

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части АО «Транснефть-Урал» по объекту ЛПДС «Салават»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части АО «Транснефть-Урал» по объекту ЛПДС «Салават» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной отдельными технологическими объектами, сбора, хранения, обработки и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Измерительно-информационные каналы (ИИК) АИИС КУЭ состоят из трех уровней:

Первый уровень – измерительно-информационные комплексы точек учета (ИИК ТУ), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН), счетчики электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи, для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя ИВК АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» (Госреестр № 54083-13), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (один раз в 30 мин) 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 результатов участникам ОРЭМ, прием информации о результатах измерений и состоянии средств измерений от смежных субъектов ОРЭМ;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, 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 (синхронизация часов АИИС КУЭ);
- передача журналов событий счетчиков.

На первом уровне первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным цепям

поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

На втором уровне цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется накопление, хранение измерительной информации и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На третьем уровне выполняется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН и дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности через каналы связи.

Результаты измерений электроэнергии (W , кВт·ч, Q , квар·ч) передаются в целых числах и соотнесены с единым календарным временем.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. В СОЕВ входят часы устройств синхронизации времени (УСВ), счетчиков, УСПД, ИВК. В качестве устройства синхронизации времени на уровне ИВК используются два сервера синхронизации времени ССВ-1Г, (Госреестр СИ № 39485-08), входящие в состав центра сбора и обработки данных (далее - ЦСОД) АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» (Госреестр № 54083-13). ССВ-1Г непрерывно обрабатывает данные, поступающие от антенного блока и содержащие точное время UTC спутниковой навигационной системы. Информация о точном времени распространяется устройством в сети ТСР/IP согласно протоколу NTP (Network Time Protocol). ССВ-1Г формирует сетевые пакеты, содержащие оцифрованную метку всемирного координированного времени, полученного по сигналам спутниковой навигационной системы ГЛОНАСС, с учетом задержки на прием пакета и выдачу ответного отклика. ССВ-1Г обеспечивает постоянное и непрерывное обновление данных на сервере уровня ИВК.

В качестве устройства синхронизации времени на уровне ИВКЭ используется УСПД ЭКОМ 3000 со встроенным GPS-модулем.

Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом обращении УСПД к счетчикам, но не реже одного раза в 30 мин. Синхронизация часов счетчиков осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков и УСПД на величину более чем ± 1 с.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части программного обеспечения (ПО) АИИС КУЭ представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения (ПО)

Идентификационные данные (признаки)	Метрологически значимая часть ПО
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 7.1
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	СВЕВ6F6СА69318ВЕD976Е08А2ВВ7814В
Другие идентификационные данные (если имеются)	pso_metr.dll, версия 1.1.1.1

Программное обеспечение не влияет на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню высокий по Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ приведен в Таблице 2.

Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ приведены в Таблицах 3 – 7 .

