

УТВЕРЖДАЮ  
Заместитель директора ФГУП «СНИИМ»  
Е. С. Коптев



«28» 12 2016 г.

**СИСТЕМА ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ  
АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ  
ЭНЕРГИИ  
ОАО «ТОМУСИНСКОЕ ЭНЕРГОУПРАВЛЕНИЕ» (первая очередь), Зав. №1**

**Методика поверки**

**МП 37756-08**

с Изменением №1

Новосибирск  
2016 г

## Методика поверки Л. 2

Настоящая методика поверки распространяется на систему информационно-измерительную автоматизированную коммерческого учета электрической энергии ОАО «Томусинское энергоуправление» (первая очередь), зав. №1 (в дальнейшем - АИИС), предназначенную для измерения количества активной и реактивной электрической энергии, средней активной и реактивной электрической мощности, ведения календаря и измерения времени в шкале времени UTC(SU).

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

Настоящая методика поверки устанавливает методы и средства поверки измерительных каналов АИИС при первичной, периодической и внеочередных поверках.

Настоящая методика поверки распространяется на измерительные каналы АИИС, состоящие из информационно-измерительных комплексов точек измерений (ИИК ТИ), состав которых приведен в описании типа АИИС.

Допускается подвергать поверке АИИС только в части отдельных измерительных каналов.

*(Измененная редакция, Изм. №1)*

### Таблица 1

*(Исключена, Изм. №1)*

Первичная поверка АИИС проводится при вводе в эксплуатацию (по окончании периода опытно-промышленной эксплуатации).

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

При истечении срока поверки одного или нескольких измерительных компонентов АИИС проводится внеочередная поверка АИИС

Перед проведением поверки следует ознакомиться с эксплуатационной документацией на измерительные компоненты АИИС; документами, указанными в разделе 0 настоящей методики поверки, регламентирующими требования безопасности.

## 1 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

1.1 Содержание и последовательность выполнения работ по проверке измерительных каналов и АИИС в целом должны соответствовать указаниям, приведенным в таблице 2.

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

1.3 В случае если проводят внеочередную поверку АИИС, в связи с истечением срока поверки одного или нескольких измерительных компонентов АИИС, то операции поверки проводят **только** для измерительных каналов, в состав которых входят данные измерительные компоненты.

## 2 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

2.1 При проведении поверки используют средства измерений и вспомогательное оборудование, указанное в таблице 3.

## 3 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

3.1 Условия поверки соответствуют рабочим условиям применения средств поверки.

Таблица 2

Содержание работ	номер пункта	Вид поверки			
		Первичная и после ремонта (кроме замены измерительных компонентов на однотипные)	Периодическая	Внеочередная	
				После поверки или замены на однотипные ТТ или ТН	После поверки или замены на однотипные счетчиков и УСПД
Внешний осмотр	6.1	+	+	+	+
	6.1.1	+	+	+	+
	6.1.2	+	-	-	-
	6.1.3	+	-	-	+#
	6.1.4	+	-	+	+
	6.1.5	+	+	+	+
	6.1.6	+	+	-	-
	6.1.7	+	-	-	-
	6.1.8	+	+	+	+
Опробование	6.2	+	+	+	+
Проверка метрологических характеристик:					
Проверка поправки часов ИВК и часов счетчиков	6.3	+	+	-	+
Проверка напряженности магнитного поля	6.4	+	-	-	-

Содержание работ	номер пункта	Вид поверки			
		Первичная и после ремонта (кроме замены измерительных компонентов на однотипные)	Периодическая	Внеочередная	
				После поверки или замены на однотипные ТТ или ТН	После поверки или замены на однотипные счетчиков и УСПД
Проверка мощности нагрузки вторичных цепей ТТ и ТН	6.5	+	+**	-	-
Проверка потерь напряжения	6.6	+	+	-	-
Идентификация ПО	6.7	+	+	-	-

Примечание:  
 «+» - операция выполняется, «-» - операция не выполняется;  
 \* - при поверке счетчиков на месте эксплуатации допускается чередование фаз не проверять.  
 \*\* - только для трансформаторов тока.

