

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ООО «ТАТНЕФТЬ-ЭНЕРГОСБЫТ» (ОАО «Татнефть» - управление «Татнефтегазпереработка»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ООО «ТАТНЕФТЬ-ЭНЕРГОСБЫТ» (ОАО «Татнефть» - управление «Татнефтегазпереработка»), (в дальнейшем – АИИС КУЭ ООО «ТАТНЕФТЬ-ЭНЕРГОСБЫТ») предназначена для измерений, коммерческого (технического) учета электрической энергии (мощности), а также автоматизированного сбора, накопления, обработки, хранения и отображения информации об энергоснабжении.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ ООО «ТАТНЕФТЬ-ЭНЕРГОСБЫТ» представляет собой информационно-измерительную систему, состоящую из трех функциональных уровней.

Первый уровень - измерительно-информационный комплекс (далее - ИИК) состоит из установленных на объекте контроля трансформаторов тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторов напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001, счетчика активной электроэнергии и реактивной электроэнергии, вторичных электрических цепей, технических средств каналов передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) выполняет функцию консолидации информации по данной электроустановке либо группе электроустановок. В состав ИВКЭ входят устройства сбора и передачи данных (УСПД) или промконтроллер, обеспечивающий интерфейс доступа к ИИК, технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура, модемы). УСПД предназначены для сбора, накопления, обработки, хранения и отображения первичных данных об электроэнергии и мощности со счетчиков, а также для передачи накопленных данных по каналам связи на уровень ИВК (АРМ).

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК). В состав ИВК входят: промконтроллер (компьютер в промышленном исполнении, далее - сервер); технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура); технические средства для организации функционирования локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации; технические средства обеспечения безопасности локальных вычислительных сетей. ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, автоматической диагностики состояния средств измерений, подготовки отчетов и передачи их различным пользователям.

АИИС КУЭ ООО «ТАТНЕФТЬ-ЭНЕРГОСБЫТ» обеспечивает измерение следующих основных параметров энергопотребления:

- активной (реактивной) электроэнергии за определенные интервалы времени по каналам учета, группам каналов учета и объекту в целом, с учетом временных (тарифных) зон, включая прием и отдачу электроэнергии;
- средних значений активной (реактивной) мощности за определенные интервалы времени по каналам учета, группам каналов учета и объекту в целом;
- календарного времени и интервалов времени.

Измеренные значения активной и реактивной электроэнергии в автоматическом режиме фиксируются в базе данных УСПД и ИВК.

Кроме параметров энергопотребления (измерительной информации) в счетчиках и сервере сбора данных может храниться служебная информация: параметры качества электроэнергии в точке учета, регистрация различных событий, данные о корректировках

параметров, данные о работоспособности устройств, перерывы питания и другая информация. Эта информация может по запросу пользователя передаваться на АРМ.

В АИИС КУЭ ООО «ТАТНЕФТЬ-ЭНЕРГОСБЫТ» измерения и передача данных на верхний уровень происходит следующим образом. Аналоговые сигналы переменного тока с выходов измерительных трансформаторов (для счетчиков трансформаторного включения) поступают на входы счетчиков электроэнергии, которые преобразуют значения входных сигналов в цифровой код. Счетчики производят измерения мгновенных и действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывают активную мощность ($P=U \cdot I \cdot \cos\varphi$) и полную мощность ($S=U \cdot I$). Реактивная мощность (Q) рассчитывается в счетчике по алгоритму $Q=(S^2-P^2)^{0,5}$. Средние значения активной мощности рассчитываются путем интегрирования текущих значений P на 30-минутных интервалах времени. По запросу или в автоматическом режиме измерительная информация направляется в устройство сбора и передачи данных (УСПД). В УСПД происходят косвенные измерения электрической энергии при помощи программного обеспечения, установленного на УСПД, далее информация поступает на сервер ИВК, где происходит накопление и отображение собранной информации при помощи АРМов. Полный перечень информации, передаваемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных электросчетчиков, УСПД, сервера сбора данных ИВК и уровнем доступа АРМа к базе данных на сервере. Для передачи данных, несущих информацию об измеряемой величине от одного компонента к другому, используются проводные линии связи, каналы сотовой связи, телефонные линии связи.

