИС КУЭ:

– ПК «Энергосфера» осуществляет обработку и отображение результатов измерений, формирование и передачу в центры сбора информации отчетных документов, конфигурирование и настройку ПО УСПД;

- система управления базой данных – SQL-Server, осуществляет хранение результатов измерений и журналов событий;
- встроенное ПО УСПД осуществляет автоматизированный сбор, накопление, хранение и передачу измерительной и служебной информации в базу данных сервера;
- встроенное ПО счетчиков осуществляет вычисление приращений активной и реактивной электрической энергии и средней мощности.

Идентификация метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ выполняется по команде оператора. Идентификационные данные метрологически значимой части ПК «Энергосфера», установленного на сервере, приведены в таблице 2. Идентификационные данные метрологически значимой части ПК «Энергосфера», установленного на компьютере АРМ оператора ООО «Газпромнефть-Восток», приведены в таблице 3.

Таблица 2

Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
PSO.exe (Сервер опроса)	6.4	E011E2E8D24FC146E874E6EE713DB3D0	MD5
AdmTool.exe (Редактор расчетных схем)	6.4	9D9940380E62BC822D29EAB0EE10E1AB	MD5
ControlAge.exe (АРМ Энергосфера)	6.4	DD5985B2FA5995B1851FE8AC862BC93A	MD5

Таблица 3

Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
pso_metr.dll (Сервер опроса)	6.5	СВЕВ6F6СА69318ВЕD976Е08А2ВВ7814В	MD5
AdmTool.exe (Редактор расчетных схем)	6.5	3А6964В4ЕЕ822ЕВ6В7109ЕАА56А8СD3F	MD5
ControlAge.exe (АРМ Энергосфера)	6.5	В0Е50D88СЕ8955DDD5FА9712А5404ЕЕ	MD5

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, приведенные в таблицах 4 и 5, нормированы с учетом влияния программного обеспечения счетчиков, УСПД, сервера и АРМ оператора ООО «Газпромнефть-Восток».

Защита ПО УСПД соответствует уровню «А» по классификации МИ 3286-2010. Для защиты программ ПК «Энергосфера» и данных от непреднамеренных и преднамеренных изменений реализован алгоритм авторизации пользователей. Защита ПК «Энергосфера» и данных соответствует уровню «С» по классификации МИ 3286-2010.

## Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 4 и 5.

Таблица 4 – Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ (активная электрическая энергия и средняя мощность)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы допускаемой относительной погрешности при доверительной вероятности 0,95					
		в нормальных условиях эксплуатации			в рабочих условиях эксплуатации		
		cosφ = 1,0	cosφ = 0,8	cosφ = 0,5	cosφ = 1,0	cosφ = 0,8	cosφ = 0,5
1 – 4 (КТ ТТ 0,2S; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,5S/1,0)	$0,01 \cdot I_n \leq I < 0,02 \cdot I_n$	± 1,6	–	–	–	–	–
	$0,02 \cdot I_n \leq I < 0,05 \cdot I_n$	± 1,6	± 1,8	± 2,5	–	–	–
	$0,05 \cdot I_n \leq I < 0,2 \cdot I_n$	± 1,0	± 1,2	± 1,7	± 1,2	± 1,5	± 2,1
	$0,2 \cdot I_n \leq I < 1,0 \cdot I_n$	± 0,9	± 1,1	± 1,6	± 1,2	± 1,4	± 2,0
	$1,0 \cdot I_n \leq I \leq 1,2 \cdot I_n$	± 0,9	± 1,1	± 1,6	± 1,6	± 1,4	± 2,0

Примечание – В таблице приняты следующие обозначения:  $I_n$  – номинальное значение первичного тока; КТ – класс точности

