

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 13 от 10.01.2017 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Уралтранснефтепродукт» по объектам ЛПДС «Георгиевка», ЛПДС «Хохлы», ЛПДС «Исилькуль»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Уралтранснефтепродукт» по объектам ЛПДС «Георгиевка», ЛПДС «Хохлы», ЛПДС «Исилькуль» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ПАО «Транснефть», сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, среднеинтервальной мощности;
- периодический (1 раз в полчаса, час, сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени состояния средств измерений и результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- предоставление по запросу доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций-участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и хранящихся в АИИС КУЭ 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 (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5S по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983-2001 и счетчики электроэнергии класса точности 0,2S по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и класса точности 0,5 по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии, установленные на объектах, указанных в таблице 2 (24 точки измерений).

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) СИКОН С70, устройство синхронизации системного времени УСВ-2, каналы связи и каналообразующее оборудование (маршрутизатор) сети передачи данных (СПД).

3-й 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, программное обеспечение (далее-ПО) ПК «Энергосфера», а также совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

Первичные фазные токи и напряжения преобразуются 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.

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.

Данные по группе точек поставки в организации-участники ОРЭ и РРЭ, в том числе АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, передаются в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведение реестра субъектов оптового рынка с использованием ЭЦП субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств и объектов измерений по группам точек поставки производится с сервера ИВК настоящей системы с учетом полученных данных по точкам измерений, входящим в АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» (регистрационный № 54083-13).

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. В СОЕВ входят часы УСВ, счетчиков, СБД АИИС КУЭ. В качестве устройства синхронизации времени на уровне ИВК используются два сервера синхронизации времени ССВ-1Г, входящие 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.

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 расхождения времени.

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. Журналы событий счетчика электроэнергии отражают время и дату коррекции времени и фиксирует время до и после коррекции. Журналы событий УСПД и сервер БД отражают время и дату коррекции времени и фиксирует время до коррекции.

В случае неисправности устройства синхронизации времени УСВ-2 синхронизация часов УСПД осуществляется от устройства точного времени уровня ИВК АИИС КУЭ. Сличение времени между устройством точного времени уровня ИВК АИИС КУЭ и УСПД осуществляется при каждом опросе УСПД сервером опроса уровня ИВК АИИС КУЭ.

Погрешность СОЕВ АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сут.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера»

ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту ПО и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера».

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

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

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll, версия 1.1.1.1
Номер версии (идентификационный номер ПО)	не ниже 7.1
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	СВЕВ6F6СА69318BED976Е08А2ВВ7814В
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав АИИС КУЭ

Наименование объекта и номер точки измерений		Состав измерительных каналов системы				
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВКЭ	ИВК
1	2	3	4	5	6	7
ЛПДС «Хохлы»						
1	ПС 110/6 кВ «Хохлы Нефть»; КРУН-6 кВ, Ввод №1, яч. №2	ТЛК-10-4 800/5 Кл.т. 0,5S	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5	СИКОН С70, УСВ-2	HP Proliant Series DL-320
2	ПС 110/6 кВ «Хохлы Нефть»; КРУН-6 кВ, Ввод №2, яч. №13	ТЛК-10-4 800/5 Кл.т. 0,5S	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5		
3	ЛПДС «Хохлы» КТП-2х630 кВА, 1 с.ш. 0,4 кВ, яч. №6 (Котельная ф.6)	Т-0,66 200/5 Кл.т. 0,5S	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5		
4	ЛПДС «Хохлы» КТП-2х630 кВА, 2 с.ш. 0,4 кВ, яч. №14 (Котельная ф.14)	Т-0,66 200/5 Кл.т. 0,5S	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5		

