

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора ФГУП «СНИИМ»



_____ / В.Ю. Кондаков

«08» августа 2018 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО
«РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения тяговых подстанций
ОАО «РЖД» в границах Алтайского края

Методика поверки

МП-160-РА.RU.310556-2018

Новосибирск

2018

Настоящая методика поверки распространяется на измерительные каналы системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения тяговых подстанций ОАО «РЖД» в границах Алтайского края (далее – АИИС КУЭ).

Настоящая методика не распространяется на измерительные компоненты АИИС КУЭ (трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, счетчики электрической энергии), поверка которых осуществляется по нормативно-техническим документам, указанным в эксплуатационной документации на измерительные компоненты АИИС КУЭ.

Перечень и состав ИК приведен в формуляре АИИС КУЭ.

Настоящая методика поверки устанавливает методы и средства поверки ИК при первичной, периодической и внеочередной поверках.

Первичная поверка АИИС КУЭ проводится при вводе в эксплуатацию или после ремонта.

Периодическая поверка АИИС КУЭ проводится в процессе эксплуатации не реже одного раза в 4 года.

Внеочередная поверка проводится в случае замены измерительных компонентов на однотипные. Внеочередная поверка проводится только для тех измерительных каналов, в составе которых осуществляется замена измерительных компонентов.

При поверке допускается не поверять измерительные каналы, выведенные из системы коммерческого учета.

Перед проведением поверки следует ознакомиться с эксплуатационной документацией на измерительные компоненты АИИС КУЭ; документами, указанными в разделе 4 настоящей методики поверки, регламентирующими требования безопасности.

1 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

1.1 Содержание и последовательность выполнения работ при поверке АИИС КУЭ должны соответствовать указаниям, приведенным в таблице 1.

Таблица 1. Содержание и последовательность выполнения работ при поверке АИИС КУЭ

Наименование операции	номер пункта	Вид поверки			
		Первичная и после ремонта (кроме замены измерительных компонентов)	Периодическая	Внеочередная. После замены	
				ТТ или ТН	Счетчиков
Внешний осмотр:					
Проверка состава ИК	6.1.1	+	+	-	-
Проверка схем включения измерительных компонентов	6.1.2	+	+	-	-
Проверка отсутствия повреждений измерительных компонентов	6.1.3	+	+	-	-
Проверка последовательности чередования фаз	6.1.4	+	+	+	+*
Опробование	6.2	+	+	+	+
Идентификация ПО	6.3	+	+	-	-
Проверка метрологических характеристик:					
Проверка системного времени	6.4.2	+	+	-	+
Проверка величины магнитной индукции	6.4.3	+	-	-	-
Проверка мощности нагрузки на вторичные обмотки ТТ	6.4.4	+	+	-	-
Проверка мощности нагрузки на вторичные обмотки ТН	6.4.5	+	-	-	-
Проверка потерь напряжения в цепи «ТН-счетчик»	6.4.6	+	+	-	-
Примечание: «+» - операция выполняется, «-» - операция не выполняется; * - после замены счетчика, ТН или монтажных работ во вторичных цепях ТН.					

2 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

2.1 При проведении поверки используют средства измерений и вспомогательное оборудование, указанное в таблице 2.

Таблица 2

Номер пункта документа по поверке	Эталоны, основные и вспомогательные средства поверки
6.4.1	Переносной персональный компьютер, оснащенный оптическим устройством и драйвером ИК-порта, с установленным программным обеспечением для опроса счетчиков «Конфигуратор СЭТ», «Metercat», «Alphaplus-E»
6.4.2	Радиочасы МИР РЧ-01 ($\Delta t=1$ мкс)
6.4.3, 6.4.4, 6.4.5, 6.4.6	Миллитесламетр ТП2-2У-01 (2,5%); мультиметр АРРА-109, от 0 до 200 В; 0,7%+80 ед.мл.р.; клещи токовые АТК-2001 от 0 до 30А $\pm(2,0\%+5$ е. м. р); измеритель комплексных сопротивлений «Вымпел» от 0,05 до 5 Ом, $\pm [1,0+0,05 \cdot (Z_k / Z_x - 1)]$ %; Прибор для измерений электроэнергетических величин и показателей качества электроэнергии «Энерготестер ПКЭ», $\pm[0,1+0,01((U_n/U)-1)]\%$
Допускается использовать другие средства измерений, обеспечивающие требуемую погрешность измерений.	

