

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 1579 от 17.10.2016 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ООО «Транснефть - Восток» по НПС - 12, НПС - 13, НПС-14

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ООО «Транснефть - Восток» по НПС - 12, НПС - 13, НПС-14 (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ выполняет следующие функции:

- выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, характеризующих оборот товарной продукции;
- периодический (1 раз в сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к времени в шкале UTC(SU) результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение данных об измеренных величинах в базе данных в течение не менее 3,5 лет;
- обеспечение резервирования баз данных на внешних носителях информации;
- разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей и фиксация в отдельном электронном файле всех действий пользователей с базами данных;
- подготовка данных в XML формате для их передачи по электронной почте внешним организациям,
- предоставление контрольного доступа к результатам измерений, данным о состоянии объектов и средств измерений по запросу со стороны внешних систем;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- диагностику и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает три уровня:

- 1-й уровень - измерительно-информационные комплексы точек измерений (ИИК ТИ);
 - 2-ой уровень - измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ);
 - 3-ий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК).

ИИК ТИ включают в себя: трансформаторы тока (ТТ) со вторичными цепями; трансформаторы напряжения (ТН) со вторичными цепями; счётчики электроэнергии.

ТТ и ТН, входящие в состав ИИК ТИ, выполняют функции масштабного преобразования тока и напряжения.

Мгновенные значения аналоговых сигналов тока и напряжения преобразуются счетчиками электрической энергии АИИС КУЭ в цифровой код. По мгновенным значениям

силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения мощности, вычисление активной мощности осуществляется путем интегрирования на временном интервале 20 мс мгновенных значений электрической мощности; полной мощности путем перемножения среднеквадратичных значений тока и фазного напряжения и реактивной мощности из измеренных значений активной и полной мощности. Вычисленные значения мощности преобразуются в частоту следования импульсов телеметрии, число которых подсчитывается на интервале времени 30 минут и сохраняется во внутренних регистрах счетчика вместе с временем окончания интервала интегрирования в шкале UTC(SU).

ИВКЭ АИИС обеспечивает сбор результатов измерений, хранящихся в памяти счетчиков электрической энергии, хранение результатов измерений, передачу результатов измерений на уровень ИВК, синхронизацию шкалы времени часов счетчиков со шкалой времени UTC. ИВКЭ включает в себя контроллер сетевой индустриальный типа СИКОН С70 (Г.р. № 28822-05), выполняющий функции устройства сбора и передачи данных (УСПД), и устройство синхронизации времени типа УСВ-2 (Г.р. № 41681-10).

ИВК является единым центром сбора и обработки данных всех АИИС КУЭ организаций системы ОАО «АК «Транснефть».

ИВК осуществляет обмен данными между другими АИИС КУЭ по каналам связи Интернет в формате xml-файлов.

Данные по группам точек поставки в организации-участники ОРЭ и РРЭ, в том числе ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, передаются с ИВК с учетом агрегации данных по всем АИИС КУЭ ОАО «АК Транснефть» и АИИС КУЭ смежных субъектов в виде xml-файлов в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка, в том числе с использованием ЭЦП субъекта рынка.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее - СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы (ИИК, ИВКЭ и ИВК). Задача синхронизации времени решается использованием службы единого координированного времени UTC. Синхронизация часов ИВК АИИС КУЭ с единым координированным временем обеспечивается серверами синхронизации времени ССВ-1Г (Г.р. № 39485-08). 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 TCP/IP согласно протоколу NTP (Network Time Protocol). ССВ-1Г формирует сетевые пакеты, содержащие оцифрованную метку всемирного координированного времени, полученного по сигналам спутниковой навигационной системы GPS/ГЛОНАСС, с учетом задержки на прием пакеты и выдачу ответного отклика. Сервер синхронизации времени обеспечивает постоянное и непрерывное обновление данных на сервере ИВК.