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИИК	Наименование объекта	Состав ИИК					Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВКЭ	ИВК	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ЛПДС «Салават», ЗРУ-6кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. №1	ТПОЛ -10 1000/5 Кл.т. 0,5S Зав. № ф. А № 20921; ф. В № 20922; ф. С № 21352. Госреестр № 47958-11	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № ХУАВ. Госреестр № 2611-70	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0807131564; Госреестр № 36697-12	ЭКОМ-3000 Зав. № 03134663 Госреестр № 17049-09	HP Proliant DL360 G8	активная реактивная
2	ЛПДС «Салават», ЗРУ-6кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. №23	ТПОЛ -10 1000/5 Кл.т. 0,5S Зав. № ф. А № 22950; ф. В № 22951; ф. С № 22954. Госреестр № 47958-11	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № АУХТ. Госреестр № 2611-70	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0807131621; Госреестр № 36697-12			активная реактивная
3	ЛПДС «Салават», ЗРУ-6кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. №11	ТПОЛ -10 300/5 Кл.т. 0,5S Зав. № ф. А № 23154; ф. В № 23155; ф. С № 23118. Госреестр № 47958-11	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № ХУАВ. Госреестр № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0109052034; Госреестр № 27524-04			активная реактивная
4	ЛПДС «Салават», ЗРУ-6кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. №17	ТПОЛ -10 300/5 Кл.т. 0,5S Зав. № ф. А № 23188; ф. В № 23189; ф. С № 23119. Госреестр № 47958-11	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № АУХТ. Госреестр № 2611-70	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0807131594; Госреестр № 36697-12			активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
5	ЛПДС «Салават», ТП-3 250 кВА, секция 0,4 кВ, АХЗ, Узел связи «УПТУС», Гараж	ТОП-0,66 50/5 Кл.т. 0,5S Зав. № ф. А № 3065076; ф. В № 3064619; ф. С № 3065083. Госреестр № 47959-11	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0807131714; Госреестр № 36697-12	ЭКОМ-3000 Зав. № 03134663 Госреестр № 17049-09	HP Proliant DL360 G8	активная реактивная
6	ЛПДС «Салават», ТП-3 250 кВА, секция 0,4 кВ, Узел связи ОАО «Телекомнефт епродукт»	ТОП-0,66 50/5 Кл.т. 0,5S Зав. № ф. А № 3060468; ф. В № 3062072; ф. С № 3062073. Госреестр № 47959-11	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0807131756; Госреестр № 36697-12			активная реактивная
7	ЛПДС «Салават», ТП-2 630 кВА, РУ-0,4 кВ, АВ №3, ООО «Газпром добыча Оренбург»	ТОП-0,66 50/5 Кл.т. 0,5S Зав. № ф. А № 3064610; ф. В № 3065074; ф. С № 3064600. Госреестр № 47959-11	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0807130051; Госреестр № 36697-12			активная реактивная
8	ЛПДС «Салават», ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. №6, Ишимбайские эл. сети ООО «БЭ»	ТПОЛ-10 150/5 Кл.т. 0,5S Зав. № ф. А № 2694; ф. В № 2708; ф. С № 2787. Госреестр № 1261-08	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № ХУАВ. Госреестр № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0807131487; Госреестр № 36697-08			активная реактивная
9	ЛПДС «Салават» Туймазинское НУ, ЗРУ-6кВ, яч. 1	ТЛО-10 300/5 Кл.т. 0,5S Зав. № ф. А № 34923; ф. В № 34924; ф. С № 34925. Госреестр № 25433-11	ЗНОЛ.06 6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Зав. № ф. А № 14788; ф. В № 14380; ф. С № 13340. Госреестр № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0108054137; Госреестр № 27524-04			активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
10	ЛПДС «Салават» Туймазинское НУ, ЗРУ-6кВ, яч. 29	ТЛО-10 300/5 Кл.т. 0,5S Зав. № ф. А № 34926; ф. В № 34927; ф. С № 34928. Госреестр № 25433-11	ЗНОЛ.06 6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Зав. № ф. А № 17446; ф. В № 14489; ф. С № 14851. Госреестр № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0109053135; Госреестр № 27524-04	ЭКОМ-3000 Зав. № 03134663 Госреестр № 17049-09	HP Proliant DL360 G8	активная реактивная

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ

Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИИК	cosφ	d _{1(2)%,}	d _{5%,}	d _{20%,}	d _{100%,}
		I _{1(2)%} £ I _{изм} < I _{5%}	I _{5%} £ I _{изм} < I _{20%}	I _{20%} £ I _{изм} < I _{100%}	I _{100%} £ I _{изм} < I _{120%}
1 – 4, 8 - 10	1,0	±1,8	±1,1	±0,9	±0,9
	0,9	±2,3	±1,3	±1,0	±1,0
	0,8	±2,9	±1,6	±1,2	±1,2
(Сч. 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,7	±3,5	±1,9	±1,5	±1,5
	0,5	±5,4	±3,0	±2,2	±2,2
Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИИК	sinφ	d _{1(2)%,}	d _{5%,}	d _{20%,}	d _{100%,}
		I _{1(2)%} £ I _{изм} < I _{5%}	I _{5%} £ I _{изм} < I _{20%}	I _{20%} £ I _{изм} < I _{100%}	I _{100%} £ I _{изм} < I _{120%}
1, 2, 4, 8	0,9	±5,8	±3,8	±2,7	±2,7
	0,8	±4,1	±2,9	±2,1	±2,1
(Сч. 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,7	±3,4	±2,5	±1,8	±1,8
	0,5	±2,7	±2,1	±1,5	±1,5
3, 9, 10	0,9	±7,0	±3,5	±3,0	±2,6
	0,8	±6,7	±2,5	±1,8	±1,8
(Сч. 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,7	±6,6	±2,0	±1,5	±1,5
	0,5	±6,6	±1,6	±1,2	±1,2
Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИИК	cosφ	d _{1(2)%,}	d _{5%,}	d _{20%,}	d _{100%,}
		I _{1(2)%} £ I _{изм} < I _{5%}	I _{5%} £ I _{изм} < I _{20%}	I _{20%} £ I _{изм} < I _{100%}	I _{100%} £ I _{изм} < I _{120%}
1 – 4, 8 - 10	1,0	±1,9	±1,2	±1,0	±1,0
	0,9	±2,4	±1,5	±1,2	±1,2
	0,8	±2,9	±1,7	±1,4	±1,4
(Сч. 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,7	±3,6	±2,1	±1,6	±1,6
	0,5	±5,5	±3,0	±2,3	±2,3

