МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СССР
ГЛАВНОЕ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЯ АКТИВНОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРИ ЕЕ ПРОИЗВОДСТВЕ И РАСПРЕДЕЛЕНИИ

РД 34.11.325-90

СПО
ОРГРЭС
Москва 1991

gost.e-ecolog.ru

Р А З Р А Б О Т А Н О Всесоюзным научно-исследовательским институтом электроэнергетики (ВНИИЭ)

И С П О Л Н И Т Е Л И Л.А.БИБЕР, Ю.Е.ЖДАНОВА

У Т В Е Р Ж Д Е Н О Главным научно-техническим управлением энергетики и электрификации I2.I2.90 г.

Заместитель начальника К.М.АНТИПОВ

© СПО ОРГРЭС, 1991.

Подписано к печати 01.08.91 Формат 60x84 1/16
Печать офсетная Усл.печ.л.1,16 Уч.-изд.л.1,1 Тираж
Заказ № 30/92 Издат.№ 91078

Производственная служба передового опыта эксплуатации энергопредприятий ОРГРЭС
105023, Москва, Семеновский пер., д.15

Участок оперативной полиграфии СПО ОРГРЭС
109432, Москва, 2-й Кожуховский проезд, д.29, строение 6

УДК 621.311:621.3.088(083.96)

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЯ АКТИВНОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРИ ЕЕ ПРОИЗВОДСТВЕ И РАСПРЕДЕЛЕНИИ

РД 34.11.325-90

Срок действия установлен
с 01.08.91 г.
до 01.08.96 г.

Настоящие Методические указания (МУ) распространяются на измерения количества активной электрической энергии переменного тока промышленной частоты, проводимые в условиях установившихся режимов работы энергосистем и при качестве электроэнергии, удовлетворяющем требованиям ГОСТ 13109-87, с помощью постоянно действующих измерительных комплексов с использованием счетчиков электроэнергии индукционной или электронной системы. В Методических указаниях приведен метод расчета погрешности измерительного комплекса.

Методические указания не распространяются на измерения электроэнергии с использованием линий дистанционной (телемеханической) передачи данных и с использованием информационно-измерительных систем.

В настоящих Методических указаниях уточнен метод расчета погрешности измерительного комплекса при определении допустимого небаланса электроэнергии, приведенный в "Инструкции по учету электроэнергии в энергосистемах". И 34-34-006-83 (М.: СПО Союзтехэнерго, 1983).

Указания предназначены для применения персоналом энергопредприятий и энергосистем Минэнерго СССР.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. В состав измерительных комплексов (ИК) систем учета активной электроэнергии в качестве средств измерений (СИ) входят измерительные трансформаторы тока (ТТ) и напряжения (ТН), индукционные или электронные счетчики (С) активной электроэнергии, а также линии связи (ЛМ) между трансформаторами напряжения и счетчиками.

I.2. Схемы подключения счетчиков и трансформаторов определяются числом фаз, уровнем напряжений и токов контролируемой сети и должны соответствовать проектной документации на данный энергообъект, требованиям Госстандарта и Минэнерго СССР.

I.3. Допускаемые классы точности счетчиков и измерительных трансформаторов, а также допустимые уровни потерь напряжения в линиях связи при учете электроэнергии, приведенные в таблице, соответствуют требованиям ПУЭ ("Правила устройства электроустановок" Шестое издание. Переработанное и дополненное. (М.: Энергоатомиздат, I986).

I.4. Должны иметься в наличии действующие свидетельства о поверке средств измерений электроэнергии либо свидетельства их метрологической аттестации в условиях эксплуатации, подтверждающие класс точности.

I.5. Условия эксплуатации счетчиков и трансформаторов (в том числе вторичные нагрузки) должны находиться в пределах рабочих условий применения согласно НТД и инструкциям применяемых типов СИ.

I.6. Оценка показателей точности измерений количества активной электроэнергии в реальных условиях эксплуатации производится по показаниям электросчетчиков и нормируемым метрологическим характеристикам счетчиков и трансформаторов.