(Таблица 2, Измененная редакция, Изм. №1)

Таблица 3

Операция	Эталоны и вспомогательное оборудование
6.2	Переносной персональный компьютер, оснащенный программным обеспечением для опроса счетчиков СЭТ-4ТМ.03
6.3	Вторичный эталон времени, частоты и шкалы времени ВЭТ 1-5, переносной персональный компьютер с программным обеспечением, обеспечивающим поддержку протокола NTP.
6.4	Миллитесламетр портативный ТП2-2У-01 (погрешность измерения модуля вектора магнитной индукции 7,5%).
6.5	Вольтметр АРРА-109, от 0 В до 200 В; 0,7%+80ед.мл.р.; вольтамперфазометр «Парма ВАФ-А», от 0 до 10 А, $(1+(0,1I_k/I_n-1))\%$ ; измеритель комплексных сопротивлений «Вымпел» от 0,05 Ом до 5 Ом, $\pm [1,0+0,05 \cdot ( Z_k / Z_x  - 1)] \%$ .
6.6	Вольтметр АРРА-109 2 шт.; от 0 В до 200 В; 0,7%+80ед.мл.р.

Допускается использовать другие средства измерений, обеспечивающие требуемую погрешность измерений.

(Таблица 3, Измененная редакция, Изм. №1)

## 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», «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок» и «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей».

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 свыше 1000 В).

## 5 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

5.1 Обеспечить выполнение требований безопасности.

5.2 Изучить эксплуатационную документацию на оборудование, указанное в таблице 5

5.3 Проверить выполнение условий поверки.

## 6 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

### 6.1 Внешний осмотр

6.1.1 Проверить целостность корпусов измерительных компонентов, наличие пломб, клейм поверяющей организации.

6.1.2 Проверить размещение измерительных компонентов, правильность схем подключения трансформаторов тока и напряжения к счетчикам электрической энергии; правильность прокладки проводных линий по проектной документации на АИИС (Проект КЭ 411711.035).

6.1.3 Проверить последовательность чередования фаз на каждом счетчике электрической энергии с помощью вольтамперфазометра. При проверке последовательности чередования фаз действовать в соответствии с указаниями, изложенными в его руководстве по эксплуатации.

6.1.4 Проверить соответствие типов фактически использованных измерительных компонентов типам, использование которых предусмотрено проектной документацией.

6.1.5 Проверить отсутствие повреждений доступных частей измерительных компонентов, отсутствие следов коррозии в местах подключения проводных линий.

6.1.6 Проверить число измерительных каналов АИИС.

6.1.7 Проверить подлинность программного обеспечения, использованного в сервере сбора данных и на автоматизированных рабочих местах по наличию сертификатов аутентичности.

6.1.8 Проверить наличие сведений о поверке измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов.

*Результаты выполнения операции считать положительными*, если целостность корпусов измерительных компонентов не нарушена, пломбы и клейма сохранны, имеются действующие свидетельства о поверке на каждый измерительный компонент, входящий в состав измерительных каналов АИИС, состав измерительных каналов соответствует таблице 1; для измерительных каналов с ИИК ТИ, состав которых отличен от состава ИИК ТИ, приведенных в таблице 1, в описании типа указаны сведения о совместимости с АИИС по электрическим, конструктивным и информационным параметрам, число измерительных каналов не превышает максимально допускаемое.

### 6.2 Опробование

6.2.1 Считать со счетчика каждого канала показания по потребленной активной и реактивной электрической энергии за последние сутки. Данная операция осуществляется с использованием доступа к счетчику электрической энергии через оптопорт под управлением программного обеспечения «Конфигуратор СЭТ». В каждом счетчике проверить запрограммированные коэффициенты трансформации.

