

Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии  
(Росстандарт)  
Федеральное бюджетное учреждение  
«Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в  
Тюменской области, Ханты-Мансийском автономном округе – Югра,  
Ямало-Ненецком автономном округе»  
(ФБУ «Тюменский ЦСМ»)

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора по метрологии  
ФБУ «Тюменский ЦСМ»



Р.О. Сулейманов  
2017 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

**СИСТЕМА АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ИНФОРМАЦИОННО-  
ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ  
ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ» В ЧАСТИ ОАО «СИБНЕФТЕПРОВОД» ПО  
ОБЪЕКТАМ «ТРУБОПРОВОДНОЙ СИСТЕМЫ «НПС «ПУР-ПЕ» - НПС  
«САМОТЛОР»**

Методика поверки

МП 49562-12

С изменением № 1

Тюмень  
2017

Переиздана с изменением № 1

ФБУ «Тюменский ЦСМ»



Начальник отдела МОП  
Л.А. Каражова



Инженер по метрологии 2 категории отдела МОП  
М.Е. Майоров

## СОДЕРЖАНИЕ

1 ОБЪЕКТ ПОВЕРКИ	4
2 ОПЕРАЦИИ И СРЕДСТВА ПОВЕРКИ	4
3 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ	5
4 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ	5
5 УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ	6
6 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ	6
7 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ	7
8 ПРОВЕРКА СООТВЕТСТВИЯ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ	10
9 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ	10
ПРИЛОЖЕНИЕ А	12

## 1 ОБЪЕКТ ПОВЕРКИ

Настоящая методика устанавливает порядок проведения первичной и периодической поверки и распространяется на измерительные каналы (ИК) системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Сибнефтепровод» по объектам «Трубопроводной системы «НПС «Пур-Пе» - НПС «Самотлор» (далее - АИИС КУЭ), предназначенной для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации.

ИК АИИС КУЭ скомплектованы из измерительных компонентов утвержденных типов, внесенных в Государственный реестр средств измерений РФ.

Первичную поверку ИК проводят после установки и монтажа системы на объектах и проведения опытной эксплуатации.

Интервал между поверками – 4 года.

## 2 ОПЕРАЦИИ И СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

2.1 При проведении поверки должны быть выполнены следующие операции:

Таблица 1 – Операции поверки

Операция поверки	Пункт методики поверки	Обязательность проведения операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
1. Внешний осмотр	7.1	Да	Да
2. Проверка падения напряжения в линиях связи между ТН и счетчиком	7.2	Да	Да
3. Расчет границ интервала основной погрешности ИК системы	7.3	Да	Да
4. Определение погрешности передачи информации	7.4	Да	Да
5. Определение погрешности системного времени и погрешности синхронизации часов счетчиков электроэнергии, проверка работы устройств синхронизации системного времени	7.5	Да	Да
6. Проверка представления и хранения информации	7.6	Да	Да

2.2 При проведении поверки применяются средства измерений и вспомогательные устройства, в соответствии с методиками поверки, указанными в описаниях типа на измерительные компоненты АИИС КУЭ, а также приведенные в таблице 2.

Все средства измерений должны быть поверены и иметь действующие свидетельства о поверке или оттиски поверительных клейм

Таблица 2 – Средства измерений и вспомогательные устройства

№	Наименование	Операции поверки
1	2	3
1	Прибор электроизмерительный эталонный многофункциональный «Энергомонитор-3.1К»	7.2
2	Переносной компьютер с программным обеспечением и оптический преобразователь для работы со счетчиками электроэнергии	7.4, 7.6
3	Вспомогательный компьютер (ноутбук)	7.5

1	2	3
4	Эталонные сигналы частоты и времени ГСВЧ РФ тайм-серверов ФГУП «ВНИИФТРИ» (Свидетельство № 0000592). Погрешность синхронизации системного времени тайм-серверов первого уровня относительно шкалы времени UTC (SU) не превышает $\pm 10$ мкс.	7.5
Примечание – Допускается применение других основных и вспомогательных средств поверки с метрологическими характеристиками, обеспечивающими требуемые точности измерений.		