Допускаемые классы точности счетчиков и измерительных трансформаторов, а также допустимые уровни потерь напряжения в линиях связи при учете электроэнергии

Наименование	Расчетный учет				Технический учет			
	Классы точности для			δU, % $U_{ном}$	Классы точности для			δU, % $U_{ном}$
	СА	ТТ	ТН		СА	ТТ	ТН	
Генераторы мощностью более 50 МВт, межсистемные линии электропередачи 220 кВ и выше, трансформаторы мощностью 63 МВ·А и более	0,5	0,5	0,5	0,25	I,0	I,0	I,0	I,5
Генераторы мощностью I5-20 МВт, межсистемные линии электропередачи II0-I50 кВ, трансформаторы мощностью I0-40 МВ·А	I,0	0,5	0,5	0,25	2,0	I,0	I,0	I,5
Прочие объекты учета	2,0	0,5	I,0	0,5	2,0	I,0	I,0	I,5

СА - счетчик активной электроэнергии; ТТ - измерительный трансформатор тока; ТН - измерительный трансформатор напряжения; δU - потери напряжения в процентах от номинального значения.

2. МЕТОД РАСЧЕТА ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В УСЛОВИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ

2.I. В качестве показателей точности измерений количества активной электроэнергии согласно МИ I3I7-86 (Методические указания. Государственная система обеспечения единства измерений. Результаты и характеристики погрешности измерений. Формы представления. Способы использования при испытаниях образцов продукции и контроле их параметров. - М.: Издательство стандартов, I986) принимаются границы, в пределах которых суммарная погрешность измерений находится с заданной вероятностью.

2.2. Результаты измерений представляются в форме

$$W;\ \Delta W \ от\ \Delta W_в \ до\ \Delta W_н;\ P,$$

где W - результат измерений по показаниям счетчика, кВт·ч;

ΔW, $\Delta W_в$, $\Delta W_н$ - абсолютная погрешность измерений с ее верхней и нижней границей соответственно, кВт·ч;

P - установленная доверительная вероятность, с которой погрешность измерений находится в этих границах.

2.3. Установленная доверительная вероятность принимается равной 0,95; доверительные границы погрешности результата измерений принимаются

$$|\Delta W_в| = |\Delta W_н| = \Delta W.$$

2.4. Суммарная абсолютная погрешность измерения количества электроэнергии (ΔW), кВт·ч, определяется как

$$\Delta W = \pm \delta_{ик} \frac{W}{100}, \qquad (I)$$

где $\delta_{ик}$ - суммарная относительная погрешность измерительного комплекса, %.

2.5. Предельно допускаемая погрешность ИК в реальных условиях эксплуатации ($\delta_{ИК}$) определяется как совокупность частных погрешностей СИ, распределенных по закону равномерной плотности (см.приложение I),

$$\delta_{ИК} = 1{,}1 \sqrt{\sum_{i=1}^{n} \delta_{0pi}^2 + \sum_{i=1}^{n} \sum_{j=1}^{\ell} \delta_{\partial pij}^2} \qquad (2)$$

где δ_{0pi} - предел допускаемого значения основной погрешности i -го СИ по НТД, %;

$\delta_{\partial pij}$ - наибольшее возможное значение дополнительной погрешности i -го СИ от j -й влияющей величины, определяемое по данным НТД на СИ для реальных изменений влияющей величины, %;

n - количество СИ, входящих в состав ИК;

ℓ - количество влияющих величин, для которых нормированы изменения метрологических характеристик i -го СИ.