6.2.2 Действуя в соответствии с указаниями руководства пользователя программного модуля «Сервер отображения», считать архив данных за этот же период времени с помощью АИИС.

6.2.3 Рассчитать количество потребленной активной и реактивной электрической энергии за последние сутки по показаниям счетчиков по формулам:

$$\begin{aligned} W_{i}^A &= K_{Li} \cdot K_{Ui} \cdot W_{счi}^A, \\ W_{i}^P &= K_{Li} \cdot K_{Ui} \cdot W_{счi}^P, \end{aligned} \quad (1)$$

где  $i$  – номер измерительного канала АИИС;

$K_{Li}$  – коэффициент трансформации трансформаторов тока, использованных в  $i$ -ом измерительном канале (в соответствии с таблицей 1);

$K_{Ui}$  – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, использованных в  $i$ -ом измерительном канале (в соответствии с таблицей 1);

$W_{счi}^A$  – количество активной электроэнергии, учтенное в архиве счетчика  $i$ -го измерительного канала;

$W_{счi}^P$  – количество реактивной электроэнергии, учтенное в архиве счетчика  $i$ -го измерительного канала.

6.2.4 Сравнить результаты расчета по формулам (1) с результатами измерений количества потребленной электрической энергии АИИС.

6.2.5 По журналу событий АИИС проверить наличие фактов коррекции часов реального времени УСПД и счетчиков электрической энергии.

**Результаты выполнения операции считать положительными**, если результаты измерений, полученные с помощью программного обеспечения «Конфигуратор СЭТ», входящего в комплект поставки счетчиков СЭТ-4ТМ.03 не отличаются более, чем на единицу младшего разряда показаний счетчика от значений, рассчитанных по формулам (1), коэффициенты трансформации, запрограммированные в счетчиках, равны единице, в журнале событий АИИС отмечены факты коррекции часов реального времени УСПД и счетчиков электрической энергии.

### 6.3 Проверка поправки часов счетчиков, УСПД и сервера ИВК относительно шкалы времени UTC

#### 6.3.1 Подготовка к проверке.

6.3.1.1 Средствами операционной системы, установленной на переносной персональной ЭВМ, выполнить синхронизацию часов переносной персональной ЭВМ с NTP сервером, являющимся средством передачи эталонных сигналов времени Государственного первичного эталона единиц времени, частоты и национальной шкалы времени ГЭТ 1-2012.

#### 6.3.2 Определение поправки часов счетчиков, УСПД и сервера ИВК.

6.3.2.1 Сравнить показания часов переносной персональной ЭВМ с показаниями часов счетчиков электрической энергии в составе проверяемых измерительных каналов и зафиксировать разность показаний часов каждого счетчика и часов переносной персональной ЭВМ (поправку  $\Delta t_{1сч}$ ).

6.3.2.2 Для определения поправки часов счетчика СЭТ-4ТМ.03 перевести счетчик в режим индикации дополнительных параметров и выбрать режим индикации текущего времени. Одновременно наблюдая показания часов ЭВМ и часов счетчика, определить поправку  $\Delta t_{1сч}$  часов счетчика.

6.3.2.3 Сравнить показания часов ЭВМ с показаниями часов УСПД, задействованных в проверяемых измерительных каналах, и зафиксировать разность показаний часов УСПД и часов ЭВМ (поправку  $\Delta t_{1УСПД}$ ).

6.3.2.4 Сравнить показания часов ЭВМ с показаниями часов сервера ИВК и зафиксировать разность показаний часов сервера ИВК и часов ЭВМ (поправку  $\Delta t_{1ИВК}$ ).

6.3.2.5 Через 24 часа повторить действия по 6.3.2 и зафиксировать разность показаний часов  $\Delta t_{2сч}$ ,  $\Delta t_{2УСПД}$  и  $\Delta t_{2ИВК}$ .

