

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматическое выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, мощности на 30-минутных интервалах;
- периодический (1 раз в 30 минут, час, сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии с дискретностью учета (30 мин) и данных о состоянии средств измерений;
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностику и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2S, 0,5S по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03 (счетчики) класса точности 0,2S по ГОСТ Р 52323-2005 для активной электроэнергии; класса точности 0,5 по ГОСТ Р 52425-2005 для реактивной электроэнергии, установленные на объектах, указанных в таблице 2.

Второй уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД) СИКОН С70, устройство синхронизации времени (УСВ) УСВ-2 (Госреестр № 41681-10), каналобразующую аппаратуру.

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, сервер опроса, сервер приложений, сервер резервного копирования, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), серверы синхронизации времени ССВ-1Г (Госреестр СИ № 38424-08) и программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера».

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 вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

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

На верхнем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы (счетчиков, УСПД и ИВК). Задача синхронизации времени решается использованием службы единого координированного времени UTC. Для его трансляции используется спутниковая система глобального позиционирования ГЛОНАСС/GPS. Синхронизация показаний часов компонентов уровня ИВК АИИС КУЭ с единым координированным временем обеспечивается двумя серверами синхронизации времени ССВ-1Г, (Госреестр СИ № 39485-08), входящими в состав центра сбора и обработки данных (далее - ЦСОД) АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть». 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. Сервер синхронизации времени обеспечивает постоянное и непрерывное обновление данных на сервере ИВК.

В качестве устройства синхронизации времени на уровне ИВКЭ используется УСВ-2 к которому подключен GPS-приемник. УСВ-2 осуществляют прием сигналов точного времени непрерывно.

Сравнение показаний часов УСВ-2 и УСПД происходит непрерывно. Синхронизация часов УСВ-2 и УСПД осуществляется при расхождении показаний часов УСВ-2 и УСПД на величину более чем ± 1 мс.

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ, используется программный комплекс (ПК) «Энергосфера» в состав которого входит специализированное ПО указанное в таблице 1. ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – высокий (в соответствии с Р 50.2.077-2014).

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ нормированы с учетом ПО.

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 7.0
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	СВЕВ6F6СА69318BED976Е08А2ВВ7814В
Другие идентификационные данные (если имеются)	pso_metr.dll, версия 1.1.1.1

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ приведен в Таблице 2.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в Таблицах 3 – 5.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование объекта	Состав ИК					Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВКЭ	ИВК	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ЛПДС «Юргамыш», ЗРУ-6кВ, ТОН-2, 1с.ш., яч. №1, Ввод №1	ТОЛ-СЭЩ-10 400/5 Кл.т. 0,2S Зав. ф. А №17638-14; ф. В №17622-14; ф. С №17594-14. Госреестр № 32139-11	ЗНОЛ-СЭЩ-6 6000√3/100/√3/100/3 Кл.т. 0,5 Зав. ф. А № 03063-14; ф. В №03067-14; ф. С №03081-14. Госреестр № 54371-13	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0802145199; Госреестр № 36697-12	СИКОН С70 Зав. № 07047 Госреестр № 28822-05	HP Proliant DL360 G8	активная реактивная
2	ЛПДС «Юргамыш», ЗРУ-6кВ, ТОН-2, 2с.ш., яч. №35, Ввод №2	ТОЛ-СЭЩ-10 400/5 Кл.т. 0,2S Зав. ф. А №17997-14; ф. В №17759-14; ф. С №17808-14. Госреестр № 32139-11	НОЛ-СЭЩ-6 6000√3/100/√3/100/3 Кл.т. 0,5 Зав. ф. А № 03162-14; ф. В №03163-14; ф. С №03160-14. Госреестр № 54371-13	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0803145390; Госреестр № 36697-12			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
3	ЛПДС «Юргамыш», ЗРУ-6кВ, ТОН- 2, 1с.ш., яч. №7, ТСН №1	ТОП-0,66 100/5 Кл.т. 0,2S Зав. ф. А №2050509; ф. В №2050506; ф. С №2050508. Госреестр № 15174-06	-	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0803148290; Госреестр № 36697-12	СИКОН С70 Зав. № 07047 Госреестр № 28822-05	HP Proliant DL360 G8	активная реактивная
4	ЛПДС «Юргамыш», ЗРУ-6кВ, ТОН- 2, 2с.ш., яч. №29, ТСН №2	ТОП-0,66 100/5 Кл.т. 0,2S Зав. ф. А №2047760; ф. В №2047765; ф. С №2047758. Госреестр № 15174-06	-	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0803148390; Госреестр № 36697-12			активная реактивная
5	ЛПДС «Юргамыш», ЗРУ-6кВ, ТОН- 2, 1с.ш., яч. №11, Жил. поселок	ТОЛ-СЭЩ-10 100/5 Кл.т. 0,5S Зав. ф. А №18018-14; ф. В №17961-14; ф. С №17962-14. Госреестр № 32139-11	ЗНОЛ-СЭЩ-6 6000√3/100/√3/100/3 Кл.т. 0,5 Зав. ф. А № 03063-14; ф. В №03067-14; ф. С №03081-14. Госреестр № 54371-13	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0812138675; Госреестр № 36697-12			активная реактивная

