

ной системе на нефтепровод за расчетное принимается значение, полученное при лабораторных исследованиях.

Причиной возникновения завышенных результатов измерения плотности с использованием измерительного канала ИИС является увеличение времени прохождения УЗС от ЭАП1 к ЭАП2. Данное обстоятельство обусловлено появлением в движущемся потоке сгустков парафина или обтекаемых тел другого компонентного состава. Такие завышенные результаты измерений плотности (см. рис. 2, заштрихованные участки) требуют коррекции в процессе вычислений. Коррекция результатов измерений плотности, рассчитанных по (9), осуществляется следующим образом:

полученные значения $\rho_{\text{нi}}$ сравнивают с установленными предельными значениями

$$\rho_{\text{пр.н}} \leq \rho_{\text{нi}} \leq \rho_{\text{пр.в}}; \quad (10)$$

если измеренное значение удовлетворяет условию (10), то его применяют при расчете расхода ИИС в соответствии с (5);

в другом случае в (5) учитывают среднее значение $\rho_{\text{ср}}(\tau)$ за установленный оператором период времени τ (например, за 5 предыдущих циклов измерений).

Основной недостаток рассматриваемой ИИС — функция исключения завышенных результатов измерений становится активной только после сбора статистических данных о компонентном составе потока, позволяющем установить допустимый предел изменения плотности. После сбора статистических данных за выбранный период при измерении расхода в ИИС автоматически происходит коррекция завышенных результатов измерений. По результатам анализа графика оперативного изменения (см. рис. 2) можно судить о качестве контролируемого потока по количеству

значений, превышающих допустимые пределы. Приведенная выше корректировка результатов измерений плотности позволяет исключить из рассмотрения дополнительную погрешность датчика δ_d , влияние которой ранее не учитывалось.

Таким образом, применение коррекции результата измерения плотности приводит к снижению погрешности ИИС и повышению ее экономической эффективности (снижению стоимости и затрат на поверку).

Л и т е р а т у р а

1. **ГОСТ Р 51858—2002.** Нефть. Общие технические условия.
2. **Фатхутдинов А. Ш. и др.** Автоматизированный учет нефти и нефтепродуктов при добыче, транспорте и переработке. М.: Недра, 2002.
3. **ГОСТ 3900—85.** Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности.
4. **РМГ 97—2010.** ГСИ. Плотность нефти и нефтепродуктов и коэффициенты объемного расширения и сжимаемости. Методы расчета.
5. **Пат. 2319933 РФ.** Измеритель объема жидкости, транспортируемой по нефтепроводу / К. Л. Куликовский, И. Ю. Еремин // Изобретения. Полезные модели. 2008. № 8.
6. **Кремлевский П. П.** Расходомеры и счетчики количества веществ: Справочник. Кн. 2 / Под общ. ред. Е. А. Шорникова. СПб.: Политехника, 2004.
7. **Хамидуллин В. К.** Ультразвуковые контрольно-измерительные устройства и системы. Л.: Изд-во ЛГУ, 1989.

Дата принятия 13.07.2012 г.

621.3.088.4

Метрологические основы определения потерь в счетчиках электроэнергии

Л. К. ОСИКА

Фонд поддержки научной, научно-технической деятельности «Энергия без границ», Москва, Россия, e-mail: osikalk@yandex.ru

Рассмотрены прямые и косвенные методы измерения потерь электроэнергии в элементах электрической сети. Сделан вывод об актуальности и целесообразности расчета потерь с использованием результатов измерений тепловых импульсов тока и напряжения, выполняемых в счетчиках электрической энергии. Приведены алгоритмы расчета потерь на основе данных, снимаемых со счетчиков различных производителей, а также метрологические характеристики этих приборов.

Ключевые слова: электрическая энергия, потери, линии электропередачи, счетчики, трансформаторы.

The direct and indirect methods of power loss measurement in electrical network elements are considered. The conclusion is made the relevance and suitability of loss calculation using the measurements results of current and voltage thermal pulse, performed on electricity supply meters. The algorithms of loss calculation based on data from counters of different manufacturers and the metrological characteristics of these instruments are presented.

Key words: electric power, loss, electricity transmission lines, counters, transformers.