### 3 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

3.1 К проведению поверки АИИС КУЭ допускают поверителей, изучивших настоящую рекомендацию и руководство по эксплуатации на АИИС КУЭ, имеющих стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года.

3.2 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов тока и напряжения, измерение потерь напряжения в линии соединения счетчика с измерительным трансформатором напряжения, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ "Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации", "Методика выполнения измерений потерь напряжения в линиях соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации", и прошедшим обучение по проведению измерений в соответствии с указанным документом. Измерение проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже IV.

### 4 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

Некоторые компоненты, входящие в состав системы являются источником возможного поражения персонала электрическим током.

При проведении поверки следует выполнять требования безопасности, изложенные в документах:

– Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ;

**(Измененная редакция, Изм. № 1)**

– Правила безопасности труда, действующие на объекте, на котором проводят поверку;

– Правила безопасности эксплуатации используемых средств поверки, приведенные в эксплуатационной документации;

– Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей (ПТБ).

Правила технической эксплуатации электроустановок (ПТЭ);

Оборудование, используемое при поверке, и средства поверки должны иметь эксплуатационную документацию (формуляр или паспорт, техническое описание или руководство по эксплуатации).

Условия освещенности при поверке должны обеспечивать достоверное считывание показаний приборов и ИВК.

Все монтажные работы при поверке следует производить при отключенном от сети оборудовании.

Во время проведения поверки в рабочую зону не допускаются лица, не имеющие соответствующего разрешения.

Запрещается производить работы при поверке без защитных приспособлений, предусмотренных технической документацией изготовителя.

К работе по поверке системы допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие специальное обучение, получившие квалификацию по «Поверке и калибровке информационно-измерительных и управляющих систем (ИК ИИС и АСУ ТП)», прошедшие инструктаж и допущенные к работе распоряжением по цеху.

Электрооборудование должно быть надежно заземлено согласно ПУЭ.

В рабочей зоне не должно быть никаких химических веществ и других опасных материалов.

## 5 УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ

### 5.1 Условия проведения поверки

Условия проведения поверки АИИС КУЭ должны соответствовать условиям ее эксплуатации, установленным в ТД, но не выходить за нормированные условия применения средств измерений, входящих в АИИС КУЭ и применяемых при ее поверке.

Для определения метрологических характеристик ИК системы устанавливаются исходные данные для определения погрешностей ИК.

Принимаемый закон распределения погрешностей	нормальный;
Факторы, определяющие погрешность	независимые;
Доверительная вероятность	$P = 0,95$ ;
Количество наблюдений в каждой точке	10;
Уровень значимости	$\alpha = 0,05$ ;
Размер допускаемой погрешности репрезентативности	$\xi = 10 \%$ ;
Измерения считаются	прямыми.

### 5.2 Поверка системы проводится при следующих условиях:

Нормальные условия эксплуатации:

- параметры питающей сети:
  - напряжение  $(220 \pm 2,2)$  В;
  - частота  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
  - диапазон коэффициента мощности,  $\cos\phi$  от 0,87 инд до 0,5 емк
  - частота  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения (для счетчиков) не более 0,5 мТл;
- температура окружающего воздуха:
  - ТН и ТТ от минус 40 °С до +50 °С;
  - счетчиков: от +21 °С до +25 °С;
- в части активной и реактивной энергии ИВК от +15 °С до +25 °С;
- относительная влажность воздуха от 30 % до 80 %;
- атмосферное давление  $(750 \pm 30)$  мм рт.ст.;

## 6 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

### 6.1 Подготовка к поверке

#### 6.1.1 Организационно-технические мероприятия:

- проводят организационно-технические мероприятия по организации доступа специалистов по поверке и персонала энергообъектов к местам установки измерительных трансформаторов, счетчиков электроэнергии, каналобразующей аппаратуры и устройств верхнего уровня; по размещению эталонов, отключению в необходимых случаях поверяемых средств измерений от штатной схемы;

- проводят организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасности работ в соответствии с действующими правилами и руководствами по эксплуатации применяемого оборудования;

- средства поверки выдерживают в условиях и в течение времени, установленного в их технической документации;

- все средства измерений, которые подлежат заземлению, должны быть надежно заземлены, подсоединение зажимов защитного заземления к контуру заземления должно производиться ранее других соединений, а отсоединение – после всех отсоединений.

