

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть - Верхняя Волга» по объекту ЛПДС «Староликеево»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть - Верхняя Волга» по объекту ЛПДС «Староликеево» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, потребленной отдельными технологическими объектами, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) на базе контроллера сетевого промышленного СИКОН С70, устройство синхронизации времени УСВ-2 и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя серверы баз данных АИИС КУЭ (серверы БД), программный комплекс (ПК) «Энергосфера», сервер синхронизации времени ССВ-1Г, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные 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 мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах и соотнесены с единым календарным временем.

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 - третьем уровне системы выполняется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, 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.

Данные хранятся в сервере БД. Последующее отображение собранной информации происходит при помощи АРМ. Данные от ИВК передаются на АРМ, установленные в соответствующих службах, по сети Ethernet. Полный перечень информации, получаемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных электросчетчиков и уровнем доступа АРМ к базе данных и сервера БД.

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

Система осуществляет обмен данными между АИИС КУЭ смежных субъектов по каналам связи Internet в формате xml-файлов.

Данные по группам точек поставки в организации - участники ОРЭ и РРЭ, в том числе АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, передаются из ИВК с учетом агрегации данных по всем АИИС КУЭ ОАО «АК Транснефть» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 54083-13) с учетом полученных данных по точкам измерений, входящим в настоящую АИИС КУЭ 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 (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы (ИИК, ИВКЭ, ИВК). Синхронизация часов сервера БД с единым координированным временем UTC обеспечивается сервером синхронизации времени ССВ-1Г, входящим в состав ИВК 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 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 ГЛОНАСС/GPS, с учетом задержки на прием пакета и выдачу ответного отклика. Сервер синхронизации времени обеспечивает постоянное и непрерывное обновление времени на сервере БД. В случае выхода из строя основного сервера синхронизации времени ССВ-1Г используется резервный. Корректировка часов сервера БД осуществляется при расхождении часов сервера БД и ССВ-1Г на величину более ± 1 мс.

Синхронизация часов УСПД с единым координированным временем UTC обеспечивается подключенным к нему устройством синхронизации времени УСВ-2. Сравнение показаний часов УСПД с УСВ-2 производится не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов УСПД осуществляется независимо от величины расхождения. В случае неисправности, ремонта или поверки УСВ-2 имеется возможность синхронизации часов УСПД от уровня ИВК ПАО «Транснефть».

Сравнение показаний часов счетчиков с часами УСПД производится во время сеанса связи, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчиков осуществляется при расхождении показаний часов счетчика и УСПД на величину более ± 1 с.

Погрешность СОЕВ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчиков, УСПД и сервера БД отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программный комплекс (ПК) «Энергосфера». ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера». Метрологически значимая часть ПК «Энергосфера» указана в таблице 1. Уровень защиты ПК «Энергосфера» от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 7.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Другие идентификационные данные	pso_metr.dll, версия 1.1.1.1