1	2	3	4	5	6	7
5	ЛПДС «Хохлы» ТП-320/6 «Промплощадка», 0,4 кВ (Узел связи)	Т-0,66 100/5 Кл.т. 0,5S	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5	СИКОН С70, УСВ-2	HP Proliant Series DL-320
6	ЛПДС «Хохлы» ТП-320/6 «Промплощадка», 0,4 кВ (Котельная)	Т-0,66 200/5 Кл.т. 0,5S	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5		
7	ПС 110/6 кВ «Хохлы Нефть»; шкаф СН 0,4 кВ	Т-0,66 50/5 Кл.т. 0,5S	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5		
8	ПС 110/6 кВ «Хохлы Нефть» КРУН 6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.№5	ТЛК-10-4 150/5 Кл.т. 0,5S	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5		
9	ПС 110/6 кВ «Хохлы Нефть» КРУН 6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.№10	ТЛК-10-4 150/5 Кл.т. 0,5S	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5		
ЛПДС «Георгиевка»						
10	ЛПДС «Георгиевка» КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.№6 «Ввод №1»	ТЛМ-10 400/5 Кл.т. 0,5S	НАМИТ-10 10000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5	СИКОН С70, УСВ-2	HP Proliant Series DL-320
11	ЛПДС «Георгиевка» КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.№25 «Ввод №2»	ТЛМ-10 400/5 Кл.т. 0,5S	НАМИТ-10 10000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5		
12	ЛПДС «Георгиевка» КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, ТСН №1 0,4 кВ	Т-0,66 150/5 Кл.т. 0,5S	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5		
13	ЛПДС «Георгиевка» КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, ТСН №2 0,4 кВ	Т-0,66 150/5 Кл.т. 0,5S	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5		

1	2	3	4	5	6	7
14	ЛПДС «Георгиевка» ЩСУ-2 0,4 кВ, 1 секция 0,4 кВ, панель №2 гр.3	T-0,66 50/5 Кл.т. 0,5S	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5	СИКОН С70, УСВ-2	HP Proliant Series DL-320
15	ЛПДС «Георгиевка» ЩСУ-2 0,4 кВ, 2 секция 0,4 кВ, панель №7 гр.1	T-0,66 50/5 Кл.т. 0,5S	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5		
ЛПДС «Исилькуль»						
16	ЛПДС «Исилькуль» КРУН-6 кВ 1 секция шин 6 кВ яч.№2	ТЛК-10-4 400/5 Кл.т. 0,5S	ЗНОЛ.0,6-6 6000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5	СИКОН С70, УСВ-2	HP Proliant Series DL-320
17	ЛПДС «Исилькуль» КРУН-6 кВ 2 секция шин 6 кВ яч.№13 -	ТЛК-10-4 400/5 Кл.т. 0,5S	ЗНОЛ.0,6-6 6000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5		
18	ЛПДС «Исилькуль», КРУН-6 кВ, Шкаф ввода и АВР Собств. нужд, 0,4 кВ	T-0,66 75/5 Кл.т. 0,5S	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5		
19	ЛПДС «Исилькуль», РУ-0,4 кВ ЩС-3, 1 секция 0,4 кВ, Резервный ввод от КТП "5Ю-40" ТМ-160 10/0,4 кВ	ТШ-0,66 300/5 Кл.т. 0,5S	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5		
20	ЛПДС «Исилькуль» ЩС-3 РУ-0,4 кВ, 1 секция 0,4 кВ, ф. QF15, Жил. поселок	T-0,66 100/5 Кл.т. 0,5S	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5		
21	ЛПДС «Исилькуль» ЩС-3 РУ-0,4 кВ, 2 секция 0,4 кВ, ф. QF24, Котельная №13	T-0,66 100/5 Кл.т. 0,5S	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5		
22	ЛПДС «Исилькуль» ЩС №4, 0,4 кВ ОАО «Омскоблво- доканал»	T-0,66 100/5 Кл.т. 0,5S	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5		

1	2	3	4	5	6	7
23	ООО «Исилькульская тепловая компания- 1» ШС №4, 0,4 кВ, Подогрев мазута	T-0,66 100/5 Кл.т. 0,5S	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5	СИКОН С70, УСВ-2	HP Proliant Series DL-320
24	ЩУПД №3 0,4 кВ АО «Связьтранснефть», Узел связи	T-0,66 50/5 Кл.т. 0,5S	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5		

Примечания:

1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.
2. Допускается замена УСПД, УСВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2.
3. Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Основные метрологические характеристики ИК

Номера однотипных ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности, ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$), %
1, 2, 9 - 11	Активная	1,0	2,7
	Реактивная	2,6	4,6
3 - 8	Активная	0,8	2,0
	Реактивная	2,2	3,1
16, 17	Активная	1,0	2,7
	Реактивная	2,6	4,2
18 - 24	Активная	0,8	1,9
	Реактивная	2,2	2,5

Примечания

- 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовая).
- 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.
- 3 Погрешность в рабочих условиях в таблице 3 указана для тока $0,02 I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,8$ инд. для точек измерений № 1, 2, 8-11, 16-17, $0,01 I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,8$ инд. для точек измерений № 3-7, 12-15, 18-24 и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии: ЛПДС «Хохлы» и ЛПДС «Георгиевка» от минус 20 до плюс 35 °С; ЛПДС «Исилькуль» от 10 до 35 °С.