3 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

3.1 Условия поверки должны соответствовать рабочим условиям применения средства измерений и вспомогательного оборудования в соответствии с их описаниями типов, паспортами или руководствами пользователя.

4 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

4.1 При выполнении поверки следует выполнять требования безопасности в соответствии с ГОСТ 12.3.019-80, ГОСТ 12.2.007.0-75, «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ», «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей», «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок».

4.2 Поверитель допускается к выполнению работ в составе бригады в количестве не менее 2 человек, хотя бы один из которых имеет группу допуска по электробезопасности не ниже IV (до и выше 1000 В).

5 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

5.1 Обеспечить выполнение требований безопасности.

5.2 Изучить эксплуатационную документацию на оборудование, указанное в таблице 2, ПО «Конфигуратор СЭТ», «Metercat», «Alphaplus-E».

5.3 Обеспечить выполнение условий поверки.

6 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

6.1 Внешний осмотр

6.1.1 Внешним осмотром проверяют укомплектованность АИИС КУЭ измерительными компонентами, проверяют соответствие типов фактически использованных измерительных компонентов типам средств измерений, использование которых предусмотрено проектной документацией (перечень измерительных компонентов приведен в формуляре). Проверяют, имеются ли на все измерительные компоненты свидетельства о поверке или действующие результаты поверки, оформленные иным образом.

6.1.2 Внешним осмотром проверяют схемы подключения трансформаторов тока и напряжения к счетчикам электрической энергии на соответствие проектной документации.

6.1.3 Визуально проверяют отсутствие повреждений доступных частей измерительных компонентов.

6.1.4 Визуально, по маркировке проводников в измерительных цепях и индикатору счетчиков, проверяют последовательность чередования фаз на каждом счетчике электрической энергии.

Результаты выполнения операции считать положительными, если состав измерительных каналов соответствует формуляру и, при наличии, акту замены измерительных компонентов; целостность корпусов измерительных компонентов не нарушена, пломбы и клейма сохранены, имеются действующие результаты поверки на каждый измерительный компонент, входящий в состав измерительных каналов АИИС КУЭ; размещение измерительных компонентов, схемы включения счетчиков электрической энергии, места прокладки вторичных цепей соответствуют проектной документации; последовательность чередования фаз прямая.

6.2 Опробование

6.2.1 Проверяют работоспособность связующих компонентов и вспомогательных устройств, счетчиков, контроллеров и сервера баз данных, отсутствие ошибок информационного обмена. Проверка осуществляется анализом записей в журнале событий сервера баз данных, проверкой наличия в базе данных результатов измерений, сравнением результатов измерений, хранящихся в базе данных АИИС КУЭ с результатами измерений, хранящимися в энергонезависимой памяти счетчиков электрической энергии ИК.

6.2.2 Действуя в соответствии с указаниями, приведенными в руководстве пользователя программного обеспечения ИВК, производят чтение журналов событий, хранящихся в памяти счетчиков. Убеждаются в отсутствии записей об ошибках и аварийных ситуациях в счетчиках электроэнергии, убеждаются в отсутствии записей об ошибках связи.

6.2.3 Через канал прямого доступа к счетчикам электрической энергии (оптопорт или цифровой интерфейс) с использованием программы конфигурирования счетчиков («Конфигуратор СЭТ», «Metercat» или «Alphaplus-E») считать из архива каждого счетчика результаты измерений количества активной и реактивной электрической энергии за предшествующие сутки или за те сутки, в которых суточное приращение электрической энергии не равно нулю. Убедиться в том, что коэффициенты трансформации, запрограммированные в счетчиках равны единице.

6.2.4 Действуя в соответствии с указаниями, приведенными в руководстве пользователя программного обеспечения ПО «АльфаЦЕНТР», установленного на ИВК ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», сформировать отчетный документ с результатами измерений за ту же дату, что и результаты измерений, полученные непосредственно со счетчиков электрической энергии при выполнении 6.2.1.

6.2.5 Рассчитать количество потребленной активной и реактивной электрической энергии за контрольный интервал времени по формулам:

$$\begin{aligned} W_i^A &= K_{li} \cdot K_{Uj} \cdot W_{счi}^A, \text{ кВт}\cdot\text{ч} \\ W_i^P &= K_{li} \cdot K_{Uj} \cdot W_{счi}^P, \text{ квар}\cdot\text{ч} \end{aligned} \quad (1)$$

где i – номер измерительного канала АИИС КУЭ;

K_{li} – коэффициент трансформации трансформаторов тока, использованных в i -ом измерительном канале;

K_{U_i} – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, использованных в i -ом измерительном канале;

$W_{счi}^A$ – приращение активной электроэнергии, учтенное в архиве счетчика i -го измерительного канала за контрольные сутки, кВт·ч;

$W_{счi}^P$ – приращение реактивной электроэнергии, учтенное в архиве счетчика i -го измерительного канала за контрольные сутки, квар·ч.