Синхронизация часов УСПД с единым координированным временем обеспечивается подключенным к нему устройством синхронизации времени УСВ-2. Сличение часов УСПД с УСВ-2 производится 1 раз в 30 минут, коррекция часов УСПД с временем УСВ-2 проводится независимо от величины расхождения времени.

Сличение часов счетчиков и УСПД осуществляется каждый сеанс связи (1 раз в 30 минут), коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчиков и УСПД более чем на ± 1 с, но не чаще одного раза в сутки.

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии, УСПД и сервера отражают метку времени до коррекции и непосредственно после коррекции.

Уровни ИИК ТИ и ИВКЭ соединены между собой посредством интерфейса RS-485.

Уровни ИВКЭ и ИВК соединены между собой резервируемой транспортной сетью АО «Связьтранснефть», в качестве резервного канала использованы средства спутниковой связи.

ИИК ТИ, ИВКЭ, ИВК и каналы связи между ними образуют измерительные каналы (ИК), состав которых указан в таблице 1.

Таблица 1 - Перечень ИК и их состав

№ ИК	Наименование	Вид СИ, класс точности, коэффициент преобразования, № Госреестра СИ			Фаза, тип СИ, модификация	
		1	2	3	4	
1	НПС-12 ЗРУ-10 кВ 1 с.ш.10 кВ яч. 3	ТТ	КТ 0,5S; Г.р. № 30709-11; Ктт=3000/5	A	ТЛП-10	
				B	ТЛП-10	
				C	ТЛП-10	
		TH	КТ 0,5; Г.р. № 23544-07; Ктн=(10000:Ö3)/(100:Ö3)	A	ЗНОЛП	
				B	ЗНОЛП	
				C	ЗНОЛП	
2	НПС-12 ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш.10 кВ яч. 27	ТТ	КТ 0,5S; Г.р. № 30709-11; Ктт=3000/5	A	ТЛП-10	
				B	ТЛП-10	
				C	ТЛП-10	
		TH	КТ 0,5; Г.р. № 23544-07; Ктн=(10000:Ö3)/(100:Ö3)	A	ЗНОЛП	
				B	ЗНОЛП	
				C	ЗНОЛП	
3	НПС-13 ЗРУ-10 кВ, 1 с.ш.10 кВ яч. 3	ТТ	КТ 0,5S; Г.р. № 30709-11; Ктт=3000/5	A	ТЛП-10	
				B	ТЛП-10	
				C	ТЛП-10	
		TH	КТ 0,5; Г.р. № 23544-07; Ктн=(10000:Ö3)/(100:Ö3)	A	ЗНОЛП	
				B	ЗНОЛП	
				C	ЗНОЛП	
4	НПС-13 ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш.10 кВ яч. 27	ТТ	КТ 0,5S; Г.р. № 30709-11; Ктт=3000/5	A	ТЛП-10	
				B	ТЛП-10	
				C	ТЛП-10	
		TH	КТ 0,5; Г.р. № 23544-07; Ктн=(10000:Ö3)/(100:Ö3)	A	ЗНОЛП	
				B	ЗНОЛП	
				C	ЗНОЛП	
5	ПС 220/10 кВ НПС-14 ОРУ-220 кВ ввод 1	ТТ	КТ 0,2S; Г.р. № 33677-07; Ктт=200/5	A	ТРГ-220 II*	
				B	ТРГ-220 II*	
				C	ТРГ-220 II*	
		TH	КТ 0,2; Г.р. № 38000-08; Ктн=(220000:Ö3)/(100:Ö3)	A	НДКМ-220	
				B	НДКМ-220	
				C	НДКМ-220	
		Счет-чик	КТ 0,2S/0,5, Г.р. № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		