Потери электроэнергии (мощности) в элементах электрической сети — линиях электропередачи, трансформаторах, реакторах — можно измерять прямым или косвенным

методом [1]. В большинстве практических случаев потери электрической энергии (мощности), поступающей в элемент сети или уходящей из него, достаточно малы: например, при

напряжении 330 — 750 кВ они составляют не более 2 — 4 %. Таким образом, при использовании прямого метода возникает типичная задача измерения малой разности двух больших значений величины одной природы. Эту задачу нельзя решить иначе, как увеличением точности измерительных систем (ИС), которое либо технически нереализуемо, либо экономически нецелесообразно. И здесь, разумеется, не является выходом использование различных способов повышения точности синхронизации измерений в начале и конце линии, применяемых в так называемых векторных измерениях, системах WAMS (wide area measurement system). Главные элементы системы WAMS — специальные измерительные устройства PMU (phasor measurement unit), способные измерять параметры режима электрической сети с точной привязкой к шкале координированного времени UTC. Внедрение данной технологии стало возможным благодаря широкому распространению систем спутниковой навигации GPS и ГЛОНАСС, поскольку спутниковые приемники позволяют синхронизовать внутренние часы измерительного устройства с погрешностью не более 300 нс.

Оценим на простом примере соотношение желаемой точности измерения потерь и измерения перетоков активной мощности. Пусть потери в линии электропередачи (ЛЭП) ΔP измеряют прямым методом, и известно, что они составляют K -ю долю перетока мощности в начале линии P_1 , т. е.

$$\Delta P = KP_1.$$

Примем полученное по этой формуле значение потерь за действительное в данной измерительной задаче (хотя оно и содержит результат прямого измерения P_1 , но его погрешность много меньше погрешности измерений разности перетоков). Пусть также перетоки мощности в начале P_1 и в конце P_2 линии измеряются с одинаковыми пределами допускаемой относительной погрешности δ , тогда результат и пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений потерь будут иметь вид, соответственно

$$\Delta P = P_1 - P_2;$$

$$\Theta = 0,01\delta(P_1 + P_2) = 0,01\delta(2P_1 - KP_1) = 0,01\delta P_1(2 - K).$$

Если желаемые пределы допускаемой относительной погрешности измерения потерь имеют значение $\delta_{\text{жел}}$, то соответствующие пределы допускаемой абсолютной погрешности будут

$$\Theta_{\text{жел}} = 0,01\delta_{\text{жел}} KP_1.$$

Приравняем пределы допускаемых погрешностей измерений потерь и разности перетоков

$$0,01\delta P_1(2 - K) = 0,01\delta_{\text{жел}} KP_1,$$

откуда

$$\delta = \delta_{\text{жел}} K/(2 - K)$$

и при $\delta_{\text{жел}} = 0,01$, $K = 0,03$ получим $\delta = 0,00015$, т. е. для измерений потерь требуются ИС классом точности измерительных каналов 0,015, что выходит за пределы технических возможностей. Даже если допустить измерение потерь с пре-

делами погрешности 5 %, то и тогда потребовалась бы ИС лабораторного класса точности 0,08. Интересно отметить, что данное приближенное решение измерительной задачи описывает также соотношение относительных погрешностей определения потерь и измерения перетока мощности в начале линии: при необходимости обеспечить погрешность определения потерь $\delta_{\text{жел}}$ требуемая погрешность измерений P_1 составляет $\delta_1 = \delta_{\text{жел}} K$.

Приведенные примеры показывают, что ни о какой приемлемой точности измерения потерь электроэнергии в современных ЛЭП и иных элементах электрической сети прямым методом не может быть и речи. Остаются косвенные методы, хотя и они не лишены недостатков, в том числе, с точки зрения соотношения погрешностей результатов прямых измерений и расчетных формул. Однако, как показано ниже, этот вопрос стоит для косвенных методов менее остро.

Любые функции вычислений в счетчиках и ИС верхнего уровня энергетических величин, не относящихся к прямому измерению электроэнергии, предполагают наличие модели сети или, по крайней мере, модели одного сетевого элемента. Моделирование объекта измерений и «наложение» на него результатов измерений с целью получения необходимых для практики величин — основной признак действительно «интеллектуальных» измерений.