2.6. В соответствии с формулой (2) числовое значение предельно допускаемой погрешности измерительного комплекса при трансформаторном подключении счетчика рассчитывается по формуле

$$\delta_{ИК} = \pm 1{,}1 \sqrt{\delta_{pI}^2 + \delta_{pU}^2 + \delta_{pл}^2 + \delta_{pθ}^2 + \delta_{0pсч}^2 + \sum_{j=1}^{\ell} \delta_{pсчj}^2} \ , \qquad (3)$$

где δ_{pI}, δ_{pU} - пределы допускаемых значений погрешностей соответственно ТТ и ТН по модулю входной величины (тока и напряжения) для конкретных классов точности, %;

$\delta_{pл}$ - предел допускаемых потерь напряжения во вторичных цепях ТН в соответствии с ПУЭ; %;

$\delta_{pθ}$ - предельное значение составляющей суммарной погрешности, вызванной угловыми погрешностями ТТ и ТН, %;

$\delta_{0pсч}$ - предел допускаемого значения основной погрешности счетчика, %;

$\delta_{pсчj}$ - предельные значения дополнительных погрешностей счетчика, %.

3. МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ, ПОДЛЕЖАЩИЕ РАСЧЕТУ

3.1. Определяются предельно допускаемые значения частных погрешностей СИ, входящих в измерительный комплекс, для условий эксплуатации.

3.2. Рассчитывается доверительный интервал с предельно допускаемыми нижней $\delta_{ИКН}$ и верхней $\delta_{ИКВ}$ границами, в котором с заданной доверительной вероятностью (P = 0,95) находится суммарная относительная погрешность измерительного комплекса для учета электроэнергии в условиях эксплуатации.

3.3. Рассчитывается доверительный интервал с предельно допускаемыми нижней ΔW_H и верхней ΔW_B границами, в котором с заданной доверительной вероятностью (P = 0,95) находится абсолютная погрешность результата измерений.

3.4. Результатами расчета являются численные значения границ доверительного интервала ΔW

4. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТА ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЯ

4.1. Расчет проводится для ИК с трансформаторной схемой подключения трехфазного счетчика электроэнергии Классы точности ТТ и ТН пофазно равны.

4.2. Средства измерений, входящие в состав ИК, характеризуются предельно допускаемыми значениями погрешностей в соответствии с классом точности по ГОСТ 7746-89, ГОСТ 1983-89, ГОСТ 6570-75, ГОСТ 26035-83.

4.2.1. В связи с отсутствием в НТД на ТТ и ТН данных об их дополнительных погрешностях и функциях влияния при расчете используются только предельные значения допускаемых погрешностей по ГОСТ 7746-89 и ГОСТ 1983-89. При этом, если диапазон изменения первичного тока I_1 известен, то для погрешностей ТТ принимаются предельные значения погрешностей для нижней границы $I_{1\,МИН}$ того из нормированных в ГОСТ 7746-89 диапазонов тока, внутри которого находится реальный диапазон изменения тока сети. В ином случае в ка-

честве погрешностей ТТ для расчета принимаются наибольшие из всех значений, нормированных для данного класса ТТ.

4.3. Для линий связи ТН со счетчиком электроэнергии принимаются предельно допускаемые значения погрешности напряжения в виде потерь напряжения согласно ПУЭ, равные 0,25%, 0,5% или I,5% от $U_{2\,ном}$ (см.таблицу).

4.4. Составляющая относительной погрешности ИК, вызываемая частными угловыми погрешностями компонентов трансформаторной схемы подключения счетчика, рассчитывается по формуле

$$\delta_{p\theta} = 0{,}0291\,\theta\,tg\varphi\,, \qquad (4)$$

$$\theta = \pm\sqrt{\theta_{pI}^2 + \theta_{pU}^2}\,, \qquad (5)$$

где θ - суммарный фазовый сдвиг между векторами тока и напряжения на входе счетчика, мин;

φ - угол сдвига между векторами тока и напряжения контролируемой сети (первичных тока и напряжения), град;

θ_{pI} - предел допускаемого значения угловой погрешности ТТ при $I_1 = I_{мин}$ по ГОСТ 7746-89 мин;

θ_{pU} - предел допускаемого значения угловой погрешности ТН по ГОСТ 1983-89, мин.

4.5. Погрешности индукционного счетчика определяются по нормативным данным ГОСТ 6570-75, паспортным данным или результатам поверки в рабочих условиях применения.