Продолжение таблицы 1

1	2	3			4	
6	ПС 220/10 кВ НПС-14 ОРУ-220 кВ ввод 2	ТТ	КТ 0,2S; Г.р. № 33677-07; Ктт=200/5		A	ТРГ-220 II*
			Б		В	ТРГ-220 II*
			С		С	ТРГ-220 II*
		ТН	КТ 0,2; Г.р. № 38000-08; Ктн=(220000:Ö3)/(100:Ö3)		A	НДКМ-220
			Б		В	НДКМ-220
			С		С	НДКМ-220
		Счетчик	КТ 0,2S/0,5, Г.р. № 36697-12		СЭТ-4ТМ.03М	
		ТТ	КТ 0,5; Г.р. № 50463-12; Ктт=2500/1		A	AR:ARJA1/N2J
			Б		В	AR:ARJA1/N2J
			С		С	AR:ARJA1/N2J
7	Блок-станция №1 НПС-12 ЗРУ-10 кВ с.ш. 10 кВ А1 яч. 9	ТН	КТ 0,5; Г.р. № 50606-12; Ктн=(10500:Ö3)/(110:Ö3)		A	VR:VRQ3n/S2
			Б		В	VR:VRQ3n/S2
			С		С	VR:VRQ3n/S2
		Счетчик	КТ 0,2S/0,5, Г.р. № 36697-12		СЭТ-4ТМ.03М: СЭТ-4ТМ.03М.16	
8	Блок-станция №1 НПС-12 ЗРУ-10 кВ с.ш. 10 кВ Б1 яч. 10	ТТ	КТ 0,5; Г.р. № 50463-12; Ктт=2500/1		A	AR:ARJA1/N2J
			Б		В	AR:ARJA1/N2J
			С		С	AR:ARJA1/N2J
		ТН	КТ 0,5; Г.р. № 50606-12; Ктн=(10500:Ö3)/(110:Ö3)		A	VR:VRQ3n/S2
			Б		В	VR:VRQ3n/S2
			С		С	VR:VRQ3n/S2
		Счетчик	КТ 0,2S/0,5, Г.р. № 36697-12		СЭТ-4ТМ.03М: СЭТ-4ТМ.03М.16	
9	Блок-станция №2 НПС-12 ЗРУ-10 кВ с.ш. 10 кВ А2 яч. 25	ТТ	КТ 0,5; Г.р. № 50463-12; Ктт=2500/1		A	AR:ARJA1/N2J
			Б		В	AR:ARJA1/N2J
			С		С	AR:ARJA1/N2J
		ТН	КТ 0,5; Г.р. № 50606-12; Ктн=(10500:Ö3)/(110:Ö3)		A	VR:VRQ3n/S2
			Б		В	VR:VRQ3n/S2
			С		С	VR:VRQ3n/S2
		Счетчик	КТ 0,2S/0,5, Г.р. № 36697-12		СЭТ-4ТМ.03М: СЭТ-4ТМ.03М.16	
10	Блок-станция №2 НПС-12 ЗРУ-10 кВ с.ш. 10 кВ Б2 яч. 26	ТТ	КТ 0,5; Г.р. № 50463-12; Ктт=2500/1		A	AR:ARJA1/N2J
			Б		В	AR:ARJA1/N2J
			С		С	AR:ARJA1/N2J
		ТН	КТ 0,5; Г.р. № 50606-12; Ктн=(10500:Ö3)/(110:Ö3)		A	VR:VRQ3n/S2
			Б		В	VR:VRQ3n/S2
			С		С	VR:VRQ3n/S2
		Счетчик	КТ 0,2S/0,5, Г.р. № 36697-12		СЭТ-4ТМ.03М: СЭТ-4ТМ.03М.16	