Продолжение таблицы 3

Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИИК	sinφ	d _{1(2)%,}	d _{5 %,}	d _{20 %,}	d _{100 %,}
		I _{1(2) %} I _{изм} < I _{5 %}	I _{5 %} I _{изм} < I _{20 %}	I _{20 %} I _{изм} < I _{100%}	I _{100 %} I _{изм} < I _{120%}
1, 2, 4, 8	0,9	±6,0	±4,0	±3,0	±3,0
	0,8	±4,3	±3,1	±2,4	±2,4
(Сч. 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,7	±3,6	±2,8	±2,1	±2,1
	0,5	±3,0	±2,4	±1,9	±1,9
3, 9, 10	0,9	±8,2	±3,8	±3,1	±2,7
	0,8	±7,5	±2,8	±2,0	±2,0
(Сч. 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,7	±7,3	±2,3	±1,7	±1,7
	0,5	±7,0	±1,9	±1,4	±1,4

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ

Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИИК	cosφ	d _{1(2)%,}	d _{5 %,}	d _{20 %,}	d _{100 %,}
		I _{1(2) %} I _{изм} < I _{5 %}	I _{5 %} I _{изм} < I _{20 %}	I _{20 %} I _{изм} < I _{100%}	I _{100 %} I _{изм} < I _{120%}
5 - 7	1,0	±1,7	±0,9	±0,6	±0,6
	0,9	±2,2	±1,1	±0,8	±0,8
	0,8	±2,7	±1,4	±0,9	±0,9
(Сч. 0,2S; ТТ 0,5S; ТН -)	0,7	±3,4	±1,7	±1,2	±1,2
	0,5	±5,3	±2,7	±1,8	±1,8
Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИИК	sinφ	d _{1(2)%,}	d _{5 %,}	d _{20 %,}	d _{100 %,}
		I _{1(2) %} I _{изм} < I _{5 %}	I _{5 %} I _{изм} < I _{20 %}	I _{20 %} I _{изм} < I _{100%}	I _{100 %} I _{изм} < I _{120%}
5 - 7	0,9	±5,6	±3,5	±2,3	±2,3
	0,8	±4,0	±2,7	±1,8	±1,8
(Сч. 0,5; ТТ 0,5S; ТН -)	0,7	±3,3	±2,3	±1,5	±1,5
	0,5	±2,6	±2,0	±1,3	±1,3
Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИИК	cosφ	d _{1(2)%,}	d _{5 %,}	d _{20 %,}	d _{100 %,}
		I _{1(2) %} I _{изм} < I _{5 %}	I _{5 %} I _{изм} < I _{20 %}	I _{20 %} I _{изм} < I _{100%}	I _{100 %} I _{изм} < I _{120%}
5 - 7	1,0	±1,8	±1,0	±0,8	±0,8
	0,9	±2,3	±1,3	±1,0	±1,0
	0,8	±2,8	±1,5	±1,1	±1,1
(Сч. 0,2S; ТТ 0,5S; ТН -)	0,7	±3,5	±1,9	±1,3	±1,3
	0,5	±5,3	±2,8	±1,9	±1,9
Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИИК	sinφ	d _{1(2)%,}	d _{5 %,}	d _{20 %,}	d _{100 %,}
		I _{1(2) %} I _{изм} < I _{5 %}	I _{5 %} I _{изм} < I _{20 %}	I _{20 %} I _{изм} < I _{100%}	I _{100 %} I _{изм} < I _{120%}
5 - 7	0,9	±5,8	±3,7	±2,7	±2,7
	0,8	±4,2	±2,9	±2,2	±2,2
(Сч. 0,5; ТТ 0,5S; ТН -)	0,7	±3,5	±2,6	±2,0	±2,0
	0,5	±2,9	±2,3	±1,8	±1,8

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сут.