При расстановке счетчиков в интеллектуальных системах учета электроэнергии следует предусмотреть для счетчиков функции «расчет потерь», что позволит либо контролировать показания приборов у смежных субъектов рынка, либо наиболее достоверным образом формировать учетные показатели при несовпадении точек измерений и точек поставки, а также определять потери в сетевых элементах с наибольшей достижимой сегодня на практике точностью. Раньше такие счетчики носили название «счетчиков ампер-квадрат-часов». В случае применения индукционного или электродинамического счетчика возможно «аппаратное» («псевдопрямое») измерение импульса квадратичного тока I^2t [2].

Функция расчета потерь в сетевых элементах может быть реализована в универсальных микропроцессорных счетчиках в виде отдельной вычислительной процедуры, основанной на простейшей модели сетевого элемента. Такие процедуры были доступны уже в первой половине прошлого десятилетия, например, в счетчиках типа ЦЭ 6850, СТС 5605, СТС 5602, Альфа А2, Альфа А3, Альфа А1800.

В современных счетчиках электроэнергии в подавляющем большинстве случаев применяется четырехполюсная модель линии (трансформатора), в которой для каждой из фаз трехфазной сети со стороны «входа» или «выхода» осуществляются измерения и ввод в вычислительное устройство прибора мгновенных значений тока и напряжения. Далее рассчитываются тепловые импульсы (или интегралы Джоуля) тока $J(T)$ для фаз А, В, С по формулам

$$J_A(T) = \int_0^T I_A^2(t) dt; J_B(T) = \int_0^T I_B^2(t) dt; J_C(T) = \int_0^T I_C^2(t) dt. \quad (1)$$

Напомним, что эти величины представляют, по сути, относительные потери электроэнергии в сопротивлении моделируемого сетевого элемента, равном 1 Ом. Если актив-

ные сопротивления фаз A, B, C обозначить r_A, r_B, r_C , то потери электроэнергии за период измерений в продольном элементе сети будут

$$\begin{aligned}\Delta W(T) &= \Delta W_A(T) + \Delta W_B(T) + \Delta W_C(T) = \\ &= r_A J_A(T) + r_B J_B(T) + r_C J_C(T)\end{aligned}\quad (2)$$

при $r_A \neq r_B \neq r_C$ или

$$\Delta W(T) = r [J_A(T) + J_B(T) + J_C(T)] \quad (3)$$

при $r_A = r_B = r_C = r$, т. е. при его продольной фазной симметрии.

В случае расчета потерь в поперечных элементах сети ΔW^* приведенные выше принципы остаются в силе, но используются дуальные переменные: проводимости фаз на «землю» g_A, g_B, g_C и тепловые импульсы напряжения фаз V_A, V_B, V_C (вычисляются аналогично (1), но вместо действующих значений тока под знаком интеграла находятся действующие значения фазных напряжений). Тогда

$$\begin{aligned}\Delta W^*(T) &= \Delta W_A^*(T) + \Delta W_B^*(T) + \Delta W_C^*(T) = \\ &= g_A V_A(T) + g_B V_B(T) + g_C V_C(T)\end{aligned}\quad (4)$$

при $g_A \neq g_B \neq g_C$ или

$$\Delta W^*(T) = g [V_A(T) + V_B(T) + V_C(T)] \quad (5)$$

при $g_A = g_B = g_C = g$, т. е. при поперечной фазной симметрии сетевого элемента.

Суммарные потери в продольных и поперечных элементах схемы замещения сетевого элемента вычисляются по формулам (2), (4) или (3), (5) как

$$\Delta W_\Sigma(T) = \Delta W(T) + \Delta W^*(T). \quad (6)$$

Выражение (6) позволяет вычислить потери (с учетом приближений, связанных с выбранной моделью сетевого элемента) в трансформаторах и ЛЭП [3]. Причем проводимость трансформатора, моделирующая потери холостого хода, предполагается включенной со стороны установки счетчика. Следует отметить, что если к линии присоединен шунтирующий реактор, то по (6) можно определить суммарные потери в фазах реактора и продольных сопротивлениях линии.