6.2.6 Сравнить результаты расчета по формулам (1) с результатами измерений, содержащимися в выходном файле, полученном на ИВК.

Результаты выполнения проверки считать положительными, если журналы событий не содержат записей об аварийных ситуациях и ошибках информационного обмена; коэффициенты трансформации, запрограммированные в счетчиках равны единице; считанные со счетчиков приращения электроэнергии и рассчитанные на их основе по формуле (1) приращения электроэнергии в точке измерений не отличаются от данных, полученных из базы данных АИИС КУЭ, более чем на единицу кВт·ч (квар·ч).

6.3 Идентификация ПО

6.3.1 Используя программное обеспечение для расчета контрольных сумм MD5 вычислить контрольные суммы файлов метрологически значимой части ПО.

6.3.2 В качестве программного обеспечения для расчета контрольных сумм допускается использовать любое программное обеспечение, реализующее алгоритм, описанный в RFC 1321, например, Microsoft (R) File Checksum Integrity Verifier (Windows-KB841290-x86-ENU.exe).

6.3.3 Посчитать контрольную сумму и сравнить с данными, приведенными в описании типа.

Результаты выполнения проверки считать положительными, если вычисленная контрольная сумма файла метрологически значимой части ПО соответствуют значению, указанному в описании типа.

6.4 Проверка метрологических характеристик.

6.4.1 Метрологические характеристики АИИС КУЭ при измерении времени проверяются комплектным методом, при измерении электрической энергии – поэлементным. Измерительные каналы АИИС КУЭ обеспечивают нормированные характеристики погрешности измерения электрической энергии при использовании поверенных измерительных компонентов и при выполнении рабочих условий их применения, установленных в технической документации на АИИС КУЭ.

6.4.2 Проверка системного времени.

6.4.2.1 Сравнить показания часов ИВК с показаниями часов МИР РЧ-01 и определить поправку $\Delta t_{ИВК}$.

6.4.2.2 Сравнить показания часов УСПД с показаниями часов МИР РЧ-01 и определить поправку $\Delta t_{УСПД}$.

6.4.2.3 Сравнить показания часов МИР РЧ-01 с показаниями часов счетчиков электрической энергии и зафиксировать для каждого счетчика разность показаний его часов и эталонных часов (поправки $\Delta t_{счi}$, где i – номер счетчика).

Результаты проверки считают удовлетворительными, если поправки часов счетчиков электрической энергии ($\Delta t_{счi}$) не превышают ± 5 с, поправка часов ИВК ($\Delta t_{ИВК}$) и УСПД ($\Delta t_{УСПД}$), не превышает ± 1 с.

6.4.3 Проверка величины магнитной индукции в месте расположения счетчиков электрической энергии

6.4.3.1 Выполнить измерение модуля вектора магнитной индукции на частоте 50 Гц в непосредственной близости от счетчиков электрической энергии миллитесламетром портативным ТП2-2У-01.

Результаты проверки считать удовлетворительными, если величина модуля вектора магнитной индукции не превышает 0,05 мТл.

6.4.4 Проверка мощности нагрузки на вторичные обмотки ТТ

Измерение полной мощности нагрузки на вторичную обмотку каждого ТТ осуществляют в соответствии с аттестованной методикой, например:

а) МИ 3196-2009 «Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей», утверждена ФГУП «ВНИИМС» 19.02.2009 г.;

б) «Методика выполнения измерений параметров вторичных цепей измерительных трансформаторов тока и напряжения», утвержденной ФГУП «СНИИМ» 24.04.2014 г., рег. №ФР.1.34.2014.17814.

Допускается использовать результаты измерений, приведенные в паспортах-протоколах, согласованных органами государственной метрологической службы, при условии подтверждения прослеживаемости результатов измерений, приведенных в них, оформленных в соответствии с Приложением 11.3 к Положению о порядке получения статуса субъекта ОРЭ в период истекающего межповерочного интервала.

Результаты *проверки считать удовлетворительными*, если нагрузка на вторичные обмотки трансформаторов тока лежит в пределах, установленных в ГОСТ 7746.