#### 6.1.2 Проверка готовности измерительных компонентов АИИС КУЭ к поверке:

- проверяют наличие свидетельств о поверке и срок их действия для всех измерительных компонентов: измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электрической энергии. Наличие просроченных свидетельств о поверке измерительных компонентов не допускается.

### 7 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

Техническая документация для проведения поверки предоставляется в следующем объеме:

- описание типа;
- методика поверки;
- эксплуатационная документация АИИС КУЭ;
- свидетельства о поверке счетчиков электрической энергии типа СЭТ-4ТМ.03М;
- свидетельства о поверке измерительных трансформаторов напряжения и тока;
- паспорта - протоколы измерительных комплексов;
- паспорт - формуляр на АИИС КУЭ;

#### 7.1 Внешний осмотр

7.1.1 При внешнем осмотре функциональных блоков АИИС КУЭ проверяют:

- целостность корпусов и отсутствие внешних повреждений электрических счетчиков, измерительных трансформаторов, входящих в состав системы, наличие поверительных пломб и клейм на средствах измерений в соответствии с требованиями соответствующих нормативных документов по поверке;

- соответствие типов и заводских номеров, фактически использованных измерительных компонентов типам и заводским номерам, указанным в эксплуатационных документах АИИС КУЭ;

- отсутствие коррозии, нагрева и нарушения изоляции в местах подключения проводных линий;

- возможность пломбирования тех точек тракта измерительных каналов, где возможен доступ к измерительной информации. Данные точки устанавливаются с учетом требований Энергонадзора и энергопоставляющей организации;

- наличие заземлений электросчетчиков, шкафов с электрооборудованием, измерительных трансформаторов, входящих в состав системы;

- безопасность доступа к точкам измерительных каналов системы, требующим оперативного обслуживания.

7.1.2 При внешнем осмотре счетчиков электрической энергии проверяют:

- наличие поверительных пломб на счетчике и наличие возможности установки технологических пломб на счетчиках, распределительных коробках и других блоках с целью исключения возможного несанкционированного доступа к местам электрических подсоединений компонентов ИК;

- правильность подключения счетчика к цепям тока и напряжения, в частности, правильность чередования фаз;

- работу всех сегментов индикаторов на отсчетных устройствах компонентов ИК АИИС КУЭ, отсутствие кодов ошибок или предупреждений, прокрутку параметров в заданной последовательности.

7.1.3 Проверка результатов поверки измерительных компонентов системы

По каждому ИК проверяются свидетельства о поверке на следующие компоненты:

- измерительные трансформаторы напряжения;
- измерительные трансформаторы тока;
- счетчик электроэнергии.

7.2 Проверка падения напряжения в линиях связи между ТН и счетчиком

Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком проводится следующим образом.

Измеряют падение напряжения в проводной линии связи между ТН и счетчиком электроэнергии для каждой фазы с помощью прибора электроизмерительного эталонного многофункционального «Энергомонитор-3.1К». При измерениях используется резервная жила имеющегося соединительного кабеля или дополнительный изолированный провод (кабель) с сечением жилы не менее сечения жил соединительного кабеля. Один конец провода соединяют с выводом вторичной обмотки ТН, а ко второму концу подсоединяют щуп прибора электроизмерительного. Второй щуп прибора электроизмерительного подсоединяют к соответствующему зажиму счетчика электроэнергии.

