

Оценка влияния несимметрии токов и напряжений на потери электроэнергии в распределительной сети с использованием АСКУЭ

ОМОРОВ Т.Т.

Рассматривается четырехпроводная трехфазная распределительная электрическая сеть напряжением 0,4 кВ, функционирующая в условиях несимметрии токов и напряжений. Формулируется задача оценки влияния несимметричного режима работы сети на технические потери электроэнергии в ней в режиме реального времени. В качестве количественного показателя для оценки такого влияния используются удельные дополнительные технические потери в сети из-за ее несимметричного режима в заданном интервале времени. Предлагается метод решения сформулированной задачи, вычислительная схема (алгоритм) которого базируется на построении динамической модели нагрузок и идентификации неизмеряемых и неконтролируемых параметров и переменных, определяющих состояние межабонентских участков трехфазной сети. Полученные результаты ориентированы для использования в составе автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии.

Ключевые слова: распределительная сеть, токи, напряжения, несимметрия, потери электроэнергии, моделирование нагрузок, алгоритм расчета

В настоящее время для автоматизации и информатизации процессов в распределительных электрических сетях (РЭС) широко создаются и внедряются автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ). В основном они относятся к классу информационно-измерительных систем, которые главным образом выполняют функции коммерческого учета электроэнергии и контроля отдельных параметров сети. В то же время функционирование РЭС сопровождается действием на нее ряда возмущающих факторов, которые приводят к повышенным потерям и ухудшению показателей качества электроэнергии [1–3]. К таким факторам, в частности, относятся несимметрия токов и напряжений, а также несанкционированные отборы (хищения) электроэнергии (НОЭ).

В связи с этим для повышения эффективности и технико-экономических показателей автоматизированных систем ведущими разработчиками АСКУЭ принимаются определенные меры по их совершенствованию. В настоящее время актуально создание подсистем диагностики состояний и оптимизации режимов работы РЭС, предназначенных для сокращения потерь электроэнергии в сети. В связи с этим необходимо проведение исследований, связанных с разработкой математических моделей, методов и алгоритмов, ориентированных на идентификацию технических и коммерческих потерь электроэнергии в РЭС в реальном времени, а также их минимизацией при использовании новых на-

учно-технических решений (технологий). При этом важна также оценка эффективности этих решений.

Анализ показывает, что применение существующих методов [3–7] для решения упомянутых проблем представляет определенные трудности. В частности, использование для этой цели метода симметричных составляющих [7, 8] приводит к усложнению процедуры расчета из-за необходимости рассмотрения вместо одной исходной трехфазной сети трех симметричных цепей. В настоящее время в существующих АСКУЭ имеется возможность оценки лишь общего объема потерь электроэнергии в сети. В то же время для оценки эффективности принимаемых решений важным является знание конкретных значений технических и коммерческих потерь в заданном интервале времени. В [9] предложен один из возможных подходов к решению этой проблемы, на основе которого в статье предлагается метод идентификации потерь электроэнергии в РЭС и оценки степени влияния фактора несимметрии на технические потери при наличии НОЭ.

Рассматривается трехфазная РЭС с напряжением 0,4 кВ, расчетная схема которой показана на рис. 1, где через индексную переменную k ($k=1,3$) пронумерованы соответственно фазы A , B и C . Остальные обозначения имеют следующий смысл: Z_{vk} – обозначение v -й нагрузки (электроприемника), подключенной к фазе с номером k ; \bar{I}_{vk} , \tilde{U}_{vk} – мгновенные ток и напряжение на нагрузке Z_{vk} ;

\tilde{i}_{vk}, z_{vk} – мгновенный ток и сопротивление v -го межабонентского участка (МАУ) k -й фазы; $\tilde{u}_{vk}, \tilde{u}_v$ – напряжения соответственно на v -м МАУ k -й фазы и нейтрального провода; \tilde{I}_v, z_v – мгновенный ток и сопротивление v -го участка нейтрального провода; $\tilde{U}_{0k}, \tilde{I}_{0k} = \tilde{I}_{1k}$ – мгновенные напряжения и токи на входах соответствующих фаз.

Далее предполагаем, что:

- 1) трехфазная сеть функционирует в условиях несимметрии токов и напряжений;
- 2) в сети могут быть несанкционированные отборы электроэнергии (НОЭ);
- 3) фазные и нейтральный провода имеют разные сечения, а значения сопротивлений межабонентских участков z_{vk}, z_v являются априори неизвестными;
- 4) в системе используются технические средства для подавления высших гармонических составляющих токов и напряжений в сети;
- 5) концентратор данных (КД) осуществляет сбор данных со счетчиков электроэнергии (СЭ) в дискретные моменты времени $t \in [t_\xi, t_{\xi+1}]$ с шагом дискретизации $\Delta t_\xi = t_{\xi+1} - t_\xi$, где $\xi = 0, 1, 2, \dots, m$ (m – общее число интервалов наблюдения); при этом в базу данных КД в каждом интервале поступают значения действующих токов I_{vk} и напряжений U_{vk} на нагрузках Z_{vk} , а также соответствующих коэффициентов мощности $\cos \varphi_{vk}$.