6.4.5 Проверка мощности нагрузки на вторичные обмотки ТН

Измерение полной мощности нагрузки на вторичную обмотку каждого ТН осуществляют в соответствии с аттестованной методикой, например:

а) МИ 3195-2009 «Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей», утверждена ФГУП «ВНИИМС» 19 февраля 2009 г.;

б) «Методика выполнения измерений параметров вторичных цепей измерительных трансформаторов тока и напряжения», утвержденной ФГУП «СНИИМ» 24.04.2014 г., рег. №ФР.1.34.2014.17814.

Допускается использовать результаты измерений, приведенные в паспортах-протоколах, согласованных органами государственной метрологической службы, при условии подтверждения прослеживаемости результатов измерений, приведенных в них, оформленных в соответствии с Приложением 11.3 к Положению о порядке получения статуса субъекта ОРЭ в период истекающего межповерочного интервала.

Результаты *проверки считать удовлетворительными*, если нагрузка на вторичные обмотки трансформаторов напряжения лежит в пределах, установленных ГОСТ 1983.

6.4.6 Проверка падения напряжения в цепи «ТН – счетчик»

Проверку падения напряжения в цепи «трансформатор напряжения – счетчик» проводят в соответствии с аттестованной методикой, например:

а) «Методика измерений потерь электрической энергии в линии электроснабжения прибором «Энерготестер ПКЭ», свидетельство об аттестации МИ №315/2203-(01.00250-2008)-2012 от 27.09.2012 г.;

б) «Методика выполнения измерений параметров вторичных цепей измерительных трансформаторов тока и напряжения», утвержденной ФГУП «СНИИМ» 24.04.2014 г., рег. №ФР.1.34.2014.17814.

Результаты проверки считать положительными, если на всех присоединениях значение потерь напряжения не превышает 0,25%.

7 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

7.2 На оборотной стороне свидетельства о поверке делается запись «Настоящее свидетельство о поверке действительно при наличии действующих результатов поверки на все измерительные компоненты, перечисленные в Приложении к нему».

7.3 В приложении к свидетельству о поверке приводится перечень измерительных каналов, по которым ведется коммерческий учет электроэнергии и сведения о входящих в состав АИИС КУЭ измерительных компонентах с указанием их типов и заводских номеров, идентификационных

данных программного обеспечения. Пример оформления Приложения к свидетельству о поверке приведен в Приложении А.

7.4 При проведении внеочередной поверки приводить идентификационные признаки ПО не требуется.

7.5 В случае получения отрицательных результатов поверки свидетельство о поверке аннулируют, гасят клеймо о поверке, оформляют извещение о непригодности с указанием причин несоответствия требованиям.

Разработал:

Начальник сектора 113 ФГУП «СНИИМ»

 В. С. Крылов

Пример оформления приложения к свидетельству о поверке

Таблица А.1 – Перечень ИК и измерительных компонентов в составе ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК АИИС КУЭ				ИВКЭ, рег. №, зав. №				
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, рег. №		Обозначение, тип			Зав. №			
1	2	3		4		5	6			
1	ТПС «Алтайская» 110/27,5/10кВ, Ввод Т-1 110 кВ	ТТ	Кт=0,2S Ктт=200/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*	3643	RTU-327 №41907-09 №1503			
				B	ТГФМ-110 II*	3645				
				C	ТГФМ-110 II*	3644				
		ТН	Кт=0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1	3472				
				B	НАМИ-110 УХЛ1	3443				
				C	НАМИ-110 УХЛ1	3398				
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4		01191648				
		2	ТПС «Алтайская» 110/27,5/10кВ, Ввод Т-2 110 кВ	ТТ	Кт=0,2S Ктт=200/1 №36672-08	A		ТГФМ-110 II*	3648	RTU-327 №41907-09 №1503
						B		ТГФМ-110 II*	3647	
C	ТГФМ-110 II*					3646				
ТН	Кт=0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 №24218-03			A	НАМИ-110 УХЛ1	3422				
				B	НАМИ-110 УХЛ1	3391				
				C	НАМИ-110 УХЛ1	3392				
Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06			A1802RALXQ-P4GB-DW-4		01191649				
...			

Таблица А.2 - Идентификационные данные ПО ИВК Центра сбора данных ОАО «РЖД»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Энергия Альфа 2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.3.3
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60

Таблица А.3 - Идентификационные данные ПО ИВК ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ac metrology.dll)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Идентификационное наименование ПО	Энергия Альфа 2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.3.114
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60

Поверитель _____ /ФИО, должность/

(оттиск клейма)