Результат считают положительным, если падение напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком не превышает значения:

$$(|U_{ТН} - U_{СО}| \cdot 100 / U_{НОМ}) \leq 0,25\%, \quad (1)$$

где  $U_{ТН}$  - напряжение на вторичной обмотке ТН, В

$U_{СО}$  - напряжение на соответствующем зажиме счетчика, В

$U_{НОМ}$  - номинальное напряжение счетчика (100В), В

### 7.3 Расчет границ интервала основной погрешности ИК системы

7.3.1 Границы интервала основной погрешности ИК рассчитываются для вероятности  $P=0,95$  для нормальных условий по п.5.2 настоящей методики.

7.3.2 Границы интервала основной относительной погрешности ИК  $\delta_{ик}$ , % вычисляют по формуле (2):

$$\delta_{ик} = \pm \sqrt{\delta_{ТТ}^2 + \delta_{ТН}^2 + \delta_{\theta}^2 + \delta_{Л}^2 + \delta_{ОС}^2}, \quad (2)$$

где  $\delta_{ТТ}$  - предел допускаемой амплитудной относительной погрешности трансформатора тока (ТТ), %;

$\delta_{ТН}$  - предел допускаемой амплитудной относительной погрешности трансформатора напряжения (ТН), %;

$\delta_{\theta}$  - наибольшая возможная относительная погрешность, обусловленная угловыми погрешностями измерительных трансформаторов, %;

$\delta_{Л}$  - предел допускаемой относительной погрешности из-за потери напряжения в линии присоединения счетчика к трансформатору напряжения, %;

$\delta_{ОС}$  - предел допускаемой основной относительной погрешности счетчика электроэнергии, %.

Наибольшая возможная суммарная угловая погрешность  $\theta$ , мин, и наибольшая возможная относительная погрешность  $\delta_{\theta}$ , % определяются по формулам:

- при измерении активной энергии:

$$\theta = \sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2}, \quad (3)$$

- при измерении реактивной энергии:

$$\delta_{\theta} = 0,029 \cdot \theta \cdot \text{tg}\varphi, \quad (4)$$

где  $\theta_I$  и  $\theta_U$  - пределы допускаемых угловых погрешностей ТТ и ТН в минутах, соответственно;

$\varphi$  - угол сдвига между векторами первичных тока и напряжения, градус.

Границы интервала вычисляют отдельно для ИК активной и реактивной электроэнергии.

Полученные значения границ основной относительной погрешности ИК не должны превышать указанных в описании типа на систему.

### 7.4 Определение погрешности передачи информации



Определение погрешности передачи информации от счетчиков электрической энергии к серверу СД производится путем сопоставления исходной информации с выхода счетчика электроэнергии и информации, сформированной на соответствующем сервере СД.

При проведении испытания обеспечивают доступ к памяти счетчика электроэнергии (с помощью сервисного устройства) непосредственно на месте установки счетчика, а также доступ к памяти сервера СД, содержащей соответствующую измерительную информацию.

Производят сопоставление результатов измерений, находящихся в памяти счетчика, с соответствующими результатами, переданными на сервер СД.

Погрешность передачи измерительной информации  $\Delta X$  определяется по формуле:

$$\Delta X = X_{\text{вых}} - X_{\text{вх}}, \quad (5)$$

где  $X_{\text{вых}}$  – число, соответствующее данным в памяти вычислителя за отчетный интервал, единица измеряемой величины;

$X_{\text{вх}}$  – число, соответствующее данным в памяти сервера за отчетный интервал, единица измеряемой величины.

Определение погрешности передачи информации производится для каждого измеряемого параметра.

Результат испытания считают положительным, если погрешность передачи измерительной информации не превышает единицы младшего разряда числа, считанного из памяти сервера.