4.5.I. При наличии априорных сведений о параметрах контролируемой сети I и $cos\varphi$ значение основной погрешности индукционного счетчика принимается равным наибольшему значению допускаемой систематической погрешности класса точности по ГОСТ 6570-75 для соответствующего диапазона изменения рабочего тока счетчика при том нормативном значении $cos\varphi$, какое наиболее близко к реальному. В противном случае в качестве $\delta_{орсч}$ принимается наибольшее из всех нормированных для данного класса значений погрешности, т.е. значение при $I = 0{,}1\,I_{ном}$ и $cos\varphi = 0{,}5$ инд.

При однофазной токовой нагрузке трехфазного счетчика значение погрешности $\delta_{0рсч}$ принимается по ГОСТ 6570-75 п.1.11.

4.5.2. Дополнительные погрешности индукционного счетчика при отклонении влияющих величин от нормальных значений рассчитываются с использованием функций влияния по ГОСТ 6570-75 и значений пределов изменения влияющих величин: напряжения, частоты, температуры, наклона установки счетчика, внешнего магнитного поля.

Наибольшее возможное значение дополнительной погрешности $\delta_{рсчj}$ от влияющей величины ξ_i вычисляется по формуле

$$\delta_{рсчj} = K_{рj}\,\Delta\xi_{рj} \qquad (6)$$

где $K_{рj}$ - предельное значение допускаемого коэффициента изменения систематической составляющей относительной погрешности счетчика по ГОСТ 6570-75, %/% или %/°С, или %/град.геом.;

$\Delta\xi_{рj}$ - предел изменения влияющей величины в реальных или в рабочих условиях применения счетчика по НТД, % или °С, или град.геом.

4.6. Погрешности электронного счетчика определяются по данным ТУ для конкретного типа счетчика или по ГОСТ 26035-83, или по данным поверки в рабочих условиях применения

4.6.1. Предел допускаемого значения основной погрешности $\delta_{0рсч}$ (%) электронного счетчика активной энергии определяется в зависимости от m отношения произведения значений параметров реальных входных сигналов I, U и $\cos\varphi$ к произведению номинальных значений параметров счетчика

$$m = \frac{UI\cos\varphi}{U_{ном}I_{ном}} \qquad (7)$$

и вычисляется для $0{,}01 \leq m < 0{,}2$ по формуле

$$\delta_{0рсч} = \pm K_{кл}\left(0{,}9 + \frac{0{,}02}{m}\right), \qquad (8)$$

а для $m \geq 0{,}2$ определяется как

$$\delta_{орсч} = \pm K_{кл}, \qquad (9)$$

где $K_{кл}$ - класс точности счетчика.

В случае однофазной токовой нагрузки трехфазного счетчика предел допускаемого значения основной погрешности равен $1{,}2\,\delta_{орсч}$.

4.6.2. Дополнительные погрешности электронных счетчиков нормированы для следующих влияющих величин: изменение температуры окружающего воздуха при отклонении от нормального $t_{норм}$ до любого значения t в пределах рабочих условий, отклонение частоты $\Delta f \leq 2{,}5$ Гц от нормального значения 50 Гц, воздействие внешнего магнитного поля индукции 5 мТ. При этом по ГОСТ 26035-83 определяются наибольшие возможные значения дополнительных погрешностей электронного счетчика

$$\delta_{рсч1} = \delta_{рсчt} = 0{,}05\,\delta_{орсч}\,\Delta t, \ \%$$

$$\delta_{рсч2} = \delta_{рсчf} = 0{,}5\,\delta_{орсч}, \ \% \qquad (10)$$

$$\delta_{рсч3} = \delta_{рсчмагн} = \delta_{орсч}, \ \%$$

где $\Delta t = t - t_{норм}$.

Примечание. После введения новой подготавливаемой редакции ГОСТ на электронные счетчики, расчет погрешностей производится аналогично п.4.5 на индукционные счетчики.

4.7. Примеры расчетов суммарной погрешности ИК учета электроэнергии на базе индукционного и электронного счетчика приведены в приложениях 2 и 3.