**Результаты проверки считать положительными**, если поправки  $\Delta t_{1сч}$  и  $\Delta t_{2сч}$

часов счетчиков электрической энергии не превышают  $\pm 5$  с., поправки  $\Delta t_{1\text{УСПД}}$ ,  $\Delta t_{2\text{УСПД}}$ ,  $\Delta t_{1\text{ИВК}}$ ,  $\Delta t_{2\text{ИВК}}$  не превышают  $\pm 1$  с.

*(п. 6.3, Измененная редакция, Изм. №1)*

#### 6.4 Проверка магнитного поля

6.4.1 Выполнить измерение модуля вектора магнитной индукции в непосредственной близости от счетчиков электрической энергии миллитесламетром портативным ТП2-2У-01.

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

#### 6.5 Поверка мощности нагрузки вторичных цепей трансформаторов тока и трансформаторов напряжения

6.5.1 Проверку нагрузки трансформаторов тока ИИК проводить с помощью прибора «Вымпел» с полным отключением или без отключения (под нагрузкой) по методу «вольтметра-амперметра» измерением тока (I), протекающего в линиях вторичной цепи, и напряжения (U) на клеммах, к которым подключены данные линии вторичной цепи при условии, что ток во вторичной цепи (при использовании прибора «ПАРМА ВАФ-А») составляет величину не менее 100 мА. Схемы измерений приведены в приложении А. Если это условие не выполняется, то выполняют отключение трансформатора тока, проводят организационные мероприятия по обеспечению безопасного доступа к выводам вторичных обмоток и измеряют полное сопротивление (Z) измерительной цепи тока с помощью измерителя комплексных сопротивлений «Вымпел».

6.5.2 Измерение полного сопротивления прибором «Вымпел» проводят следующим образом:

- Обеспечивают безопасный доступ к трансформаторам тока, сняв с них напряжение.
- Отсоединяют от вторичной обмотки трансформатора тока, используемой для учета, вторичные цепи.
- Выполняют измерение сопротивлений  $Z_{ao}$ ,  $Z_{co}$ ,  $Z_{ca}$  (для ТТ, включенных по схеме «неполная звезда», см. таблицу 1) или сопротивлений  $Z_{av}$ ,  $Z_{vc}$ ,  $Z_{ca}$  (для ТТ, включенных по схеме «звезда», см. таблицу 1).
- Рассчитывают сопротивление, включенное в каждую фазу сборки трансформаторов тока, по формулам:

$$\begin{aligned} Z'_a &= \frac{Z_{ao} - Z_{os} + Z_{ca}}{2}; \\ Z'_c &= Z_{ac} - Z_a; \\ Z'_a &= Z_{ac} - Z_c. \end{aligned} \quad (\text{для ТТ, соединенных по схеме «звезда»)} \quad (7)$$

6.5.3 Для трансформаторов тока ИИК №№1÷22, вторичные цепи которых собраны по схеме «полная звезда», сопротивление нагрузки трансформаторов тока равно значениям сопротивлений, вычисленным по формулам (7).

6.5.4 При нормировании нагрузки ТТ в единицах сопротивления, используют полученные результаты непосредственно.

6.5.5 При нормировании нагрузки ТТ в единицах полной мощности, вычисляют мощность нагрузки вторичной обмотки трансформаторов тока, приведенную к номинальному току, по формуле:

$$S = I_H^2 \cdot Z \quad (8)$$

где

$Z$  – измеренное значение полного сопротивления измерительной цепи тока;  
 $I_H$  – номинальное значение тока вторичной измерительной обмотки трансформатора тока,  $I_H = 5A$ .