АИИС КУЭ ООО «ТАТНЕФТЬ-ЭНЕРГОСБЫТ» имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков электрической энергии, УСПД, ИВК и имеет нормированную точность. Коррекция часов производится не реже одного раза в сутки, по временным импульсам от устройства синхронизации системного времени (УСВ-2), подключенного к ИВК. Сличение времени сервера БД со временем УСПД осуществляется каждые 60 минут, и корректировка времени выполняется при расхождении времени сервера и УСПД более 1 с. Сличение времени счётчиков электрической энергии со временем УСПД один раз в сутки, корректировка времени счётчиков электрической энергии выполняется при расхождении со временем УСПД ± 2 с.

Для защиты метрологических характеристик системы от несанкционированных изменений (корректировок) предусмотрена аппаратная блокировка, пломбирование средств измерений и учета, кроссовых и клеммных коробок, а также многоуровневый доступ к текущим данным и параметрам настройки системы (электронные ключи, индивидуальные пароли, коды оператора и программные средства для защиты файлов и баз данных).

Основные функции и эксплуатационные характеристики ООО «ТАТНЕФТЬ-ЭНЕРГОСБЫТ» соответствуют техническим требованиям ОАО «АТС» к АИИС КУЭ. Параметры надежности средств измерений АИИС КУЭ ООО «ТАТНЕФТЬ-ЭНЕРГОСБЫТ», трансформаторов напряжения и тока, счетчиков электроэнергии соответствуют техническим требованиям к АИИС КУЭ субъекта ОРЭ. Организация каналов связи для отправки XML макетов 80020, 80040 и 80050 в ОАО «АТС»: рабочий канал - через GSM канал по технологии CSD, модемы Teleofis RX-100 R4 с RS-232 на ИВК. Для непосредственного подключения к отдельным счетчикам (в случае, например, повреждения линии связи) предусматривается использование переносного компьютера типа NoteBook с последующей передачей данных на АРМ.

В АИИС КУЭ ООО «ТАТНЕФТЬ-ЭНЕРГОСБЫТ» обеспечена возможность автономного съема информации со счетчиков. Глубина хранения информации в системе не менее 3,5 года. При прерывании питания все данные и параметры хранятся в энергонезависимой памяти.

Все основные технические компоненты, используемые АИИС КУЭ ООО «ТАТНЕФТЬ-ЭНЕРГОСБЫТ», являются средствами измерений и зарегистрированы в Государственном реестре. Устройства связи, модемы различных типов, пульта оператора,

дополнительные средства вычислительной техники (персональные компьютеры) отнесены к вспомогательным техническим компонентам и выполняют только функции передачи и отображения данных, получаемых от основных технических компонентов.

Программное обеспечение

Программное обеспечение «Пирамида 2000. Сервер» (далее – ПО) строится на базе центров сбора и обработки данных, которые объединяются в иерархические многоуровневые комплексы и служат для объединения технических и программных средств, позволяющих собирать данные коммерческого учета со счетчиков электрической энергии и УСПД.

Пределы допускаемых относительных погрешностей измерений активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ИВК «Пирамида 2000. Сервер» и определяются классом применяемых электросчетчиков.

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерений электроэнергии в ИВК «Пирамида 2000. Сервер», получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

Идентификационные данные программного обеспечения, установленного в АИИС КУЭ ООО «ТАТНЕФТЬ-ЭНЕРГОСБЫТ», приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000. Сервер»

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
модуль, объединяющий драйвера счетчиков	BLD.dll	20.05/ 2010	6C511FE0149ED8D46 B7B7C2B023DB475	MD5
драйвер работы с БД	dbd.dll	20.05/ 2010	02A4BA1C9833668EF 5139252ADAFB807	MD5
драйвер работы с БД	CfgDlgS.dll 1	20.05/ 2010	D784B903DC21ABCB BEF992021874AE2C	MD5
драйвер работы с макетами форматов 800x0	DD800x0.dll	20.05/ 2010	4F356F356A50370247 62198E277BDE8E	MD5