Окончание таблицы 1

1	2	3			4	
11	Блок-станция №1 НПС-13 ЗРУ-10 кВ с.ш. 10 кВ А1 яч. 9	ТТ	КТ 0,5; Г.р. № 50463-12; Ктт=2500/1		A	AR:ARJA1/N2J
			КТ 0,5; Г.р. № 50606-12; Ктн=(10500:Ö3)/(110:Ö3)		B	VR:VRQ3n/S2
			КТ 0,5; Г.р. № 50606-12; Ктн=(10500:Ö3)/(110:Ö3)		C	VR:VRQ3n/S2
		Счетчик	КТ 0,2S/0,5, Г.р. № 36697-12		СЭТ-4TM.03M: СЭТ-4TM.03M.16	
			КТ 0,5; Г.р. № 50463-12; Ктт=2500/1		A	AR:ARJA1/N2J
			КТ 0,5; Г.р. № 50606-12; Ктн=(10500:Ö3)/(110:Ö3)		B	VR:VRQ3n/S2
		Счетчик	КТ 0,2S/0,5, Г.р. № 36697-12		C	VR:VRQ3n/S2
			КТ 0,5; Г.р. № 50463-12; Ктт=2500/1		A	AR:ARJA1/N2J
			КТ 0,5; Г.р. № 50606-12; Ктн=(10500:Ö3)/(110:Ö3)		B	VR:VRQ3n/S2
12	Блок-станция №1 НПС-13 ЗРУ-10 кВ с.ш. 10 кВ Б1 яч. 10	Счетчик	КТ 0,2S/0,5, Г.р. № 36697-12		СЭТ-4TM.03M: СЭТ-4TM.03M.16	
		ТТ	КТ 0,5; Г.р. № 50463-12; Ктт=2500/1		A	AR:ARJA1/N2J
			КТ 0,5; Г.р. № 50606-12; Ктн=(10500:Ö3)/(110:Ö3)		B	VR:VRQ3n/S2
		ТН	КТ 0,5; Г.р. № 50606-12; Ктн=(10500:Ö3)/(110:Ö3)		C	VR:VRQ3n/S2
			КТ 0,5; Г.р. № 50463-12; Ктт=2500/1		A	AR:ARJA1/N2J
			КТ 0,5; Г.р. № 50606-12; Ктн=(10500:Ö3)/(110:Ö3)		B	VR:VRQ3n/S2
		Счетчик	КТ 0,2S/0,5, Г.р. № 36697-12		C	VR:VRQ3n/S2
			КТ 0,5; Г.р. № 50463-12; Ктт=2500/1		A	AR:ARJA1/N2J
			КТ 0,5; Г.р. № 50606-12; Ктн=(10500:Ö3)/(110:Ö3)		B	VR:VRQ3n/S2
13	Блок-станция №2 НПС-13 ЗРУ-10 кВ с.ш. 10 кВ А2 яч. 25	Счетчик	КТ 0,2S/0,5, Г.р. № 36697-12		СЭТ-4TM.03M: СЭТ-4TM.03M.16	
		ТТ	КТ 0,5; Г.р. № 50463-12; Ктт=2500/1		A	AR:ARJA1/N2J
			КТ 0,5; Г.р. № 50606-12; Ктн=(10500:Ö3)/(110:Ö3)		B	VR:VRQ3n/S2
		ТН	КТ 0,5; Г.р. № 50606-12; Ктн=(10500:Ö3)/(110:Ö3)		C	VR:VRQ3n/S2
			КТ 0,5; Г.р. № 50463-12; Ктт=2500/1		A	AR:ARJA1/N2J
			КТ 0,5; Г.р. № 50606-12; Ктн=(10500:Ö3)/(110:Ö3)		B	VR:VRQ3n/S2
		Счетчик	КТ 0,2S/0,5, Г.р. № 36697-12		СЭТ-4TM.03M: СЭТ-4TM.03M.16	
			КТ 0,5; Г.р. № 50463-12; Ктт=2500/1		A	AR:ARJA1/N2J
			КТ 0,5; Г.р. № 50606-12; Ктн=(10500:Ö3)/(110:Ö3)		B	VR:VRQ3n/S2
14	Блок-станция №2 НПС-13 ЗРУ-10 кВ с.ш. 10 кВ Б2 яч. 26	Счетчик	КТ 0,2S/0,5, Г.р. № 36697-12		СЭТ-4TM.03M: СЭТ-4TM.03M.16	
		ТТ	КТ 0,5; Г.р. № 50463-12; Ктт=2500/1		A	AR:ARJA1/N2J
			КТ 0,5; Г.р. № 50606-12; Ктн=(10500:Ö3)/(110:Ö3)		B	VR:VRQ3n/S2
		ТН	КТ 0,5; Г.р. № 50606-12; Ктн=(10500:Ö3)/(110:Ö3)		C	VR:VRQ3n/S2
			КТ 0,5; Г.р. № 50463-12; Ктт=2500/1		A	AR:ARJA1/N2J
			КТ 0,5; Г.р. № 50606-12; Ктн=(10500:Ö3)/(110:Ö3)		B	VR:VRQ3n/S2
		Счетчик	КТ 0,2S/0,5, Г.р. № 36697-12		СЭТ-4TM.03M: СЭТ-4TM.03M.16	
			КТ 0,5; Г.р. № 50463-12; Ктт=2500/1		A	AR:ARJA1/N2J
			КТ 0,5; Г.р. № 50606-12; Ктн=(10500:Ö3)/(110:Ö3)		B	VR:VRQ3n/S2