6.5.6 При измерении нагрузки вторичной обмотки трансформаторов тока без отключения мощность нагрузки рассчитывают по формуле:

$$S=(I_H^2 \cdot U)/I, \quad (9)$$

где  $U$ ,  $I$  – измеренные значения напряжения на клеммах, к которым подключены выводы трансформатора тока, и тока в измерительной цепи тока;  
а сопротивление нагрузки рассчитывают по формуле:

$$Z=U/I. \quad (10)$$

6.5.7 Нагрузку вторичных обмоток трансформаторов напряжения измеряют при наибольшей и наименьшей нагрузке, возможной при различных схемах коммутации оборудования, подключенного к вторичной цепи, во включенном состоянии. Для каждого режима вычисляют мощность нагрузки вторичной обмотки трансформаторов напряжения измерительных каналов по формуле:

$$S=(U_H^2 \cdot I)/U, \quad (11)$$

где

$U$ ,  $I$  - измеренные значения фазных напряжений и тока в фазных проводах,  
 $U_H$  - номинальные значения напряжения (57,7 В).

**Результаты проверки считать положительными**, если приведенные нагрузки вторичных цепей трансформаторов тока и напряжения лежат в пределах от 25% до 100% номинальных значений, указанных в технической документации на трансформаторы. Для трансформаторов напряжения оценку производят по номинальной мощности, указанной наивысшего класса точности, если нагрузка получается выше допустимой, то оценку делают по нагрузке для следующего класса точности вплоть до класса точности 1,0, если трансформатор работает в классе точности хуже, чем 1,0 то результат проверки неудовлетворителен.

## 6.6 Проверка потерь напряжения в линиях присоединения счетчиков к трансформаторам напряжения

6.6.1 Проверка потерь напряжения проводится для всех линий подключения трансформаторов напряжения к счетчикам электрической энергии.

6.6.2 Для трансформаторов напряжения проверяемого канала собрать схему, в соответствии с рисунком А.2 приложения А.

6.6.3 Измерить падение напряжения на проводах фаз ( $\Delta U_i$ ) Измерить значения фазных напряжений ( $U_i$ ).

6.6.4 Рассчитать относительную погрешность из-за потерь напряжения в линии по формуле:

$$\delta U_i = (\Delta U_i / U_i) \cdot 100\%.$$

6.6.5 Повторить действия п.6.6.2-6.6.4 для всех измерительных каналов АИИС, подключения производить в клеммных отсеках соответствующих ячеек трансформаторов напряжения.

**Результаты проверки считать положительными**, если ни в одном случае измеренное значение потерь напряжения не превышает 0,25%.

## 6.7 Идентификация ПО

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

6.7.2 В качестве программного обеспечения для расчета контрольных сумм допускается использовать любое программное обеспечение, реализующее алгоритм, описанный в RFC 1321.



**Результаты проверки считать положительными**, если результаты расчета контрольных сумм соответствуют сведениям, приведенным в описании типа.

*(п. 6.7, Изм. №1)*

## **7 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ**

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке; знак поверки наносят на свидетельство о поверке.

7.2 В приложении к свидетельству о поверке приводятся идентификационные признаки метрологически значимой части ПО, перечень измерительных каналов, которые были подвергнуты поверке, а также перечень измерительных компонентов, входящих в их состав. Рекомендуемая форма приведена в Приложении Б.

7.3 В случае получения отрицательных результатов поверки оформляют извещение о непригодности.