Примечания:

1. Погрешность измерений $d_{1(2)\%P}$ и $d_{1(2)\%Q}$ для $\cos j = 1,0$ нормируется от $I_{1\%}$, а погрешность измерений $d_{1(2)\%P}$ и $d_{1(2)\%Q}$ для $\cos j < 1,0$ нормируется от $I_{2\%}$.
2. Характеристики погрешности ИИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовая);
3. В качестве характеристик погрешности ИИК установлены пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при доверительной вероятности, равной 0,95;
4. Нормальные условия:
параметры сети: напряжение: от $0,98U_{ном}$ до $1,02U_{ном}$; ток: от $1,0I_{ном}$ до $1,2I_{ном}$,
 $\cos j = 0,9$ инд.;
температура окружающей среды от $+ 15$ до $+ 25$ °С.
5. Рабочие условия:
 - напряжение питающей сети $0,9U_{ном}$ до $1,1U_{ном}$;
 - сила тока от $0,01I_{ном}$ до $1,2I_{ном}$;температура окружающей среды:
 - для счетчиков электроэнергии от $+ 5$ до $+ 35$ °С;
 - для УСПД от $+ 5$ до $+ 35$ °С;
 - для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;
 - для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001.
6. Трансформаторы тока изготовлены по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, для ИИК № 3, 9, 10 по ГОСТ 30206-94; в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52425-2005, для ИИК № 3, 9, 10 по ГОСТ 26035-83.
7. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков электроэнергии, УСПД на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками такими же, как у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ, как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчики СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее 90000 часов;
- счетчики СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов;
- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее 75000 часов;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее 264599 ч, среднее время восстановления работоспособности 1 ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания УСПД с помощью источника бесперебойного – питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи;

В журналах событий фиксируются факты:

журнал счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;

журнал УСПД:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;

- коррекции времени в счетчике и УСПД;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком;
- выключение и включение УСПД;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
- УСПД;
- сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчик;
 - УСПД;
 - сервер.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована);
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерения приращений электроэнергии на интервалах 3 мин; 30 мин; 1 сутки (функция автоматизирована);
- сбор результатов измерений – не реже 1 раза в сутки (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчики - 30-минутные приращения активной и реактивной электроэнергии каждого массива профиля составляет 2712 часов (113 суток);
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу и электропотребления (выработки) за месяц по каждому каналу и по группам измерительных каналов не менее - 60 суток; сохранение информации при отключении питания – 10 лет;
- сервер БД - 30-минутные приращения активной и реактивной электроэнергии по всем точкам измерений не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ указана в таблице 6.

Таблица 6 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Кол., шт
1	2	3
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	15
Трансформатор тока	ТЛО-10	6
Трансформатор тока	ТОП-0,66	9
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	4
	СЭТ-4ТМ.03М.08	3

Продолжение таблицы 6

1	2	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	3
УСПД (УССВ)	ЭКОМ-3000	1
Радиомодем	RMD400-1-PR5	4
Радиомодем	Невод-5	2
Маршрутизатор	Cisco 881	1
Модем	ZyXEL U-336	1
ИБП шкаф КУУиА	APC Smart-UPS 420	1
GSM-модем	PGC.02	4
ИБП шкаф КУУиА	APC Smart-UPS 420	1
Сервер БД ОАО «АК «Транснефть»	HP Proliant DL360 G8	1
Методика поверки	РТ-МП-3320-500-2016	1
Паспорт	П-047-АИИС КУЭ.ПТ	1

Поверка

осуществляется по документу РТ-МП-3320-500-2016 «ГСИ. Система автоматизированная информационно–измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части АО «Транснефть-Урал» по объекту ЛПДС «Салават». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» в июне 2016 года.

Знак поверки, в виде оттиска поверительного клейма, наносится на свидетельство о поверке.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – по методике поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденной ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2007 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03 – по методике поверки ИЛГШ.411152.124РЭ1, утвержденной ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2004 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М - по методике поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1, часть 2 согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2012 г.;
- УСПД ЭКОМ-3000 - по методике поверки по методике ПБКМ.421459.003 МП, утвержденной ГЦИ СИ ВНИИМС в 2009 г.;

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений приведен в документе: СЭС-011-МИ «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием измерительно-информационных комплексов АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части АО «Транснефть-Урал» по объекту ЛПДС «Салават».

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части АО «Транснефть-Урал» по объекту ЛПДС «Салават»

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

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

Изготовитель

ООО «СпецЭнергоСервис»

ИНН 0276140661

Адрес: 450081, РФ, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Баязита Бикбая, д. 19/1, к. 371

Телефон/Факс (347) 262 74 67

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект д.31

Тел.: +7(495)544-00-00, +7(499)129-19-11

Факс: +7(499)124-99-96

E-mail: info@rostest.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA. RU.310639 от 16.04.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

«___» _____ 2016 г.