Введем переменные

$$\tilde{I}_k(t) = \sum_{v=1}^n \tilde{I}_{vk}(t), \quad k = \overline{1, 3},$$

определяющие суммарные мгновенные токи нагрузок Z_{vk} , подключенных к соответствующим фазам. В случае, когда сеть функционирует в нормальном режиме, выполняются следующие соотношения:

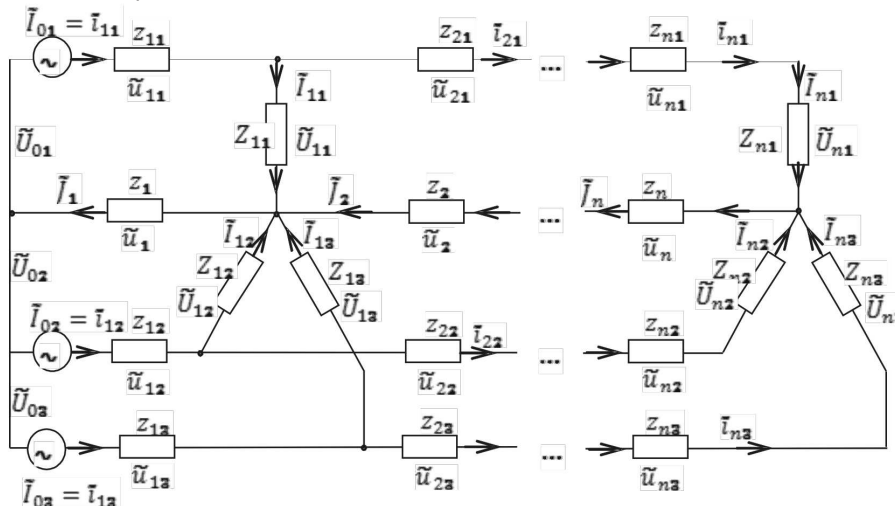


Рис. 1. Расчетная схема трехфазной РЭС

$$|I_k(\xi) - I_{0k}(\xi)| \leq \Delta I_{\max}, \quad k = \overline{1, 3}, \quad (1)$$

где $I_{0k}(\xi)$ – действующее значение тока $\tilde{I}_{0k}(t)$ на входе k -й фазы, измеряемое СЭ в интервале $[t_\xi, t_{\xi+1}]$ на выходе трансформаторной подстанции (ТП); $I_k(\xi)$ – действующее значение мгновенного тока $\tilde{I}_k(t)$; ΔI_{\max} – максимально допустимая погрешность измерения токов.

В случае, если хотя бы одно из условий (1) не выполняется, сеть переходит в возмущенное состояние, что обуславливается наличием в ней НОЭ, которые вызывают коммерческие потери электроэнергии.

Задача заключается в идентификации технических и коммерческих потерь электроэнергии и оценке степени влияния несимметрии токов и напряжений на технические потери в РЭС в режиме реального времени.

Методика решения задачи. Необходимо отметить, что СЭ, установленные у абонентов сети, измеряют лишь действующие токи I_{vk} и напряжения U_{vk} на нагрузках Z_{vk} . Поэтому для идентификации мгновенных значений установившихся синусоидальных токов $\tilde{i}_{vk}, \tilde{I}_v$ и напряжений \tilde{u}_{vk} , характеризующих состояние межабонентских участков сети, применение законов Кирхгофа невозможно. В этом случае для их корректного применения целесообразно использовать подход, основанный на комплексном представлении измеряемых переменных на нагрузках Z_{vk} [5, 11]:

$$\begin{aligned} \dot{I}_{vk} &= I_{vk}^B + jI_{vk}^M = I_{vk} e^{j\alpha_{vk}}; \\ \dot{U}_{vk} &= U_{vk}^B + jU_{vk}^M = U_{vk} e^{j\psi_{vk}}; \end{aligned} \quad (2)$$

$v = \overline{1, n}; \quad k = \overline{1, 3},$

где символы «в» и «м» обозначают вещественные и мнимые части соответствующих комплексных переменных, т.е.

$$U_{vk}^B = U_{vk} \cos \psi_{vk}, \quad U_{vk}^M = U_{vk} \sin \psi_{vk}, \quad v = \overline{1, n}; \quad k = \overline{1, 3},$$

где I_{vk} , U_{vk} – модули (действующие токи и напряжения) соответствующих комплексных переменных, которые известны и хранятся в базе данных КД; α_{vk} , ψ_{vk} – соответствующие фазовые сдвиги, подлежащие определению; $j = \sqrt{-1}$ – мнимое число.