7.5 Определение погрешности системного времени и погрешности синхронизации часов счетчиков электроэнергии, проверка работы устройств синхронизации системного времени

7.5.1 Определение погрешности синхронизации системного времени проводят путем оценки воспроизводимости системного времени с помощью средств, обеспечивающих синхронизацию времени с использованием эталонных сигналов частоты и времени ГСВЧ РФ тайм-серверов ФГУП «ВНИИФТРИ» (далее – эталонные сигналы времени), обеспечивающих передачу точного времени через глобальную сеть Интернет (Свидетельство № 0000592) с использованием протокола NTP версии 4.0 в соответствии с международным стандартом сетевого взаимодействия RFC-5905. С помощью эталонных сигналов времени устанавливают системное время на вспомогательном компьютере (ноутбуке). Затем по сигналу одновременно фиксируют показания системных часов сервера и вспомогательного компьютера. Повторяют операцию сравнения показаний не менее трех раз в течение 10 суток.

Результат считают положительным, если расхождения между показаниями системного времени сервера и вспомогательного компьютера при каждом сравнении не превышали  $\pm 5$  с.

7.5.2 Определение погрешности синхронизации системных часов сервера и счетчиков электроэнергии проводят с помощью средств коммуникации, обеспечивая возможность одновременного съема информации с отсчетных устройств сервера БД и любого удаленного счетчика. Синхронизируют действия операторов, обеспечивающих съем информации с отсчетных устройств, и по сигналу ведущего производят одновременное снятие отсчета времени с монитора сервера БД и со счетчика. Съем информации проводят не менее десяти раз в разное время суток. При проведении испытаний обязательным условием является, чтобы в выбранном интервале снятия показаний обязательно произошла автоматическая процедура коррекции часов счетчика электроэнергии.

Испытания проводят на всех ИК системы.

Результат испытания считают положительным, если разность показаний системных часов сервера БД и любого счетчика электрической энергии не превышает  $\pm 5$  с.

7.5.3 Проверка работы устройств синхронизации системного времени. Выключив синхронизацию, изменить время часов счетчика и сервера СД, не менее чем на 10 мин,

установить произвольное время на компьютере АРМ, включить синхронизацию. Через 2 часа проверить совпадение времени всех указанных устройств (допустимое расхождение показаний часов не более 5 с).

#### 7.6 Проверка представления и хранения информации

7.6.1 Проверка визуального представления информации на счетчике производится в рабочем режиме по всем параметрам, представление которых на цифровом индикаторе предусмотрено Руководством по эксплуатации электросчетчика.

7.6.2 Для определения погрешности информации, представленной в сформированной отчетной документации, произвольным образом выбирается ИК, и производятся следующие действия.

Выбирается произвольный период, за который формируется отчет. Период не должен превышать периода накопления информации счетчика электроэнергии, входящего в выбранный ИК. Затем любым из способов, предусмотренных технической документацией (распечатка, вывод на индикатор, доступ с помощью компьютера-имитатора) извлекаются данные за тот же период работы счетчика. Результат поверки считают удовлетворительным, если данные, извлеченные из памяти счетчика любым способом, совпадают с данными, представленными в отчетном документе верхнего уровня, с точностью до единицы младшего разряда отображаемого результата измерений.

### 8 ПРОВЕРКА СООТВЕТСТВИЯ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

#### 8.1 Проверка соответствия программного обеспечения

Проводится сверка идентификационного наименования, номера версии и цифрового идентификатора метрологически значимой части программного обеспечения с указанными в описании типа на АИИС КУЭ.

Проверка версии библиотеки выполняется с помощью следующей последовательности действий:

- Вызов свойства библиотеки с помощью ее контекстного меню «Свойства» (нажатие правой кнопкой мыши на файле **pso\_metr.dll**, выбор пункта меню «Свойства»);
- Выбор вкладки «Версия» («Подробно») окна свойств библиотеки – на вкладке будет отображен номер версии библиотеки в виде значения свойства «Версия файла».