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИК	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, 2	1,0	±1,1	±0,8	±0,7	±0,7
	0,9	±1,3	±0,9	±0,8	±0,8
	0,8	±1,4	±1,0	±0,9	±0,9
(Сч. 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,7	±1,6	±1,2	±1,0	±1,0
	0,5	±2,3	±1,7	±1,4	±1,4
Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИК	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	0,9	±2,6	±2,1	±1,7	±1,7
	0,8	±2,0	±1,7	±1,3	±1,3
(Сч. 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,7	±1,8	±1,5	±1,1	±1,1
	0,5	±1,6	±1,4	±0,9	±0,9
Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИК	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, 2	1,0	±1,3	±1,0	±0,9	±0,9
	0,9	±1,4	±1,1	±1,0	±1,0
	0,8	±1,6	±1,2	±1,1	±1,1
(Сч. 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,7	±1,8	±1,3	±1,2	±1,2
	0,5	±2,4	±1,8	±1,6	±1,6
Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИК	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	0,9	±2,9	±2,4	±2,1	±2,1
	0,8	±2,3	±2,1	±1,7	±1,7
(Сч. 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,7	±2,1	±1,9	±1,6	±1,6
	0,5	±2,0	±1,8	±1,5	±1,5

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИК	cosφ	$d_{1(2)\%}$,	$d_5\%$,	$d_{20\%}$,	$d_{100\%}$,
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
3, 4	1,0	±0,9	±0,4	±0,3	±0,3
	0,9	±1,1	±0,5	±0,4	±0,4
	0,8	±1,2	±0,6	±0,4	±0,4
(Сч. 0,2S; ТТ 0,2S; ТН -)	0,7	±1,4	±0,7	±0,5	±0,5
	0,5	±1,9	±1,1	±0,7	±0,7
Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИК	sinφ	$d_{1(2)\%}$,	$d_5\%$,	$d_{20\%}$,	$d_{100\%}$,
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
3, 4	0,9	±2,2	±1,5	±0,9	±0,9
	0,8	±1,7	±1,3	±0,7	±0,7
(Сч. 0,5; ТТ 0,2S; ТН -)	0,7	±1,5	±1,3	±0,7	±0,7
	0,5	±1,4	±1,2	±0,6	±0,6
Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИК	cosφ	$d_{1(2)\%}$,	$d_5\%$,	$d_{20\%}$,	$d_{100\%}$,
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
3, 4	1,0	±1,1	±0,7	±0,7	±0,7
	0,9	±1,2	±0,8	±0,7	±0,7
	0,8	±1,4	±0,9	±0,8	±0,8
(Сч. 0,2S; ТТ 0,2S; ТН -)	0,7	±1,5	±1,0	±0,8	±0,8
	0,5	±2,1	±1,3	±1,0	±1,0
Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИК	sinφ	$d_{1(2)\%}$,	$d_5\%$,	$d_{20\%}$,	$d_{100\%}$,
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
3, 4	0,9	±2,5	±2,0	±1,5	±1,5
	0,8	±2,1	±1,8	±1,4	±1,4
(Сч. 0,5; ТТ 0,2S; ТН -)	0,7	±1,9	±1,7	±1,4	±1,4
	0,5	±1,8	±1,7	±1,3	±1,3