Приложение I
Обязательное

РАСЧЕТНЫЕ ФОРМУЛЫ ДЛЯ ОЦЕНКИ ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ

В соответствии с ГОСТ 8.009, Методическими указаниями. Характеристики погрешности средств измерений в реальных условиях эксплуатации. Методы расчета. РД 50-453-84 (М.: Издательство госстандартов, 1984) и МИ 1317-86 принимается допущение, что погрешности СИ являются случайными величинами. Факторы, влияющие на погрешности СИ, также рассматриваются как случайные и независимые величины.

1. Суммарная относительная погрешность ИК определяется как совокупность независимых частных погрешностей СИ:

$$\delta_{ик} = K(p)\sigma[\delta_{ик}] = K(p)\sqrt{\sum_{i=1}^{n}\sigma^2[\delta_i]}\,, \qquad (11)$$

где $K(p)$ - коэффициент, определяемый принятой доверительной вероятностью и законом распределения погрешности;

$\sigma[\delta_{ик}]$ - среднее квадратическое отклонение (с.к.о.) случайной относительной погрешности ИК для реальных условий эксплуатации, %;

$\sigma[\delta_i]$ - с.к.о. случайной относительной погрешности i -го СИ, %;

n - количество СИ, входящих в состав ИК.

2. Среднее квадратическое отклонение случайной относительной погрешности i -го СИ определяется по формуле

$$\sigma[\delta_i] = \sqrt{\sigma^2[\delta_{0i}] + \sum_{j=1}^{\ell}\sigma^2[\delta_{\partial ij}]}\,, \qquad (12)$$

где $\sigma[\delta_{0i}]$ - с.к.о. основной относительной погрешности i -го СИ, %;

$\sigma[\delta_{\partial ij}]$ - с.к.о. дополнительной относительной погрешности i -го СИ от j -й влияющей величины, %;

ℓ - количество влияющих величин, для которых нормированы изменения метрологических характеристик i -го СИ.

3. Среднее квадратическое отклонение основной относительной погрешности i -го СИ вычисляется по формуле

$$\sigma[\delta_{oi}] = \frac{\delta_{opi}}{K_i(p)}, \qquad (I3)$$

где δ_{opi} - предел допускаемого значения основной относительной погрешности i -го СИ по НТД, %;

$K_i(p)$ - коэффициент, определяемый законом распределения основной относительной погрешности δ_{oi} и принятой доверительной вероятностью.

4. Среднее квадратическое отклонение дополнительной относительной погрешности i -го СИ, вызванное j -ой влияющей величиной, определяется по формуле

$$\sigma[\delta_{\partial ij}] = \frac{\delta_{\partial pij}}{K_{ij}(p)}, \qquad (I4)$$

где $\delta_{\partial pij}$ - наибольшее возможное значение дополнительной относительной погрешности i -го СИ от j -ой влияющей величины, определяемое по НТД на СИ для реальных изменений влияющей величины, %;

$K_{ij}(p)$ - коэффициент, определяемый законом распределения дополнительной погрешности СИ и принятой доверительной вероятностью.

5. Расчет суммарной относительной погрешности ИК ($\delta_{ик}$) в процентах производится по формуле

$$\delta_{ик} = K(p)\sigma[\delta_{ик}] = K(p)\sqrt{\sum_{ij}\frac{\delta^2_{pij}}{K_{ij}(p)}} \qquad (I5)$$

полученной из (II) подстановкой (I2-I4), при известных или предполагаемых законах распределения частных погрешностей СИ.

6. Ввиду отсутствия в НТД данных о законах распределения погрешностей используемых СИ, ГОСТ 8.009-84 и 8.207-76 принимается допущение, что погрешности являются случайными величинами, распределенными по закону равномерной плотности, т.е. внутри интервала, ограниченного предельными значениями погрешностей, все значения равновероятны. Для расчетов допускается предположение $K_i(P) = K_{ij}(P) = \sqrt{3}$, $P=1$.