Примечание: измерительные каналы включают в себя контроллеры сетевые индустриальные «СИКОН С70», серверы HP ProLiant BL460 G6 и HP ProLiant BL460 Gen8

Программное обеспечение

В АИИС используется программное обеспечение (ПО) комплекса технических средств «Энергосфера» версии не ниже 7.1.

Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	psos_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.1.1.1

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с Р 50.2.077-2014 - высокий.

Метрологические и технические характеристики
приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Метрологические и технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов (ИК)	14
Доверительные границы основной относительной погрешности ИК при вероятности Р=0,95 при измерении активной электрической энергии	приведены в таблицах 4, 5, 6
Доверительные границы допускаемой относительной погрешности ИК при вероятности Р=0,95 при измерении активной и реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения	приведены в таблицах 4, 5, 6
Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ, не более, с	±5
Период измерений активной и реактивной средней электрической энергии, минут	30
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут	30
Формирование XML-файла для передачи внешним системам	автоматическое
Формирование базы данных с результатами измерений	автоматическое
Глубина хранения результатов измерений в базе данных ИВК, не менее, лет	3,5
Глубина хранения результатов измерений в ИИК ТИ, не менее, суток	113
Глубина хранения результатов измерений в ИВКЭ не менее, суток	45
Ведение журналов событий ИВК, ИВКЭ и ИИК ТИ	автоматическое
Рабочая температура окружающего воздуха для:	
измерительных трансформаторов (для ИК от №1 до №4, от №7 до №14), °C	от +5 до +35
измерительных трансформаторов (для ИК №5, №6), °C	от +60 до +40
счетчиков, УСПД, °C	от +5 до +35
оборудования ИВК, °C	от +10 до +30
Частота сети, Гц	от 49,5 до 50,5
Напряжение сети питания, % от U _{ном}	от 90 до 110
Индукция внешнего магнитного поля, не более, мТл	0,5

Окончание таблицы 3

1	2
Допускаемые значения информативных параметров:	
Ток для ИК от №1 до №6, % от $I_{ном}$	от 2 до 120;
ток для ИК от №7 до №14, % от $I_{ном}$	от 5 до 120;
напряжение, % от $U_{ном}$	от 90 до 110;
коэффициент мощности, $\cos \varphi$	0,5 инд. -1,0 - 0,5 емк.