*(р.7, Измененная редакция, Изм. №1)*

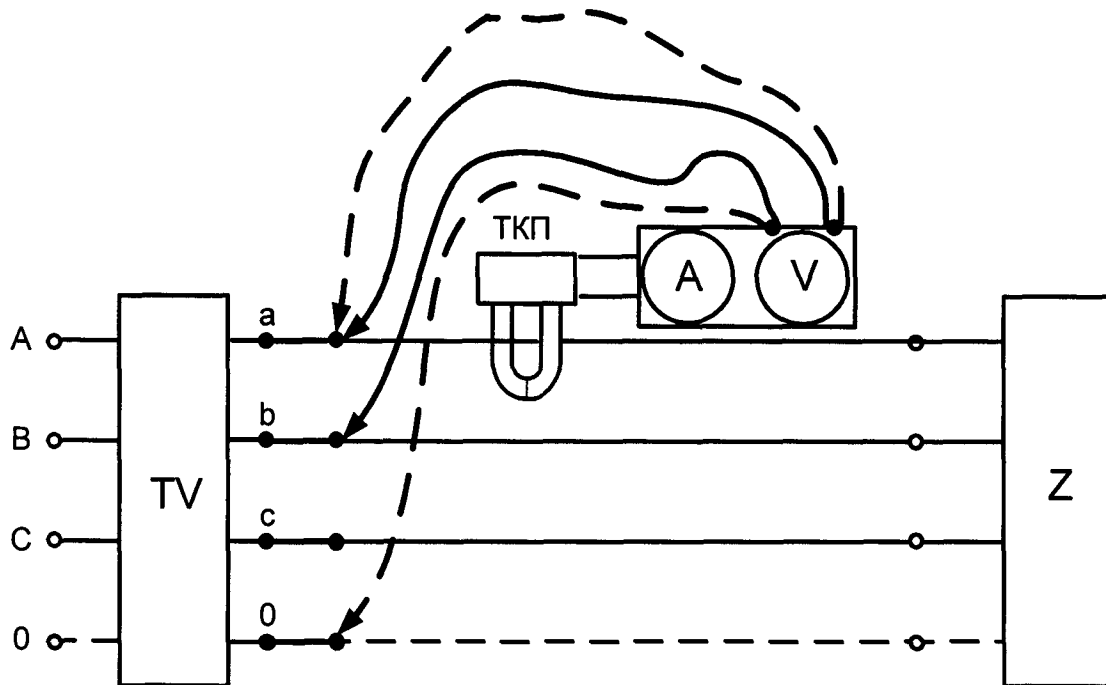
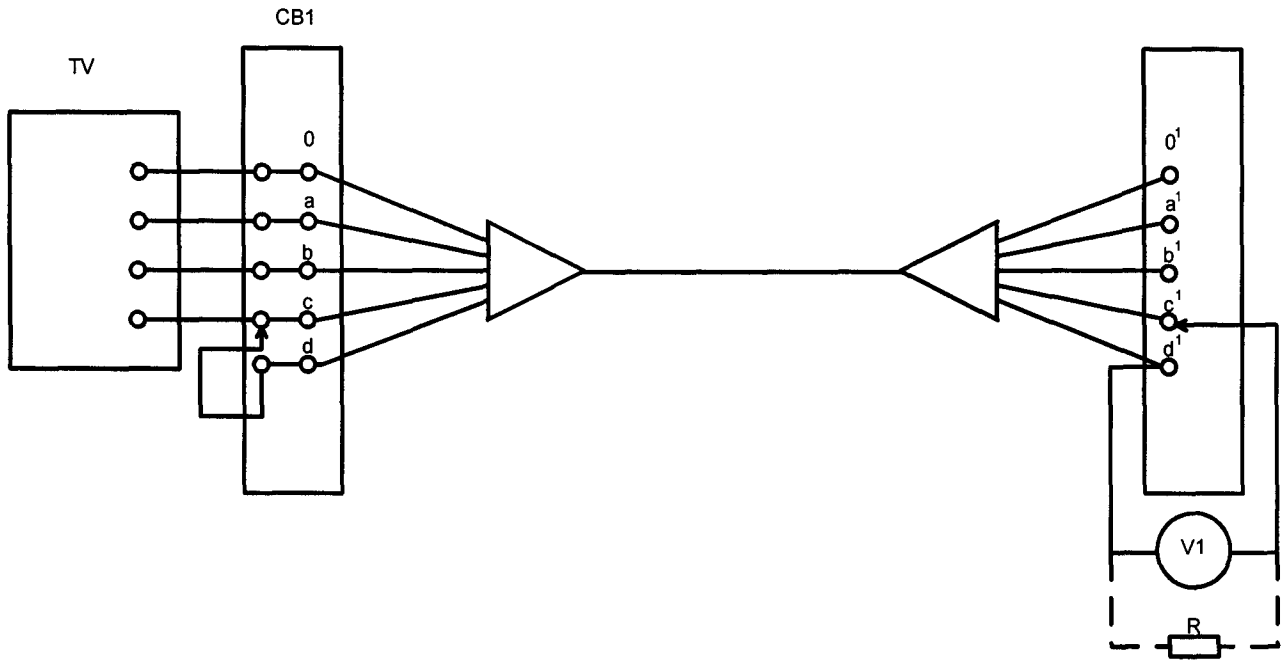