драйвера кэширования и опроса данных контроллеров и счетчиков	cacheS1.dll	20.05/ 2010	49CFB5D88050ACFD 8009F86EA90559E0	MD5
	cacheS10.dll	20.05/ 2010	DBFF7BA9DF0B728B 6637A9F6E33AB3BB	MD5
	sicon1.dll	20.05/ 2010	B468BADC57F6B61C 8275DB462CE519B0	MD5
	sicons10.dll	20.05/ 2010	613ABA96D62A90692 58C7F336A1DA06A	MD5
	sicons102.dll	20.05/ 2010	E05B10321674419F06 65AAFE2DDD28EF	MD5
	sicons50.dll	20.05/ 2010	CC111665356931EA8 D296A1B6EAD576A	MD5
	SET4TM02.dll	20.05/ 2010	4364FF153589A05672 5948BFBCE03163	MD5

Защита программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует «среднему» уровню по Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2– Метрологические и технические характеристики

Параметр	Значение
Пределы допускаемых значений относительной погрешности измерения электрической энергии.	Значения пределов допускаемых погрешностей приведены в таблице 5
Параметры питающей сети переменного тока: напряжение, В частота, Гц	220± 22 50 ± 0,4
Температурный диапазон окружающей среды для: - счетчиков электрической энергии, °С - трансформаторов тока и напряжения, °С	от +10 до +35 от +10 до +35
Индукция внешнего магнитного поля в местах установки счетчиков, не более, мТл	0,5
Мощность, потребляемая вторичной нагрузкой, подключаемой к ТТ и ТН, % от номинального значения	от 25 до 100
Потери напряжения в линии от ТН к счетчику, не более, %	0,25
Первичные номинальные напряжения, кВ	6; 0,4
Первичные номинальные токи, кА	3; 2; 0,6; 0,3; 0,1
Номинальное вторичное напряжение, В	100
Номинальный вторичный ток, А	5
Количество точек учета, шт	14
Интервал задания границ тарифных зон, минут	30
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов, не более, секунд	±5
Средний срок службы системы, лет	15

Таблица 3 - Пределы допускаемых относительных погрешностей ИК при измерении электрической энергии для рабочих условий эксплуатации, d_s , %.

№ ИК	$\cos \varphi$ ($\sin \varphi$)	$\delta_{1(2)\%I}$ $I_{1(2)\%} \leq I < I_{5\%}$	$\delta_{5\%I}$ $I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	$\delta_{20\%I}$ $I_{20\%} \leq I < I_{100\%}$	$\delta_{100\%I}$ $I_{100\%} \leq I \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1-10,13,14	1	Не нормируется	$\pm 1,9$	$\pm 1,2$	$\pm 1,0$
	0,8 (инд.)	Не нормируется	$\pm 2,9$	$\pm 1,7$	$\pm 1,4$
	0,5 (инд.)	Не нормируется	$\pm 5,5$	$\pm 3,0$	$\pm 2,3$
	0,8 (0,60)	Не нормируется	$\pm 4,6$	$\pm 2,8$	$\pm 2,3$
	0,5 (0,87)	Не нормируется	$\pm 2,9$	$\pm 1,9$	$\pm 1,7$
11,12	1	Не нормируется	$\pm 1,8$	$\pm 1,1$	$\pm 0,9$
	0,8 (инд.)	Не нормируется	$\pm 2,9$	$\pm 1,6$	$\pm 1,2$
	0,5 (инд.)	Не нормируется	$\pm 5,3$	$\pm 2,7$	$\pm 1,9$
	0,8 (0,60)	Не нормируется	$\pm 4,5$	$\pm 2,6$	$\pm 2,1$
	0,5 (0,87)	Не нормируется	$\pm 2,9$	$\pm 1,8$	$\pm 1,6$

Пределы допускаемой относительной погрешности измерения средней получасовой мощности и энергии для любого измерительного канала системы на интервалах усреднения получасовой мощности, на которых не производится корректировка времени (d_p), рассчитываются по следующей формуле (на основании считанных по цифровому интерфейсу показаний счетчика о средней получасовой мощности, хранящейся в счетчике в виде профиля нагрузки в импульсах):

$$d_p = \pm \sqrt{d_s^2 + \frac{K_e \cdot 100\% \cdot \delta^2}{1000 P T_{cp} \cdot \delta}}, \text{ где}$$

d_p - пределы допускаемой относительной погрешности измерения средней получасовой мощности и энергии, в %;

d_s - пределы допускаемой относительной погрешности системы из табл.3 при измерении электроэнергии, в %;

K - масштабный коэффициент, равный общему коэффициенту трансформации трансформаторов тока и напряжения;

K_e - внутренняя константа счетчика (величина эквивалентная 1 импульсу, выраженному в Вт•ч);

T_{cp} - интервал усреднения мощности, выраженный в часах;

R - величина измеренной средней мощности с помощью системы на данном интервале усреднения, выраженная в кВт.

Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерения средней мощности для любого измерительного канала системы на интервалах усреднения мощности, на которых производится корректировка времени, рассчитываются по следующей формуле:

$$d_{p, \text{корр.}} = \frac{Dt}{3600 T_{cp}} \cdot 100\%, \text{ где}$$

Dt - величина произведенной корректировки значения текущего времени в счетчиках (в секундах);

T_{cp} - величина интервала усреднения мощности (в часах).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульных листах эксплуатационной документации системы типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входят:

- средства измерения, приведенные в таблицах 4 и 5;
- документация и ПО, представлены в таблице 6.

Таблица 4 – Состав ИИК АИИС КУЭ ООО «ТАТНЕФТЬ-ЭНЕРГОСБЫТ»

Канал учета		Средство измерений	
№ ИК	Наименование объекта учета (измерительного канала)	Вид СИ	Обозначение, тип, метрологические характеристики
1	2	3	4
1	ПС №110, ЗРУ 6кВ, 1 с.ш., яч.№19	ТН	НТМИ-6, № 1119 Коэфф.тр. 6000/100, Кл.т. 0,5 № Гос.р. 380-49
		ТТ	ТПШФА-10 №7524 А, №10322 С, Коэфф.тр. 3000/5, Кл.т. 0,5, № Гос.р. 519-50
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.00, № 0811141314, Кл.т. 0,2S/0,5, Ином = 5 А, R=5 000 имп./кВ·тч, № Гос.р. 36697-12

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
2	ПС №110, ЗРУ 6кВ, 2 с.ш., яч.№22	ТН	НТМИ-6, № 3370 Коэфф.тр. 6000/100, Кл.т. 0,5 № Гос.р. 380-49
		ТТ	ТПШФА-10 № 9654 А, № 10319 С, Коэфф.тр. 3000/5, Кл.т. 0,5, № Гос.р. 519-50
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.00, № 0811141356, Кл.т. 0,2S/0,5, Ином = 5 А, R=5 000 имп./кВт·ч, № Гос.р. 36697-12
3	ПС №110, ЗРУ 6кВ, 3 с.ш., яч.№43	ТН	НТМИ-6, № 1267 Коэфф.тр. 6000/100, Кл.т. 0,5 № Гос.р. 380-49
		ТТ	ТПШФА-10 № 10324 А, № 10221 С, Коэфф.тр. 3000/5, Кл.т. 0,5, № Гос.р. 519-50
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.00, № 0811141258, Кл.т. 0,2S/0,5, Ином = 5 А, R=5 000 имп./кВт·ч, № Гос.р. 36697-12
4	ПС №110, ЗРУ 6кВ, 4 с.ш., ф.№46	ТН	НТМИ-6-66-У1, № 3134 Коэфф.тр. 6000/100, Кл.т. 0,5 № Гос.р. 2611-70
		ТТ	ТПШФА-10 № 10080 А, № 10320 С, Коэфф.тр. 3000/5, Кл.т. 0,5, № Гос.р. 519-50
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.00, № 0811141223, Кл.т. 0,2S/0,5, Ином = 5 А, R=5 000 имп./кВт·ч, № Гос.р. 36697-12