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Серверы БД	Устрой- ства синхро- низации времени	Вид электро- энергии	Метрологические характеристики ИК				
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД				Границы допускаемой основной относитель- ной погреш- ности, ($\pm\delta$) %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$) %			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11			
1	ПС 110 кВ «Староликеево», КРУН-6 кВ №1, яч. №10	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ.06-6 Кл.т. 0,5 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	HP Proliant BL 460c Gen8	УСВ-2 Рег. № 41681-09	Актив- ная	1,3	3,3			
										Реак- тивная	2,5	5,5	
2	ПС 110 кВ «Староликеево», ТСП-3 6/0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 15174-01	—	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12						УСВ-2 Рег. № 41681-09	Актив- ная	0,9	2,9
											Реак- тивная	1,9	4,5
3	ПС 110 кВ «Староликеево», КРУН-6 кВ №2, яч. №4	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ.06-6 Кл.т. 0,5 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		HP Proliant BL 460c G6	ССВ-1Г Рег. № 39485-08	Актив- ная	1,3	3,3			
								Реак- тивная	2,5	5,5			
4	ПС 110 кВ «Староликеево», ТСП-4 6/0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 15174-01	—	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04				Актив- ная	0,9	2,9			
								Реак- тивная	1,9	4,7			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11			
5	ЛПДС «Староликеево», ЗРУ-6 кВ, 1 СШ, яч.41	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 25433-03	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	HP Proliant BL 460c Gen8	УСВ-2 Рег. № 41681-09	Актив- ная	1,0	2,9			
								Реак- тивная	2,0	4,8			
6	ЛПДС «Староликеево», ЗРУ-6 кВ, 2СШ, яч.75	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 25433-03	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04				Актив- ная	2,0	4,8	Актив- ная	1,0	2,9
											Реак- тивная	2,0	4,8
7	ЛПДС «Староликеево», ЗРУ-6 кВ, 2 СШ, яч.63	ТОЛ- СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 32139-06	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04				HP Proliant BL 460c G6	ССВ-1Г Рег. № 39485-08	Актив- ная	1,0	2,9	
										Реак- тивная	2,0	4,5	
8	ЛПДС «Староликеево», ЗРУ-6 кВ, 1 СШ, яч.55	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04				Актив- ная	2,0	4,5	Актив- ная	1,0	2,9
											Реак- тивная	2,0	4,5
9	ЛПДС «Староликеево», ЗРУ-6 кВ, 2 СШ, яч.61	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12				Актив- ная	2,0	4,5	Актив- ная	1,0	2,9
											Реак- тивная	2,0	4,5
10	ЛПДС «Староликеево», ЗРУ-6 кВ, 3 СШ, яч.3	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	HP Proliant BL 460c Gen8	УСВ-2 Рег. № 41681-09	Актив- ная	1,1	3,0			
								Реак- тивная	2,3	4,6			
						HP Proliant	ССВ-1Г						

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
11	ЛПДС «Староликеево», ЗРУ-6 кВ, 3 СШ, яч.5	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		BL 460c G6	Рег. № 39485-08	Актив- ная	1,1	3,0
								Реак- тивная	2,3	4,5
12	ЛПДС «Староликеево», ЗРУ-6 кВ, 3СШ, яч.11	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,1	3,0
								Реак- тивная	2,3	4,5
13	ЛПДС «Староликеево» 6кВ, ЗРУ-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч. № 9	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 25433-03	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,1	3,0
								Реак- тивная	2,3	4,9
14	ЛПДС «Староликеево» 6кВ, ЗРУ-6 кВ, 4 СШ 6 кВ, яч. № 25	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 25433-03	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,1	3,0
								Реак- тивная	2,3	4,9
15	ЛПДС «Староликеево», ЗРУ-6 кВ, 4 СШ, яч.31	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,1	3,0
								Реак- тивная	2,3	4,5
16	ЛПДС «Староликеево», ЗРУ-6 кВ, 1СШ, яч.45	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	HP Proliant BL 460c Gen8	УСВ-2 Рег. № 41681-09	Актив- ная	1,0	2,9
						HP Proliant	ССВ-1Г	Реак- тивная	2,0	4,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
17	ЛПДС «Староликеево», ЗРУ 6 кВ, 2СШ, яч.67	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		BL 460с G6	Рег. № 39485-08	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,0	2,9 4,5

Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии и средней мощности на интервале времени 30 минут.

3 Погрешность в рабочих условиях указана для ИК №№ 1-6, 13, 14 для тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК для тока 5 % от $I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,8_{инд}$.

4 Погрешность СОЕВ не превышает ± 5 с.

5 ТТ по ГОСТ 7746-2001, ТН по ГОСТ 1983-2001, счетчики в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ 30206-94 и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52425-2005 и ГОСТ 26035-83. В виду отсутствия в ГОСТ Р 52425-2005 класса точности 0,5, пределы погрешностей при измерении реактивной энергии счетчиков класса точности 0,5 устанавливаются равными пределам соответствующих погрешностей счетчиков активной энергии класса точности 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005.