Таблица 4 - Доверительные границы допускаемой относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении электрической энергии

Диапазон тока, % от $I_{ном1}$	Коэффициент мощности	ИК №1 - ИК №4			
		$\pm \delta_{W_0}^A$, %	$\pm \delta_{W_0}^P$, %	$\pm \delta_W^A$, %	$\pm \delta_W^P$, %
От 2 до 5 включ.	0,5	5,5	3,0	5,8	4,5
	0,8	3,1	4,7	3,4	5,7
	0,9	2,6	6,6	3,0	7,4
Св. 5 до 20 включ.	0,5	3,0	1,8	3,4	3,6
	0,8	1,7	2,6	2,2	4,1
	0,9	1,5	3,6	2,0	4,9
Св. 20 до 100 включ.	0,5	2,3	1,6	2,8	3,4
	0,8	1,4	2,1	2,0	3,8
	0,9	1,2	2,8	1,8	4,3
Св. 100 до 120 включ.	0,5	2,3	1,6	2,8	3,4
	0,8	1,4	2,1	2,0	3,8
	0,9	1,2	2,8	1,8	4,3

$\delta_{W_0}^A$ - доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии и активной средней мощности;

δ_W^A - доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии и активной средней мощности в рабочих условиях применения;

$\delta_{W_0}^P$ - доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии и реактивной средней мощности;

δ_W^P - доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии и реактивной средней мощности в рабочих условиях применения.

Таблица 5 - Доверительные границы допускаемой относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении электрической энергии

Диапазон тока, % от $I_{ном1}$	Коэффициент мощности	ИК №5 , ИК №6			
		$\pm \delta_{W_0}^A$, %	$\pm \delta_{W_0}^P$, %	$\pm \delta_W^A$, %	$\pm \delta_W^P$, %
1	2	3	4	5	6
От 2 до 5 включ.	0,5	2,1	1,6	2,2	2,2
	0,8	1,3	2,0	1,5	2,6
	0,9	1,2	2,6	1,4	3,0
Св. 5 до 20 включ.	0,5	1,2	0,9	1,4	1,6
	0,8	0,8	1,2	1,0	1,9
	0,9	0,7	1,5	1,0	2,2

Окончание таблицы 5

1	2	3	4	5	6
Св. 20 до 100 включ.	0,5	1,0	0,8	1,2	1,6
	0,8	0,7	1,0	0,9	1,8
	0,9	0,6	1,3	0,9	2,0
Св. 100 до 120 включ.	0,5	1,0	0,8	1,2	1,6
	0,8	0,7	1,0	0,9	1,8
	0,9	0,6	1,3	0,9	2,0

Таблица 6 - Доверительные границы допускаемой относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении электрической энергии

Диапазон тока, % от I _{ном1}	Коэффициент мощности	ИК № 7 - ИК № 14			
		±δ _{W₀} ^A , %	±δ _{W₀} ^P , %	±δ _W ^A , %	±δ _W ^P , %
От 5 до 20 включ.	0,5	5,4	2,7	5,5	3,1
	0,8	2,9	4,4	3,0	4,7
	0,9	2,3	6,3	2,4	6,5
Св. 20 до 100 включ.	0,5	2,9	1,5	3,0	2,1
	0,8	1,6	2,4	1,8	2,8
	0,9	1,3	3,6	1,5	3,9
Св. 100 до 120 включ.	0,5	2,2	1,2	2,3	1,9
	0,8	1,2	1,9	1,4	2,4
	0,9	1,0	2,7	1,3	3,1

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра ВЛСТ 977.00.000 ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ООО «Транснефть - Восток» по НПС - 12, НПС - 13, НПС-14. Паспорт-формуляр» и АИИС.03.04/27.06.16ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ООО «Транснефть - Восток» по НПС - 12, НПС - 13, НПС-14. Дополнение № 1 к паспорту-формуляру ВЛСТ 977.00.000 ФО».

Комплектность средства измерений

Сведения о комплектности приведены в таблице 7.