Оценка границ погрешности измерений потерь электроэнергии в сетевом элементе может быть выполнена одним из известных методов [4]. Применим, например, метод линеаризации и граничных оценок. В этом случае

$$\delta W(T) = r_{12} \int_0^T I_1^2(t) dt = r_{12} J_1(T),$$

где r_{12} — активное сопротивление ЛЭП между узлами 1 и 2. Тогда получим [3]:

$$\Theta_{\delta W} = J_1(T) \Theta_r + r_{12} \Theta_I$$

или

$$\delta_{\delta W} = [\Theta_r / r_{12} + \Theta_I / J_1(T)] 100 = \delta_r + \delta_J,$$

где Θ_r, Θ_I и δ_r, δ_J — соответственно границы абсолютной и относительной погрешностей измерений r_{12} и $J_1(T)$.

Отсюда следует, что при оценке верхнего предела (границы) относительной погрешности можно воспользоваться формулой

$$\delta_{\delta W} \leq \delta_r + \delta_J.$$

В свою очередь, можно рассчитать также погрешность определения теплового импульса $J_1(T)$. Согласно методу линеаризации и граничных оценок

$$\Theta_J = \frac{\partial J_1}{\partial I_1} \Theta_I + \frac{\partial J_1}{\partial t} \Theta_t, \quad (7)$$

где Θ_I, Θ_t — границы погрешности измерений тока и времени, соответственно.

В (7) при постоянстве или почти постоянстве I_1 производные от тепловых импульсов (интегралов Джоуля) по току и времени равны соответственно

$$\frac{\partial J_1}{\partial I_1} = \frac{\partial J_1}{\partial I_1^2} \frac{\partial I_1^2}{\partial I_1} = T 2 I_1 = 2 I_1 T;$$

$$\partial J_1 / \partial t = I_1^2(T) = I_1^2. \quad (8)$$

Выражение (8) является следствием применения известной теоремы Барроу при дифференцировании $J_1(T)$:

$$\left(\int_a^x f(t) dt \right)' = f(x).$$

При этом границы относительной погрешности измерения $J_1(T)$ получают делением правой и левой частей (7) на $I_1^2 T$:

$$\delta_J = 2 \delta_I + \delta_T.$$

Если ток в процессе измерений нельзя считать постоянным, то аналитическое выражение для расчета погрешности будет достаточно сложным.

Вообще говоря, рассматриваемая задача требует решения в рамках метрологии интегральных измерений, которая до сих пор не нашла заслуженного отражения в трудах специалистов-метрологов. Здесь можно использовать традиционные процедуры метрологического обеспечения [4], но с учетом интегрирования по времени в цифровом виде.

Практически все микропроцессорные счетчики ведущих мировых и российских производителей позволяют реализовать функцию «расчет потерь». Однако сам расчет потерь

по универсальной формуле (6) имеет свои особенности в приборах различных производителей. Ниже приведены примеры наиболее распространенных в России счетчиков, позволяющие рассчитывать технические потери в режиме нагрузки (за рубежом такие счетчики часто называют «сетевыми»).

Алгоритмы расчета потерь в счетчиках Альфа А2, Альфа АЗ, Альфа А1800 («Эльстер Метроника», Россия). Косвенные измерения потерь электроэнергии в силовых трансформаторах и (или) линиях электропередачи являются одной из функций указанных счетчиков. Активные потери P_{Σ} в силовом трансформаторе при рабочей силе тока $I_{\text{раб}}$ и напряжении $U_{\text{раб}}$, измеряемых при помощи счетчика, определяют как сумму активных потерь

$$P_{\Sigma} = P_{\text{м}} + P_{\text{с}}, \quad (9)$$

где $P_{\text{м}}$, $P_{\text{с}}$ — активные потери в медном проводнике и в сердечнике магнитопровода, соответственно.

Потери рассчитываются по следующему алгоритму.

1. Определение номинального значения мощности трансформатора $S_{\text{ном}}$ с учетом номинальных значений силы тока $I_{\text{ном}}$ и напряжения $U_{\text{ном}}$.

2. Задание потерь в обмотке $N_{\text{м}}$ и в сердечнике $N_{\text{с}}$ в долях номинальной мощности $S_{\text{ном}}$.