5	ПС №98, ЗРУ 6кВ, 1 с.ш., яч.№11	ТН	НТМИ-6, № 316 Коэфф.тр. 6000/100, Кл.т. 0,5 № Гос.р. 380-49
		ТТ	ТПШЛ-10 № 2723 А, № 3719 С, Коэфф.тр. 2000/5, Кл.т. 0,5, № Гос.р. 1423-60
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.00, № 0811140654, Кл.т. 0,2S/0,5, Ином = 5 А, R=5 000 имп./кВт·ч, № Гос.р. 36697-12
6	ПС №98, ЗРУ 6кВ, 2 с.ш., яч.№12	ТН	НТМИ-6, № 671 Коэфф.тр. 6000/100, Кл.т. 0,5 № Гос.р. 380-49
		ТТ	ТПШЛ-10 № 4776 А, № 4505 С, Коэфф.тр. 2000/5, Кл.т. 0,5, № Гос.р. 1423-60
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.00, № 0811140647, Кл.т. 0,2S/0,5, Ином = 5 А, R=5 000 имп./кВт·ч, № Гос.р. 36697-12
7	ПС №98, ЗРУ 6кВ, 3 с.ш., яч.№37	ТН	НТМК-6, № 215 Коэфф.тр. 6000/100, Кл.т. 0,5 № Гос.р. 323-49
		ТТ	ТПШЛ-10 № 3703 А, № 4066 С, Коэфф.тр. 2000/5, Кл.т. 0,5, № Гос.р. 1423-60
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.00, № 0811140661, Кл.т. 0,2S/0,5, Ином = 5 А, R=5 000 имп./кВт·ч, № Гос.р. 36697-12
8	ПС №98, ЗРУ 6кВ, 4 с.ш., яч.№48	ТН	НТМК -6, № 405 Коэфф.тр. 6000/100, Кл.т. 0,5 № Гос.р. 323-49
		ТТ	ТПШЛ-10 № 3974 А, № 3707 С, Коэфф.тр. 2000/5, Кл.т. 0,5, № Гос.р. 1423-60
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.00, № 0811141209, Кл.т. 0,2S/0,5, Ином = 5 А, R=5 000 имп./кВт·ч, № Гос.р. 36697-12
9	ПС ЗАЙ ЗРУ 6кВ, яч.8А МУП АТУ	ТН	ЗНИОЛ-6-100, № 3861140000001/1, 3861140000001/2, 3861140000001/3, Коэфф.тр. 6000/100, Кл.т. 0,5, № Гос.р. 25927-09
		ТТ	ТЛК-10-6,А № 3861140000015,С № 3861140000017, В № 3861140000016, Коэфф.тр. 300/5, Кл.т. 0,5, № Гос.р. 42683- 09
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.00, № 0811140626, Кл.т. 0,2S/0,5, Ином = 5 А, R=5 000 имп./кВт·ч, № Гос.р. 36697-12
10	ПС №100 ЗРУ 6кВ яч. 23 МУП АТУ	ТН	ЗНИОЛ-6-100, № 3861140000003/1, 3861140000003/2, 3861140000003/3, Коэфф.тр. 6000/100, Кл.т. 0,5, № Гос.р. 25927-09
		ТТ	ТЛК-10-6,А № 3861140000018,С № 3861140000020, В № 3861140000019, Коэфф.тр. 300/5, Кл.т. 0,5, № Гос.р. 42683- 09
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.00, № 0811140682, Кл.т. 0,2S/0,5, Ином = 5 А, R=5 000 имп./кВт·ч, № Гос.р. 36697-12
11	ПС №100 ЗРУ-6кВ, яч.29 ТП ООО "ТН- АЗС Центр"	ТН	-
		ТТ	Т-0,66-3,А № 196075, С № 196076, В № 196077, Коэфф.тр. 600/5, Кл.т. 0,5, № Гос.р. 22656-07
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.08, № 0809141281, Кл.т. 0,2S/0,5, Ином = 5 А, R=5 000 имп./кВт·ч, № Гос.р. 36697-12