Проверка цифрового идентификатора (результата преобразования по алгоритму MD5) может быть выполнена с помощью программы «Microsoft File Checksum Integrity Verifier (MS FCIV)». После установки данной программы выполняется следующая последовательность действий:

- Ввод команды **fciv.exe c:\mydir\pso\_metr.dll** в окне командной строки Windows, где **c:\mydir\** - путь до каталога, в котором находится библиотека;
- Нажатие клавиша **<Enter>**.

8.2 Результат поверки считать положительным, если идентификационное наименование, номер версии (лицензии) и контрольные суммы программного обеспечения соответствуют указанным в описании типа на систему.

#### 8.1, 8.2 (Измененная редакция, Изм. № 1)

### 9 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

9.1 Сведения о результатах поверки заносят в соответствующий раздел эксплуатационного документа на систему.

9.2 При положительных результатах поверки на систему оформляется свидетельство с приложением:

- протоколов поверки с указанием даты, условий поверки и применяемых средств поверки;
- перечня ИК;

9.3 На обратной стороне свидетельства приводятся метрологические характеристики системы, полученные в результате поверки.

9.4 При отрицательных результатах поверки средства измерений и соответствующие ИК к дальнейшей эксплуатации не допускаются, в паспорте неработоспособного средства измерений производят запись о его непригодности, а поверительное клеймо гасят.

Примечание – при отрицательных результатах поверки непригодный ИК выводится из работы, при этом система считается работоспособной, если другие ИК признаны годными к эксплуатации.

9.5 Система допускает замену в интервале между поверками непригодных средств измерений аналогичными, прошедшими поверку в установленном порядке и признанными пригодными для эксплуатации. При этом дополнительная поверка системы не производится.

**ПЕРЕИЗДАНИЕ (2017 г.) с Изменением № 1 утвержденным в марте 2017 г.**

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### ФОРМА ПРОТОКОЛА

расчета пределов допускаемой относительной погрешности при измерениях электроэнергии с помощью системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «АК «Транснефть» в границах ОАО «Сибнефтепровод» в части объектов «Трубопроводной системы НПС «Пур-Пе» - НПС «Самотлор»

Границы интервала основной относительной погрешности ИК вычисляются по формуле:

$$\delta_{ик} = \pm \sqrt{\delta_{ТТ}^2 + \delta_{ТН}^2 + \delta_{\theta}^2 + \delta_{Л}^2 + \delta_{ОС}^2}$$

где  $\delta_{ик}$  - границы интервала основной относительной погрешности ИК активной (реактивной) электроэнергии, % для вероятности 0,95;

$\delta_{ТТ}$  - предел допускаемой амплитудной относительной погрешности ТТ, %;

$\delta_{ТН}$  - предел допускаемой амплитудной относительной погрешности ТН, %;

$\delta_{\theta}$  - наибольшая возможная относительная погрешность, обусловленная угловыми погрешностями измерительных трансформаторов, %;

$\delta_{Л}$  - предел допускаемой относительной погрешности из-за потери напряжения в линии присоединения счетчика к ТН, %;

$\delta_{ОС}$  - предел допускаемой основной относительной погрешности счетчика электроэнергии, %.

Наибольшая возможная суммарная угловая погрешность  $\theta$  в минутах и наибольшая возможная относительная погрешность  $\delta_{\theta}$ , % определяются по формулам:

- при измерении активной энергии:

$$\theta = \sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2}$$

- при измерении реактивной энергии:

$$\delta_{\theta} = 0,029 \cdot \theta \cdot \operatorname{tg} \varphi$$

где

$\theta_I$  и  $\theta_U$  - пределы допускаемых угловых погрешностей ТТ и ТН, минута;

$\varphi$  - угол сдвига между векторами первичных тока и напряжения в градусах.

Границы интервала вычисляются отдельно для ИК активной и реактивной электроэнергии. Форма таблицы представлена ниже.

Таблица

I, % от I <sub>ном</sub>	cosφ	Предел допускаемой основной относительной погрешности измерений энергии, %	
		активной	реактивной
5 20 100	1		
5 20 100	0,5 инд		
5 20 100	0,8 емк		