3. Расчет приведенных к $S_{\text{ном}}$ активных потерь $P_{\text{м}}$ и потерь $P_{\text{с}}$ по формулам

$$P_{\text{м}} = S_{\text{ном}} N_{\text{м}} I_{\text{раб}}^2 / I_{\text{ном}}^2;$$

$$P_{\text{с}} = S_{\text{ном}} N_{\text{с}} U_{\text{раб}}^2 / U_{\text{ном}}^2.$$

5. Определение по (9) суммарных активных потерь.

Расчеты выполняются счетчиком постоянно и в зависимости от выбранного варианта P_{Σ} могут складываться с измеренной энергией или вычитаться из нее в соответствии с алгоритмом определения учетного показателя.

Таким же образом проводится расчет потерь реактивной энергии. Принято, что условно постоянные реактивные потери холостого хода зависят от напряжения на выводах трансформатора в четвертой степени.

Для ЛЭП активные $P_{\text{л}}$ и реактивные $Q_{\text{л}}$ потери вычисляются по формулам

$$P_{\text{л}} = I_i^2 R_{\text{л}}; Q_{\text{л}} = I_i^2 X_{\text{л}},$$

где I_i — текущее (рабочее) значение полного тока, усредненное на интервале времени t_i ; $R_{\text{л}}$, $X_{\text{л}}$ — активное и индуктивное сопротивления линии.

Здесь константами для счетчиков являются $R_{\text{л}}$ при расчете активных потерь и $X_{\text{л}}$ при расчете реактивных потерь.

Счетчики активной и реактивной электрической энергии трехфазные С304 (концерн «Энергомера») определяют «энергию потерь в цепях тока нарастающим итогом для каждого направления электроэнергии» по формулам (2)

или (3). В таблице приведены пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения удельной энергии потерь, при этом сила тока для счетчиков, подключаемых напрямую или через трансформатор, определяется условием $0,005 I_i \leq I \leq I_{\text{max}}$.

Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений удельной энергии потерь для счетчиков С304

Класс точности счетчиков по активной (реактивной) энергии	Пределы основной допускаемой погрешности, %	Средний температурный коэффициент, %/K
0,2 S (0,5)	± 2	1
0,5 S (0,1)	± 2	1
1(2)	± 4	2
2(2)	± 4	2

Счетчики электрической энергии многофункциональные ПСЧ-4ТМ.05М (Нижегородский завод им. Фрунзе). Вычисление активной и реактивной мощности потерь за период переменного тока в сети в каждой фазе осуществляют по формулам

$$P_{\text{п}} = (I/I_{\text{ном}})^2 P_{\text{ном}}^{\text{л}} + (I/I_{\text{ном}})^2 P_{\text{ном}}^{\text{н}} + (U/U_{\text{ном}})^2 P_{\text{ном}}^{\text{хол}};$$

$$Q_{\text{п}} = (I/I_{\text{ном}})^2 Q_{\text{ном}}^{\text{л}} + (I/I_{\text{ном}})^2 Q_{\text{ном}}^{\text{н}} + (U/U_{\text{ном}})^4 Q_{\text{ном}}^{\text{хол}},$$

где I , U , $I_{\text{ном}}$, $U_{\text{ном}}$ — измеренные и номинальные среднеквадратические значения тока и напряжения за период переменного тока; $Q_{\text{ном}}^{\text{л}}$, $Q_{\text{ном}}^{\text{н}}$, $Q_{\text{ном}}^{\text{хол}}$ и $P_{\text{ном}}^{\text{л}}$, $P_{\text{ном}}^{\text{н}}$, $P_{\text{ном}}^{\text{хол}}$ — соответственно номинальные реактивные и активные мощности потерь в ЛЭП, а также нагрузочных потерь и потерь холостого хода в трансформаторе.

Счетчики электрической энергии Меркурий 233 ART (ОАО «Инкотекс») позволяют вести учет потерь в силовом трансформаторе и линии электропередачи. В качестве исходной информации для расчета потерь используются паспортные данные силовых трансформаторов и ЛЭП или измеренные параметры сети. Формулы для расчета активных и реактивных потерь аналогичны (2), (3).

Счетчик эталонный многофункциональный Power Sentinel™ модель 1133A (Arbiter Systems, США). Наиболее точный из счетчиков электроэнергии, присутствующих на российском рынке: предел допускаемой основной относительной погрешности измерения активной мощности составляет до 0,025 %. Потери в трансформаторе вычисляются по методу, аналогичному применяемому в счетчиках С304 («Энергомера»).