6 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 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСПД, УСВ-2 и ССВ-1Г на аналогичные утвержденных типов. Замена оформляется актом в установленном на АО «Транснефть-Верхняя Волга» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	17
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от Уном</p> <p>ток, % от Iном</p> <p>коэффициент мощности cosφ</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 99 до 101</p> <p>от 100 до 120</p> <p>0,9</p> <p>от 49,8 до 50,2</p> <p>от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от Уном</p> <p>ток, % от Iном</p> <p>для ИК №№ 1-6, 13, 14</p> <p>для остальных ИК</p> <p>коэффициент мощности cosφ</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения сервера БД, °С</p>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 5 до 120</p> <p>от 0,5 до 1,0</p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от -45 до +40</p> <p>от +17 до +30</p> <p>от +17 до +30</p> <p>от +10 до +30</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для УСПД:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для УСВ-2:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для ССВ-1Г:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для серверов БД:</p> <p>HP ProLiant BL 460c Gen8</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления, ч</p> <p>HP ProLiant BL 460c G6</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>165000</p> <p>2</p> <p>90000</p> <p>2</p> <p>70000</p> <p>2</p> <p>35000</p> <p>2</p> <p>15000</p> <p>2</p> <p>261163</p> <p>0,5</p> <p>264599</p> <p>0,5</p>

Продолжение таблицы 3

1	2
<p>Глубина хранения информации:</p> <p>для счетчиков:</p> <p> тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее</p> <p> при отключении питания, лет, не менее</p> <p>для УСПД:</p> <p> суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее</p> <p> при отключении питания, лет, не менее</p> <p>для серверов:</p> <p> хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее</p>	<p>113</p> <p>5</p> <p>45</p> <p>3,5</p> <p>3,5</p>

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера БД и 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.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
УСПД (функция автоматизирована);
ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

измерений приращений электроэнергии на интервалах 30 мин (функция автоматизирована);
сбора результатов измерений - не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	18
Трансформаторы тока опорные	ТОП-0,66	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	16
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛ.06-6	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	5
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	12
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Источники частоты и времени / серверы синхронизации времени	ССВ-1Г	2
Сервер БД	HP Proliant BL 460c Gen8	1
Сервер БД	HP Proliant BL 460c G6	1
Методика поверки	МП ЭПР-032-2017	1
Формуляр	ТНВВолга-500.000-АСКУЭ.ФО	1
Руководство по эксплуатации	ТНВВолга-500.000-АСКУЭ.РЭ	1

Поверка

осуществляется по документу МП ЭПР-032-2017 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть - Верхняя Волга» по объекту ЛПДС «Староликеево». Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 18.10.2017 г.

Основные средства поверки:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки;
- ТН по ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки;
- по МИ 3196-2009 ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
- по МИ 3195-2009 ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
- счетчик СЭТ-4ТМ.03М - в соответствии с документом ИЛГШ.411152.145РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденным руководителем ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04 мая 2012 г.;
- счетчик СЭТ-4ТМ.03 - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ, согласованной с руководителем ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;

- СИКОН С70 - в соответствии с документом ВЛСТ 220.00.000 И1 «Контроллеры сетевые индустриальные СИКОН С70. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в 2005 г.;
- УСВ-2 - в соответствии с документом ВЛСТ 237.00.000И1 «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 31.08.09 г.;
- ССВ-1Г - в соответствии с документом ЛЖАР.468150.003-08 МП «Источники частоты и времени / серверы синхронизации времени ССВ-1Г. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «СвязьТест» ФГУП «ЦНИИС» в ноябре 2008 г.;
- радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 46656-11);
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-02;
- термогигрометр CENTER (мод.315) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22129-09);
- барометр-анероид метеорологический БАММ-1 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 5738-76);
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28134-04);
- прибор Энерготестер ПКЭ-А (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 53602-13).

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

приведены в эксплуатационном документе.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть - Верхняя Волга» по объекту ЛПДС «Староликеево»

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

Акционерное общество «Транснефть - Верхняя Волга» (АО «Транснефть - Верхняя Волга») ИНН 5260900725

Адрес: 603950, г. Нижний Новгород, пер. Гранитный, д. 4/1

Телефон: (831) 438-22-00

Факс: (831) 438-22-05

Web-сайт: uppervolga.transneft.ru

E-mail: referent@tvv.transneft.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»

(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143444, Московская обл., Красногорский район, г. Красногорск, мкр. Опалиха,
ул. Ново-Никольская, д. 57

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Аттестат аккредитации ООО «ЭнергоПромРесурс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312047 от 26.01.2017 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2017 г.