Таблица 5 – Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ (реактивная электрическая энергия и средняя мощность)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы допускаемой относительной погрешности при доверительной вероятности 0,95			
		в нормальных условиях эксплуатации		в рабочих условиях эксплуатации	
		cosφ = 0,8 sinφ = 0,6	cosφ = 0,5 sinφ = 0,87	cosφ = 0,8 sinφ = 0,6	cosφ = 0,5 sinφ = 0,87
1 – 4 (КТ ТТ 0,2S; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,5S/1,0)	$0,02 \cdot I_n \leq I < 0,05 \cdot I_n$	± 2,5	± 2,1	–	–
	$0,05 \cdot I_n \leq I < 0,2 \cdot I_n$	± 1,7	± 1,4	± 3,0	± 2,7
	$0,2 \cdot I_n \leq I < 1,0 \cdot I_n$	± 1,6	± 1,4	± 3,0	± 2,6
	$1,0 \cdot I_n \leq I \leq 1,2 \cdot I_n$	± 1,6	± 1,4	± 3,0	± 2,6

Нормальные условия эксплуатации:

- 1) параметры сети:
  - напряжение  $0,98 \cdot U_n$  до  $1,02 \cdot U_n$ ;
  - частота от 49,5 до 50,5 Гц;
- 2) температура окружающей среды:
  - для ТТ и ТН: от минус 40 до 40 °С;
  - для счетчиков: от 15 до 25 °С;
- 3) относительная влажность воздуха от 65 до 75 %;
- 4) атмосферное давление от 96 до 104 кПа.

Рабочие условия эксплуатации:

- 1) для ТТ и ТН:
  - а) параметры сети:
    - напряжение от  $0,9 \cdot U_n$  до  $1,1 \cdot U_n$ ;
    - частота от 49 до 51 Гц;
  - б) температура окружающей среды от минус 40 до 40 °С;
- 2) для счетчиков электрической энергии:
  - а) параметры сети:

- напряжение от  $0,9 \cdot U_n$  до  $1,1 \cdot U_n$ ;
- частота от 49 до 51 Гц;
- б) температура окружающей среды от 0 до 35 °С;
- в) индукция внешнего магнитного поля не более 0,5 мТл.

Надежность системных решений обеспечивается резервированием питания счетчиков, УСПД и сервера с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР, резервированием счетчиков электрической энергии, каналов связи и базы данных.

Показатели надежности применяемых в АИИС КУЭ компонентов:

- трансформаторы тока опорные ТОЛ: средняя наработка на отказ 4000000 ч, средний срок службы 30 лет;
- трансформаторы напряжения ЗНОМ-35-65: средняя наработка на отказ 440000 ч, средний срок службы 25 лет;
- счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М: средняя наработка на отказ 165000 ч, средний срок службы 30 лет;
- устройство сбора и передачи данных «ЭКОМ-3000»: средняя наработка на отказ 75000 ч, средний срок службы 20 лет;
- сервер: среднее время восстановления 1 ч, средний срок службы 5 лет.

### Знак утверждения типа

наносится в виде наклейки на титульный лист документа «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ООО «Газпромнефть-Восток» - ПС Урманская, Шингинская. Формуляр».

### Комплектность средства измерений

В комплект АИИС КУЭ входят технические и программные средства, а также документация, приведенные в таблицах 6 – 8 соответственно.

Таблица 6 – Технические средства АИИС КУЭ

Наименование компонентов АИИС КУЭ	Обозначение компонентов	Количество, шт.
<b>ИИК</b>		
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ	12
Трансформаторы напряжения типа	ЗНОМ-35-65	12
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	4
<b>ИВКЭ</b>		
Устройства сбора и передачи данных	«ЭКОМ-3000»	2
<b>ИВК</b>		
Сервер	HP ProLiant DL380 G5	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-16HVS	1
АРМ оператора ООО «Газпромнефть-Восток»		1
GSM/GPRS коммуникатор	PGC.02	4
GSM-модем	iRZ TC65i-485GI	2
Сетевой коммутатор	HP ProCurve swish 2512	2

Таблица 7 – Программные средства АИИС КУЭ

Обозначение ПО	Назначение ПО АИИС КУЭ	Место установки
Microsoft Windows 7	Операционная система	АРМ оператора ООО «Газпром- нефть-Восток»
Microsoft SQL- Server 2005	Система управления базой данных	