Тогда с.к.о. погрешности ИК определяется формулой

$$\sigma[\delta_{ик}] = \frac{1}{\sqrt{3}} \sqrt{\sum_{i=1}^{n} \delta_{opi}^2 + \sum_{i=1}^{n} \sum_{j=1}^{\ell} \delta_{\partial pij}^2} \qquad (I6)$$

7. Распределение суммарной погрешности принимается за нормальное, если частные погрешности распределены по закону равномерной плотности и число их не менее трех. При этом допущении для принятой доверительной вероятности $P = 0,95$ принимается $K(P) = I,96$. Предельно допускаемая погрешность ИК в рабочих условиях применения по формуле (I5) определяется выражением.

$$\delta_{ик} = \frac{1,96}{\sqrt{3}} \sqrt{\sum_{i=1}^{n} \delta_{opi}^2 + \sum_{i=1}^{n} \sum_{j=1}^{\ell} \delta_{\partial pij}^2} \simeq 1,1 \sqrt{\sum_{i=1}^{n} \delta_{opi}^2 + \sum_{i=1}^{n} \sum_{j=1}^{\ell} \delta_{\partial pij}^2} \qquad (I7)$$

Приложение 2
Справочное

ПРИМЕР РАСЧЕТА ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА АКТИВНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА БАЗЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО КОМПЛЕКСА С ИНДУКЦИОННЫМ СЧЕТЧИКОМ В УСЛОВИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Данные для расчета

I. Измерительный комплекс схемы учета электроэнергии состоит из трехфазного индукционного счетчика активной энергии САЗУ-И68I, подключенного через измерительные трансформаторы тока ТШВ 24 и напряжения ЗНОЛ 06-24.

2. Результат измерений за учтенный период по показаниям счетчика W = I00000 кВт·ч.

3. Характеристики входных сигналов измерительного комплекса за учетный период:

$$I = (0,5 \div 0,8)\, I_{ном} \;;$$

$$U = (0,9 \div I,0)\, U_{ном} \;;$$

$$f = 50 \pm 0,5 \text{ Гц}$$

$$\cos\varphi = 0,8 \text{ инд.}$$

Фазы сети равномерно нагружены.

4. Технические и метрологические характеристики СИ

4.I. Трансформатор тока ТШВ 24-10Р (0,2)-24000/5 УЗ ГОСТ 7746-89, ТУ I6-5I7.86I-80. Класс точности обмотки для измерений 0,2.

Условия эксплуатации - в пределах нормативных по НТД.

Пределы допускаемых значений погрешностей с учетом диапазона измерения первичного тока по ГОСТ 7746-89:

по току $\delta_{pI} = \pm 0,3$ %;

по углу $\theta_{pI} = \pm I3'$.

4.2. Трансформатор напряжения ЗНОЛ 06-24 УЗ, ГОСТ I983-89. Класс точности 0,5.

Условия эксплуатации, в том числе вторичная нагрузка, - в пределах нормативных по НТД.

Пределы допускаемых значений погрешностей по ГОСТ I983-89:

по напряжению $\delta_{pU} = \pm 0,5\%$;

по углу $\theta_{pU} = \pm 20$

4.3. Потери напряжения в линии связи - в пределах, допускаемых ПУЭ. Принимаются предельные значения погрешностей по напряжению $\delta_{pл} = 0,25\%$.

4.4. Суммарный сдвиг фазы θ между векторами тока и напряжения, вносимый трансформаторной схемой подключения счетчика, вычисляется по формуле (5) и составляет

$$\theta = \pm\sqrt{I3^2 + 20^2} = \pm 24$$

4.5. Расчет составляющей суммарной погрешности ИК, определяемой угловыми погрешностями СИ, производится по формуле (4)

$$\delta_{p\theta} = \pm 0,029I \cdot 24 \cdot 0,754 = \pm 0,527\%.$$

4.6. Трехфазный трехпроводный счетчик активной энергии СА3У-И68I, ГОСТ 6570-75. Класс точности I,0.