Рисунок А.1 – Схема измерения нагрузки вторичной обмотки трансформаторов напряжения.

TV - соединение однофазных ТН или трехфазный ТН в трехфазной трех- или четырехпроводной сети;

Z - внешняя вторичная цепь ТН (нагрузка); А - вольтамперфазометр «Парма ВАФ-А» в режиме измерений тока; ТКП - токосъемная клещевая приставка прибора «Парма ВАФ-А»;

V – вольтамперфазометр «Парма ВАФ-А» в режиме измерения напряжения переменного тока.



**Рисунок А.2** - Схема для измерения потерь напряжения

TV - соединение однофазных трансформаторов напряжения;

CB1 - сборка выводов ТН в клеммном шкафу;

CB2 - сборка выводов панели счетчиков;

a-a', b-b', c-c', 0-0'- рабочие жилы кабеля;

d-d'- свободная жила кабеля (или дополнительный провод в изоляции);

V1 - вольтметр;

R - резистор типа МЛТ-0,5 номиналом не менее 1 кОм (рекомендуется включать для уменьшения влияния помех). Обязательное включение этого резистора не требуется.

## Пример заполнения приложения к свидетельству о поверке

Перечень измерительных каналов:

1. ПС «Мысковская» 110/35/6 Ф. 6-3-Б;
2. ПС «Мысковская» 110/35/6 Ф. 6-5-М;

...

Таблица 1 – Перечень измерительных компонентов

Наименование измерительного компонента	Тип измерительного компонента	Зав. номер
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	8026, 7642, 8194, 9051
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95	135, 136, 182
...	...	...
Счетчики электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03	
Устройства сбора и передачи данных	АЛЬТАИС	....
Устройство синхронизации времени	УСВ-1	....

Таблица 2 - Идентификационные признаки ПО

Идентификационное наименование ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм цифрового идентификатора ПО
1	3	
/papyrus_driver/org/eva/papyrus/counter/driver/electricity/ce301/Ce301Driver.class	BC5E1AB9A7EC9BF8 A9A56A50ED191CAF	MD5
/papyrus_driver/org/eva/papyrus/counter/driver/electricity/gme920/Gme920Driver.class	9F51693405E7266309F CC1DC4D872F4C	
/papyrus_driver/org/eva/papyrus/counter/driver/electricity/mercury230/Mercury230Driver.class	65F9F7B20491AFB55 B6E2FB3E01CBD83	
/papyrus_driver/org/eva/papyrus/counter/driver/electricity/m2064/Rim889Driver.class	15568077FCB7467BB4 5E6A0CCEF898E7	
/papyrus_driver/org/eva/papyrus/counter/driver/electricity/m2064/Rm2064Driver.class	61B371DF7964C89894 663C6628810B09	
/papyrus_driver/org/eva/papyrus/counter/driver/electricity/set4tm03/SET4TM03Driver.class	1F4FAF6438928A70A 8156880C03EDB8C	
/papyrus_driver/org/eva/papyrus/counter/driver/electricity/stub/StubElectricityDriver.class	542B65959F572402FA BEF6D9FD8B1B70	

(Приложение Б, Измененная редакция, Изм. №1)