Таблица 4 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	24
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц <p>температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 98 до 102</p> <p>от 1 до 120</p> <p>0,9</p> <p>от 49,8 до 50,02</p> <p>от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности: - $\cos\varphi$ - $\sin\varphi$ - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков ЛПДС «Хохлы», ЛПДС «Георгиевка», °С - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков ЛПДС «Исилькуль», °С - температура окружающей среды в месте расположения контроллера СИКОН С70, °С - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С 	<p>от 90 до 110</p> <p>от 1(2) до 120</p> <p>0,5 до 1,0</p> <p>от 0,5 до 0,87</p> <p>от 49,8 до 50,02</p> <p>от -40 до +50</p> <p>от -20 до +35</p> <p>от +10 до +35</p> <p>от -20 до +55</p> <p>от +10 до +30</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>контроллер СИКОН С70:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>УСВ-2:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>Глубина хранения информации:</p> <p>счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее <p>контроллер СИКОН С70:</p> <ul style="list-style-type: none"> - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, чуток, не менее - при отключении питания, лет, не менее <p>сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее 	<p>165000</p> <p>2</p> <p>70000</p> <p>2</p> <p>35000</p> <p>2</p> <p>113060</p> <p>1</p> <p>114</p> <p>5</p> <p>45</p> <p>5</p> <p>3,5</p>

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и контроллера СИКОН С70 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 счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- журнал контроллера СИКОН С70:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и контроллере СИКОН С70;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика электрической энергии;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- контроллера СИКОН С70;
- сервера.

защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- счетчика электрической энергии;
- контроллера СИКОН С70;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- контроллере СИКОН С70 (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Уралтранснефтепродукт» по объектам ЛПДС «Георгиевка», ЛПДС «Хохлы», ЛПДС «Исилькуль».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Измерительный трансформатор тока	ТЛК-10-4	18
Измерительный трансформатор тока	Т-0,66	45

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Измерительный трансформатор н тока	ТШ-0,66	3
Измерительный трансформатор тока	ТЛМ-10	6
Измерительный трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2
Измерительный трансформатор напряжения	НАМИТ-10	2
Измерительный трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06-6	4
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	8
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М.08	16
УСПД	СИКОН С70	1
Сервер	HP Proliant Series DL-320	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	
ПК «Энергосфера»	ПК «Энергосфера»	1
Методика поверки	МП 51859-12	1
Паспорт-формуляр	№ Г.0.000.12021- УТНП/ГТП-00.000.ПФ	1

Поверка

осуществляется по документу МП 51859-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Уралтранснефтепродукт» по объектам ЛПДС «Георгиевка», ЛПДС «Хохлы», ЛПДС «Исилькуль». Измерительные каналы. Методика поверки (с Изменением № 1)» утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 06.12.2016 г.

Основные средства поверки - по НД на измерительные компоненты:

- ТТ - по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН - по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;
- счетчики СЭТ-4ТМ.03М - в соответствии с документом ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющимся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ;
- УСПД СИКОН С70 - по методике поверки ВЛСТ 220.00.000 И1;
- устройство синхронизации времени УСВ-2 - в соответствии с документом ВЛСТ 221.00.000МП «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 15.12.2004 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), регистрационный № 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы, ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термометр по ГОСТ 28498-90, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50°С, цена деления 1°С.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений приведен в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Уралтранснефтепродукт» по объектам ЛПДС «Георгиевка», ЛПДС «Хохлы», ЛПДС «Исилькуль», аттестованном ФГУП «ВНИИМС», аттестат аккредитации № RA.RU.311787 от 16.02.2016.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Уралтранснефтепродукт» по объектам ЛПДС «Георгиевка», ЛПДС «Хохлы», ЛПДС «Исилькуль»

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Изготовитель

ООО «Энерготехсервис»
ИНН 0276063417
Адрес: 450081, РФ, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Огарева, д.2
Тел./факс (347) 284 24 68

Модернизация системы автоматизированной информационно - измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Уралтранснефтепродукт» по объектам ЛПДС «Георгиевка», ЛПДС «Хохлы», ЛПДС «Исилькуль» проведена ООО «СпецЭнергоСервис»

ИНН 0276140661
Адрес: 450081, РФ, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Баязита Бикбая, д. 19/1, к. 371
Тел./факс (347) 224 24 80

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. « ____ » _____ 2017 г.