Таблица 7 – Программные средства АИИС КУЭ

Обозначение ПО	Назначение ПО АИИС КУЭ	Место установки
Microsoft Windows 2003 Server	Операционная система	Сервер
Microsoft SQL-Server 2005	Система управления базой данных	Сервер
ПК «Энергосфера» в составе модулей: – Сервер опроса; – «AdCenter» (Консоль администратора); – «DataImpEx» (Центр импорта/экспорта); – «ControlAge» (АРМ Энергосфера); – «AdmTool» (Редактор расчетных схем); – Конфигуратор	Программные модули ПК «Энергосфера», предназначенные для: – сбора информации с УСПД и счетчиков; – администрирования БД, резервного копирования, настройки прав пользователей, обновления БД; – обмена данными (стандартные макеты), в т.ч. с использованием электронной цифровой подписи; – отображения журналов событий и результатов измерений, формирования отчетных документов; – создания и редактирования структуры объекта учета, истории замен средств измерений ИИК; – конфигурирования УСПД	Сервер, АРМ оператора ООО «Газпромнефть-Восток»
Конфигуратор СЭТ-4ТМ	ПО для конфигурирования и настройки параметров счетчиков	Переносной компьютер

Таблица 8 – Документация

Наименование	Количество, шт.
1 МП 210-14 ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ООО «Газпромнефть-Восток» - ПС Урманская, Шингинская. Методика поверки	1
2 Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ООО «Газпромнефть-Восток» - ПС Урманская, Шингинская. Формуляр	1
3 Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ООО «Газпромнефть-Восток» - ПС Урманская, Шингинская. Инструкция по эксплуатации	1
4 Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электрической энергии (мощности) ООО «Газпромнефть-Восток» - ПС Урманская, Шингинская. Технический проект АИИС.411711.3145	1
Примечание – В комплект поставки документации также входит техническая документация на компоненты АИИС КУЭ	

### Поверка

осуществляется по документу МП 210-14 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ООО «Газпромнефть-Восток» - ПС Урманская, Шингинская. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Томский ЦСМ» 07 марта 2014 г.

Основные средства поверки:

– средства измерений в соответствии с нормативной и технической документацией по поверке компонентов АИИС КУЭ;

– мультиметр «Ресурс-ПЭ»: пределы допускаемой относительной погрешности измерений напряжения в диапазоне от 15 до 150 мВ  $\pm 2,0$  %, в диапазоне от 15 до 300 В  $\pm 0,2$  %; пределы допускаемой относительной погрешности измерений силы тока в диапазоне от 0,05 до 0,25 А  $\pm 1,0$  %, в диапазоне от 0,25 до 7,5 А  $\pm 0,3$  %; пределы допускаемой абсолютной



погрешности измерений угла фазового сдвига между напряжениями  $\pm 0,1^\circ$ ; пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты  $\pm 0,02$  Гц;

– радиочасы МИР РЧ-02: пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного сигнала 1 Гц по шкале координированного времени UTC (SU)  $\pm 1$  мкс.

### **Сведения о методиках (методах) измерений**

Методика измерений приведена в документе «Рекомендация. ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности системой автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ООО «Газпромнефть-Восток» - ПС Урманская, Шингинская».

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ООО «Газпромнефть-Восток» - ПС Урманская, Шингинская**

1 ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.

2 ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

### **Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

### **Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Роспроект-инжиниринг»  
(ООО «Роспроект-инжиниринг»).

Юридический адрес: 150043, г. Ярославль, ул. Розы Люксембург, д. 22.  
Телефон/факс: (4852) 75-04-79, 72-27-43.

### **Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Томской области» (ФБУ «Томский ЦСМ»).

Юридический адрес: Россия, 634012, Томская обл., г. Томск, ул. Косарева, д.17-а.

Тел. (3822) 55-44-86, факс (3822) 56-19-61, голосовой портал (3822) 71-37-17.

E-mail: [tomsk@tcsms.tomsk.ru](mailto:tomsk@tcsms.tomsk.ru). Сайт: <http://tomskcsm.ru>, <http://томскцсм.рф>.

Аттестат аккредитации ФБУ «Томский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30113-13 от 03.06.2013 г

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2014 г.