Условия эксплуатации - в пределах нормативных по НТД, а именно: пределы изменения влияющих величин:

по напряжению $\Delta U = \Delta\xi_{p1} = \pm 10\%$ от $U_{ном}$;

по частоте $\Delta f = \Delta\xi_{p2} = \pm 1\%$ от $f_{ном}$;

по температуре $t_н = 10^{\circ}C$, $t_в = 30^{\circ}C$, $\Delta t = \Delta\xi_{p3} = \pm 10^{\circ}C$;

по отклонению оси счетчика от вертикали $\alpha_s = \Delta\xi_{p4} = 3^{\circ}$ геом;

внешнее магнитное поле отсутствует.

Функции влияния по ГОСТ 6570-75 (с учетом диапазона изменения тока счетчика) в виде коэффициентов изменения погрешности от:

напряжения $K_{pU} = K_{p1} = \pm 0,08$ %/%;

частоты $K_{pf} = K_{p2} = \pm 0,I8$ %/%;

температуры $K_{pt} = K_{p3} = \pm 0,06$ %/°С;

наклона $K_{pS} = K_{p4} = \pm 0,I3$ %/°геом.

В соответствии с п.4.5.I МУ принимается предельное значение основной погрешности счетчика по ГОСТ 6570-75 $\delta_{орсч} = \pm I,0\%$.

Дополнительные погрешности счетчика рассчитываются по формуле (6) и составляют

$$\delta_{рсч1} = K_{p1} \Delta \xi_{p1} = 0,08 \cdot I0 = \pm 0,8\%;$$
$$\delta_{рсч2} = K_{p2} \Delta \xi_{p2} = 0,I8 \cdot I = \pm 0,I8\%;$$
$$\delta_{рсч3} = K_{p3} \Delta \xi_{p3} = 0,06 \cdot I0 = \pm 0,6\%;$$
$$\delta_{рсч4} = K_{p4} \Delta \xi_{p4} = 0,I3 \cdot 3 = \pm 0,39\%.$$

5. Расчет относительной погрешности измерительного комплекса учета электроэнергии.

Численное значение предельно допускаемой относительной погрешности ИК рассчитывается по формуле (3) с подстановкой значений частных погрешностей, указанных выше

$$\delta_{ик\,н(в)} = \pm I,I \sqrt{0,3^2+0,5^2+0,25^2+0,527^2+I^2+0,8^2+0,I8^2+0,6^2+0,39^2} =$$
$$= \pm I,I \cdot I,693 = \pm I,86\%.$$

Для сравнения: погрешность данного ИК в нормальных условиях, т.е. без учета дополнительных погрешностей счетчика, составляет $\delta_{ик} = \pm I,43\%$.

Принимается значение нижней (верхней) границы доверительного интервала, в котором с заданной вероятностью $P = 0,95$ находится относительная погрешность канала измерения активной электроэнергии

$$\delta_{ик\,н(в)} = \pm I,9\%.$$

6. По формуле (I) определяется численное значение нижней (верхней) границы доверительного интервала, в котором с вероятностью $P = 0,95$ находится абсолютная погрешность результата измерения электроэнергии

$$\Delta W_{н(в)} = \pm \frac{I,9 \cdot I00000}{I00} = \pm I900 \text{ кВт·ч.}$$

7. Результат измерения записывается в виде:

$$W = I00000 \text{ кВт·ч}; \quad \Delta W = \pm I900 \text{ кВт·ч}; \quad P = 0,95.$$

Приложение 3
Справочное

ПРИМЕР РАСЧЕТА ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА АКТИВНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА БАЗЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО КОМПЛЕКСА С ЭЛЕКТРОННЫМ СЧЕТЧИКОМ В УСЛОВИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Данные для расчета

I. Измерительный комплекс схемы учета электроэнергии, отпущенной с шин электростанции, состоит из электронного трехфазного счетчика электроэнергии Ф443, подключенного через измерительные трансформаторы тока ТФРМ-330 Б и напряжения НКФ-330.

2. Результат измерения за учетный период по показаниям счетчика 300000 кВт·ч.