Таблица 7 - Комплектность

Наименование	Тип, модификация	Кол-во, шт.
1	2	3
Трансформаторы тока	AR:ARJA1/N2J	24
Трансформаторы тока	ТЛП-10	12
Трансформаторы тока	ТРГ-220 II*	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП	12
Трансформаторы напряжения	НДКМ-220	6
Трансформатор напряжения	VR:VRQ3n/S2	24
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03M: СЭТ-4ТМ.03M.16	8
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03M: СЭТ-4ТМ.03M.01	4
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03M	2

Окончание таблицы 7

1	2	3
Контроллер сетевой индустриальный	СИКОН С70	3
Серверы синхронизации времени	ССВ-1Г	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	3
Сервер	HP ProLiant BL460 G6	1
Сервер	HP ProLiant BL460 Gen8	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ООО «Транснефть - Восток» по НПС - 12, НПС - 13, НПС-14. Паспорт-формуляр	ВЛСТ 977.00.000 ФО	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ООО «Транснефть - Восток» по НПС - 12, НПС - 13, НПС-14. Дополнение № 1 паспорту-формуляру ВЛСТ 977.00.000 ФО	АИИС.03.04/27.06.16ФО	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ООО «Транснефть - Восток» по НПС - 12, НПС - 13, НПС-14. Методика поверки	МП 59442-14	1

Проверка

осуществляется по документу МП 59442-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ООО «Транснефть - Восток» по НПС - 12, НПС - 13, НПС-14. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в декабре 2014 г.

Основные средства поверки (эталонов):

- государственный первичный эталон единиц времени, частоты и национальной шкалы времени ГЭТ 1-2012;
 - для измерительных трансформаторов тока - в соответствии с ГОСТ 8.217;
 - для измерительных трансформаторов напряжения - в соответствии с ГОСТ 8.216;
 - для счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденной ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в декабре 2007 г.;
 - для контроллеров сетевого индустриального СИКОН С70 - в соответствии с методикой поверки ВЛСТ 220.00.000И1. Контроллеры сетевые индустриальные СИКОН С70, утвержденной ФГУП «ВНИИМС» в январе 2005 г.;
 - для устройств синхронизации времени УСВ-2 - в соответствии с методикой поверки ВЛСТ 237.00.001И1, утвержденной ФГУП «ВНИИФТРИ» в мае 2010 г.
- для серверов синхронизации времени ССВ-1Г - в соответствии с методикой поверки «Источники частоты и времени / серверы синхронизации времени ССВ-1Г. Методика поверки», ЛЖАР.468150.003-80 МП, утвержденной ГЦИ СИ «СвязьТест» ФГУП ЦНИИС в ноябре 2008 г.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документах:

- «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «АК «Транснефть» в части ООО «Транснефть - Восток» по НПС - 12, НПС - 13, НПС - 14 (АИИС КУЭ ОАО АК «Транснефть» в части ООО «Транснефть-Восток» по НПС-12, НПС-13, НПС-14)». Свидетельство об аттестации методики измерений №092-0001.310043-2012/2014 от «23» декабря 2014 г.

- «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ООО «Транснефть - Восток» по НПС - 12, НПС - 13, НПС-14 (присоединения ИК №7 - ИК №14)». Свидетельство об аттестации методики измерений №284-01.00249-2016 от «16» июня 2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ООО «Транснефть - Восток» по НПС - 12, НПС - 13, НПС - 14

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

Изготовитель

ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ»

ИНН 3327304235

Адрес: 600026, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Лакина, д. 8

Тел.: (4922) 33-67-66, факс: (4922) 42-45-02

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Транснефть - Восток»
(ООО «Транснефть-Восток»)

ИНН 3801079671

Адрес: 665734, Иркутская область, г. Братск, ж.р. Энергетик, ул. Олимпийская, 14

Тел.: (3953) 30-07-37, факс: (3953) 30-07-05

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.

В части вносимых изменений:

Федеральное государственное унитарное предприятие «Сибирский государственный ордена Трудового Красного Знамени научно-исследовательский институт метрологии» (ФГУП «СНИИМ»)

Адрес: 630004, г. Новосибирск, проспект Димитрова, д. 4

Тел. (383)210-08-14, факс (383) 210-13-60

E-mail: director@sniim.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «СНИИМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310556 от 14.01.2015 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2016 г.