Таблица 5 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИК	cosφ	$d_{1(2)\%}$,	$d_5\%$,	$d_{20\%}$,	$d_{100\%}$,
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
5	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 ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИК	sinφ	$d_{1(2)\%}$,	$d_5\%$,	$d_{20\%}$,	$d_{100\%}$,
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
5	0,9	±5,7	±3,6	±2,6	±2,6
	0,8	±4,0	±2,6	±1,8	±1,8
(Сч. 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,7	±3,2	±2,2	±1,5	±1,5
	0,5	±2,4	±1,8	±1,2	±1,2
Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИК	cosφ	$d_{1(2)\%}$,	$d_5\%$,	$d_{20\%}$,	$d_{100\%}$,
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
5	1,0	±1,9	±1,2	±1,0	±1,0
	0,9	±2,4	±1,4	±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
Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИК	sinφ	$d_{1(2)\%}$,	$d_5\%$,	$d_{20\%}$,	$d_{100\%}$,
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
5	0,9	±5,8	±3,8	±2,8	±2,8
	0,8	±4,1	±2,8	±2,2	±2,2
(Сч. 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,7	±3,4	±2,5	±1,9	±1,9
	0,5	±2,7	±2,1	±1,7	±1,7

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 ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовая);

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;

3. Нормальные условия:

параметры сети: напряжение: от $0,98U_{ном}$ до $1,02U_{ном}$; ток: от $1,0I_{ном}$ до $1,2I_{ном}$,
 $\cos \varphi = 0,9$ инд.;

температура окружающей среды от 15 до 25 °С.

4. 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.

5. Трансформаторы тока изготовлены по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52425-2005.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков электроэнергии на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем 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:

- счетчик электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов;
- УСПД СИКОН С70 – среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов;
- устройство синхронизации времени УСВ-2 – среднее время наработки на отказ не менее 35000 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;

Защищенность 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:
- электросчетчиках (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:
- счетчик - 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 (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ указана в таблице 6.

Таблица 6 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Кол., шт
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	9
Трансформатор тока	ТОП-0,66	6
Трансформатор напряжения	НОЛ-СЭЩ-6	6
Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М	5
УСПД	Сикон С70	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2 зав. № 2927	1
Спутниковый модем	DW-6000	1
Маршрутизатор	Cisco 1800	1
Модем	ZyXEL U-336	1
ИБП шкаф КУУиА	APC Smart-UPS 500	1
ИБП шкаф ЗССС	APC Smart-UPS 125	1
Сервер БД ОАО «АК «Транснефть»	HP Proliant DL360 G8	1
Методика поверки	РТ-МП-2552-500-2015	1
Паспорт	П-038-АИИС КУЭ.ПТ	1

В комплект поставки входит техническая и эксплуатационная документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Поверка

осуществляется по документу РТ-МП-2552-500-2015 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части АО «Транснефть-Урал» по объекту ЛПДС «Юргамыш». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» в октябре 2015 года.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011;
- счетчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03 - по методике поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1 согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2012 г.;
- УСВ-2 – по документу 237 00.001И1 «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки» утвержденному ГЦИ СИ ФГУП ВНИИФТРИ в 2010 г.;
- УСПД СИКОН С70 - по методике поверки по методике ВЛСТ 220.00.000 И1, утвержденной ГЦИ СИ ВНИИМС в 2005 г.;

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений приведен в документе СЭС-009-МИ «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием измерительно-информационных комплексов АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» АО «Транснефть-Урал» в границах Курганской области ЛПДС «Юргамыш»».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части АО «Транснефть-Урал» по объекту ЛПДС «Юргамыш»

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

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

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

Изготовитель

ООО «СпецЭнергоСервис»

ИНН 0276140661

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

Тел./Факс (347) 262 74 67

Испытательный центр

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

117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Тел.(495) 544-00-00, 668-27-40, (499) 129-19-11, Факс (499) 124-99-96

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. « ____ » _____ 2015 г.