3. Характеристики контролируемой сети:

$$I = (0,8 \div I,0) I_{ном};$$
$$U = (I,0 \div I,05) U_{ном};$$
$$f = 50 \pm 0,2 \text{ Гц};$$
$$\cos\varphi = I,0.$$

Система симметрично нагружена.

4. Технические и метрологические характеристики СИ

4.I. Трансформатор тока ТФРМ-330 Б-УI, ГОСТ 7746-89, ТУ I6-5I7.929-80. Класс точности обмотки для измерений 0,2.

Условия эксплуатации - в пределах нормативных по НТД.

Пределы допускаемых значений погрешностей по ГОСТ 7746-89 с учетом диапазона изменения первичного тока:

по току $\delta_{pI} = +0{,}25\%$

по углу $\theta_{pI} = \pm II'$

4.2. Трансформатор напряжения НКФ-330-83-УI-I, ГОСТ I983-89, ТУ I6-67I.003-83. Класс точности 0,5.

Условия эксплуатации, в том числе вторичная нагрузка, - в пределах нормативных по НТД.

Пределы допускаемых значений погрешностей:

по напряжению $\delta_{pU} = \pm 0{,}5\%$,

по углу $\theta_{pU} = \pm 20'$.

4.3. Потери напряжения в линии связи ТН со счетчиком - в пределах, допускаемых ПУЭ. Принимаются предельные значения погрешностей по напряжению $\delta_{pл} = 0{,}25\%$.

4.4. Составляющая погрешности ИК, определяемая частными угловыми погрешностями элементов трансформаторной схемы подключения счетчика, в соответствии с формулой (4) МУ при $\cos\varphi = I$ равна нулю, т.е. $\delta_{p\theta} = 0$.

4.5. Трехфазный электронный счетчик электроэнергии Ф 443, ГОСТ 26035-83, ТУ 25-0420.0I2-83. Класс точности измерения активной энергии 0,5.

Условия эксплуатации - в пределах рабочих условий применения по НТД, а именно: пределы изменений по температуре $t_н = I0^{\circ}C$, $t_в = +50^{\circ}C$, $\Delta t = \pm 30^{\circ}C$ при $t_{норм} = +20^{\circ}C$; внешнее магнитное поле индукции 0,5 мТ.

Предел допускаемого значения основной погрешности счетчика определяется в соответствии с п.4.6.I МУ и ГОСТ 26035-83 и составляет $\delta_{орсч} = \pm 0{,}5\%$.

Пределы дополнительных погрешностей счетчика определяются по формулам п.4.6.2 МУ и равны

$$\delta_{рсч1} = \delta_{рсчt} = 0,05 \cdot 0,5 \cdot 30 = \pm 0,75\%$$

$$\delta_{рсч2} = \delta_{рсчf} = 0,5 \cdot 0,5 = \pm 0,25\%,$$

$$\delta_{рсч3} = \pm 0,5\%.$$

5. Расчет относительной погрешности измерительного комплекса учета электроэнергии

Численное значение предельно допускаемой относительной погрешности ИК рассчитывается по формуле (3) с подстановкой значений, указанных выше:

$$\delta_{ИК\,н(в)} = \pm 1,1 \sqrt{0,25^2+0,5^2+0,25^2+0,5^2+0,75^2+0,25^2+0,5^2} =$$

$$= \pm 1,1 \cdot 1,50 = \pm 1,65\%.$$

Принимается значение нижней (верхней) границы доверительного интервала, в котором с заданной вероятностью $P = 0,95$ находится относительная погрешность комплекса измерения активной электроэнергии

$$\delta_{ИК\,н(в)} = \pm 1,7\%.$$

6. По формуле (1) определяется численное значение нижней (верхней) границы доверительного интервала, в котором с вероятностью $P = 0,95$ находится абсолютная погрешность результата измерения электроэнергии

$$\Delta W_{н(в)} = \pm \frac{1,7 \cdot 300000}{100} = \pm 5100 \text{ кВт·ч}.$$

7. Результат измерения записывается в виде:

$W = 300000$ кВт·ч; $\Delta W = \pm 5100$ кВт·ч; $P = 0,95$.

gost.e-ecolog.ru