Выводы. В [4, 5] указано, что корректное значение фактических технических потерь в сети как в целях оперативно-технологического управления, так и в коммерческих целях может быть определено только с использованием расчетно-инструментального метода. В рамках этого метода оперируют моделями отдельных сетевых элементов, а также сети (сетевых кластеров) с учетом топологии — соединения друг с другом сетевых элементов. В интеллектуальной сети

(smartgrid) в особенности на границах балансовой принадлежности сетевой компании с напряжением 0,4 кВ требует контроль показаний приборов конечных потребителей и расчет соответствующих балансов. Эту задачу невозможно решить без расчета потерь в счетчиках «последней мили». Здесь можно воспользоваться хорошо известным методом эквивалентного активного сопротивления [6]. Поэтому в числе требований к интеллектуальным системам измерений (smart metering) должны в необходимых случаях содержаться и требования к расширению функций счетчиков — расчету линейных потерь с помощью импульса квадратичного тока и расчету потерь в шунтах с помощью импульса квадратичного напряжения.

Л и т е р а т у р а

1. РМГ 29—99. ГСИ. Метрология. Основные термины и определения.

2. Вострокнутов Н. Г. Электрические счетчики и их эксплуатация. М., Л.: Госэнергоиздат, 1959.

3. Данилов А. А. Метрологическое обеспечение измерительных систем: Учеб. пособие. Пенза: Проффессионал, 2008.

4. Осика Л. К. Коммерческий и технический учет электрической энергии на оптовом и розничных рынках. Теория и практические рекомендации. СПб.: Политехника, 2006.

5. Андреева Л. В., Осика Л. К., Тубинис В. В. Коммерческий учет электроэнергии на оптовом и розничном рынках / Под ред. Л. К. Осика. М.: АВОК, 2010.

6. Воротницкий В. Э. Измерение, нормирование и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях. Проблемы и пути решения // Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях — 2002: Сборник материалов междунар. науч.-техн. сем. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002.

Дата принятия 13.07.2012 г.

621.317

Метрологическое обеспечение подсистем противоаварийной защиты в составе информационно-измерительных и управляющих систем

С. Л. РОГОВ

ООО «ТРЭИ ГМБХ», Пенза, Россия, e-mail: rogov_s_l@mail.ru

Рассмотрены вопросы применения подсистем противоаварийной защиты опасных производственных объектов, функционирующих в составе информационно-измерительных и управляющих систем.

Ключевые слова: измерительная система, межповерочный интервал, система противоаварийной защиты.

The problems of application of dangerous production objects' emergency protection subsystems functioning in the composition of information-measuring and control systems are considered.

Key words: measuring system, calibration interval, emergency protection system.

Среди многочисленных задач, возлагаемых на информационно-измерительные и управляющие системы (ИИУС) одной из важнейших является обеспечение безопасного функционирования потенциально опасных производственных объектов (ОПО), которая обычно реализуется с помощью подсистем противоаварийной защиты (ПАЗ). Безопасность работы ОПО связана с соблюдением требований по защите от превышения давления, температуры, достижения предела опасной концентрации и т. д. Каждое из этих требований обеспечивается соответствующей функцией безопасности согласно стандарту [1]. Входные параметры функции — значения физических параметров (давления, температуры, уровня и др.), а результат ее выполнения — воздействие с применением исполнительного механизма и перевод ОПО в безопасное состояние. При этом качество выпол-

нения функции безопасности зависит от метрологического обеспечения подсистем ПАЗ. При построении и эксплуатации этих подсистем возникают следующие проблемы: несоответствие надежности применяемого измерительного оборудования ПАЗ интегральному уровню безопасности для данного объекта; применение в резервируемых структурах оборудования, не аттестованного для резервирования; несоблюдение требований «горячей замены» элементов из состава запасных частей, инструмента, принадлежностей (ЗИП) производителями измерительного оборудования для подсистем ПАЗ; отсутствие возможности продления ресурса оборудования при снижении требований к точности средств измерений (СИ); противоречие между межповерочными интервалами (МПИ) и технологическим циклом ОПО. Рассмотрим эти проблемы подробнее.