12	ПС №100 ЗРУ-6кВ, яч. 36, ТП ООО "ТН-АЗС Центр"	ТН	-
		ТТ	Т-0,66-3,А № 196078, С № 196079, В № 196080, Коэфф.тр. 600/5, Кл.т. 0,5, № Гос.р. 22656-07
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.08, № 0807141247, Кл.т. 0,2S/0,5, Ином = 5 А, R=5 000 имп./кВт·ч № Гос.р. 36697-12
13	ПС ЗАЙ ЗРУ-6кВ, яч. 15 ОАО ТЭСб	ТН	ЗНИОЛ-6-100, № 3861140000001/1, 3861140000001/2, 3861140000001/3, Коэфф.тр. 6000/100, Кл.т. 0,5, № Гос.р. 25927-09
		ТТ	ТЛК-10-6,А № 38611400000024,С № 38611400000026, В № 38611400000025, Коэфф.тр. 100/5, Кл.т. 0,5, № Гос.р. 42683-09
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.00, № 0811140689, Кл.т. 0,2S/0,5, Ином = 5 А, R=5 000 имп./кВт·ч, № Гос.р. 36697-12
14	ПС ЦРП ЗРУ-6кВ, яч.06, ОАО ТЭСб	ТН	ЗНОЛП-НТЗ-6, № 00069, 00070, 00071, Коэфф.тр. 6000/100 Кл.т. 0,5, № Гос.р. 51676-12
		ТТ	ТОЛ-НТЗ, А № 25092, С № 25123, В № 25205, Коэфф.тр. 100/5, Кл.т. 0,5, № Гос.р. 51679-12
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.00, № 0811140675, Кл.т. 0,2S/0,5, Ином = 5 А, R=5 000 имп./кВт·ч, № Гос.р. 36697-12

Таблица 5 - Перечень оборудования, входящего в состав АИИС КУЭ ООО «ТАТНЕФТЬ-ЭНЕРГОСБЫТ».

Тип, № Госреестра	зав. №	Номер измерительного канала
«ИКМ-Пирамида» № Гос.р. 45270-10	477	1 - 14
Устройство синхронизации времени УСВ-2 № 41681-10	2901	1 - 14
УСПД СИКОН С70, № Гос.р. 28822-05	7451	1 - 2
УСПД СИКОН С70, № Гос.р. 28822-05	7452, 7453	3 - 5
УСПД СИКОН С70, № Гос.р. 28822-05	7454	6 - 14

Таблица 6

Наименование программного обеспечения, вспомогательного оборудования и документации	Необходимое количество для АИИС КУЭ ООО «ТАТНЕФТЬ-ЭНЕРГОСБЫТ»
Программный пакет «Пирамида 2000. Сервер».	Один
Программное обеспечение электросчетчиков СЭТ-4ТМ.03М	Один
Формуляр (ЭТП 278.234.00.05 ФО)	1(один) экземпляр
Методика поверки (ЭТП 278.234.00.07 МП)	1(один) экземпляр
Эксплуатационная документация (ЭТП 278.234.00.04 ЭД)	1(один) экземпляр

Поверка

осуществляется по документу ЭТП 278.234.00.07 МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ООО «ТАТНЕФТЬ-ЭНЕРГОСБЫТ» (ОАО «Татнефть» - управление «Татнефтегазпереработка»). Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в марте 2015 г.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;
- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки счетчиков электрической энергии многофункциональных СЭТ-4ТМ.03М в соответствии с методикой поверки «Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03М. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованной ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04.12.2007 г.;
- средства поверки УСВ-2 в соответствии с методикой поверки, утвержденной ВНИИФТРИ в 2004 г.
- средства поверки контроллеров УСПД «СИКОН С70» в соответствии с методикой поверки «Контроллеры сетевые промышленные. СИКОН С70. Методика поверки» ВЛСТ 166.00.000 И1, утвержденной ФГУП «ВНИИМС» в мае 2008 г.;
- радиочасы «МИР РЧ-01», пределы допускаемой погрешности привязки переднего фронта выходного импульса к шкале координированного времени UTC, ± 1мкс, № Госреестра 27008-04.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-

измерительной коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ООО «ТАТНЕФТЬ-ЭНЕРГОСБЫТ» (ОАО Татнефть» - управление «Татнефтегазпереработка») ЭТП 278.234.00.06 МИ».

Нормативные документы, устанавливающие требования к «Системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ООО «ТАТНЕФТЬ-ЭНЕРГОСБЫТ» (ОАО «Татнефть» - управление «Татнефтегазпереработка»)

1. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
2. ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
3. ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- осуществление торговли.

Изготовитель

ООО «ЭнергоТехПроект»

Адрес: 423810, Россия, Республика Татарстан, г. Набережные Челны, проспект Московский, 118

тел./факс: (8552) 599-533,598-931, 599-508;

e-mail: ETP@energotp.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Тел./факс: (495)437-55-77 / 437-56-66;

E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель

Руководителя Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии

С.С. Голубев

М.п. «___» _____ 2015 г.