В [10] предложен аналитический метод представления мгновенных токов и напряжений в виде (2). В соответствии с этим методом предварительно определяются промежуточные фазовые сдвиги:

$$\psi_{vk} = \arctg(\lambda_{vk}), \quad v = \overline{1, n}.$$

Здесь

$$\lambda_{vk} = \frac{i_{vk} \sin \varphi_{vk} - AB \sin \rho_{vk}}{AB \cos \rho_{vk} + i_{vk} \cos \varphi_{vk} - u_{vk}};$$

$$AB = \sqrt{u_{vk}^2 + i_{vk}^2 - 2u_{vk}i_{vk} \cos \varphi_{vk}};$$

$$\rho_{vk} = \arccos \left(\frac{u_{vk}^2 + AB^2 - i_{vk}^2}{2u_{vk}AB} \right); \quad i_{vk} = \frac{I_{vk}}{I_{vk}^*};$$

$$u_{vk} = \frac{U_{vk}}{U_{vk}^*}; \quad z_{vk} = \frac{U_{vk}}{I_{vk}},$$

где I_{vk}^* , U_{vk}^* – заданные базовые (номинальные) значения действующего тока I_{vk} и напряжения U_{vk} , которые должны удовлетворять условиям:

$$U_{vk}^* = \frac{U_{vk}}{I_{vk}^*} I_{vk}^*, \quad v = \overline{1, n}; \quad k = \overline{1, 3}.$$

В результате искомые фазовые сдвиги определяются следующим образом:

$$\left. \begin{aligned} \psi_{v1} &= \tilde{\psi}_{v1}; \quad \psi_{v2} = \tilde{\psi}_{v2} - 2\pi/3; \quad \psi_{v3} = \tilde{\psi}_{v3} - 4\pi/3; \\ \alpha_{v1} &= \tilde{\alpha}_{v1}; \quad \alpha_{v2} = \tilde{\alpha}_{v2} - 2\pi/3; \quad \alpha_{v3} = \tilde{\alpha}_{v3} - 4\pi/3, \end{aligned} \right\} \quad (3)$$

где $\tilde{\alpha}_{vk} = \tilde{\psi}_{vk} - \varphi_{vk}$.

Из соотношений (3) видно, что несимметричный режим работы РЭС в основном определяется фазовыми сдвигами $\tilde{\alpha}_{vk}$, где $k = \overline{1, 3}$, $v = \overline{1, n}$. Таким образом, несимметрия трехфазной сети характеризуется следующей матрицей:

$$\tilde{\alpha} = \begin{bmatrix} \tilde{\alpha}_{11} & \tilde{\alpha}_{21} & \dots & \tilde{\alpha}_{n1} \\ \tilde{\alpha}_{12} & \tilde{\alpha}_{22} & \dots & \tilde{\alpha}_{n2} \\ \tilde{\alpha}_{13} & \tilde{\alpha}_{23} & \dots & \tilde{\alpha}_{n3} \end{bmatrix}.$$

Решение сформулированной задачи базируется на модели, описываемой соотношениями (2) и (3), и состоит из следующих основных этапов:

идентификация параметров МАУ трехфазной сети в нормальном режиме ее работы;

оценка неизмеряемых токов и напряжений МАУ сети с учетом ее возмущенного состояния;

оценка неизмеряемых переменных состояния МАУ сети в ее возмущенном состоянии;

идентификация технических потерь электроэнергии в сети из-за несимметрии токов и напряжений;

оценка степени влияния фактора несимметрии на технические потери электроэнергии в сети.

Идентификация параметров трехфазной сети.

Предположим, что в начальном интервале наблюдения $[t_0, t_1]$ выполняются условия (1). Тогда использование динамической модели в форме (2) позволяет корректно использовать первый закон Кирхгофа [7]. При этом идентификация межабонентских комплексных токов i_{vk} и \dot{J}_v с учетом (2) осуществляется по формулам:

$$i_{vk} = \sum_{i=v}^n \dot{J}_{ik} = \sum_{i=v}^n (I_{ik}^B + jI_{ik}^M) = i_{vk}^B + ji_{vk}^M, \quad v = \overline{1, n}; \quad k = \overline{1, 3}; \quad (4)$$

$$\dot{J}_v = i_{v1} + i_{v2} + i_{v3}, \quad (5)$$

где

$$i_{vk}^B = \sum_{i=v}^n I_{ik}^B; \quad i_{vk}^M = \sum_{i=v}^n I_{ik}^M.$$

Для идентификации неизвестных параметров (сопротивлений) будем использовать второй закон Кирхгофа для каждого v -го контура сети (рис. 1). При этом справедливы следующие балансовые соотношения:

$$\dot{u}_{vk} + \dot{u}_v + \dot{U}_{vk} - \dot{U}_{v-1,k} = 0, \quad v = \overline{1, n}; \quad k = \overline{1, 3}, \quad (6)$$

которые можно представить в виде

$$\dot{u}_{vk} + \dot{u}_v = \dot{b}_{vk}, \quad v = \overline{1, n},$$

где $\dot{b}_{vk} = \dot{U}_{v-1,k} - \dot{U}_{vk}$.

Рассмотрим случай, когда сечения нейтрального и фазных проводов разные, а последние имеют одинаковые сечения, т.е. $z_{v0} = z_{v1} = z_{v2} = z_{v3}$, $z_{v0} \neq z_v$. Тогда искомые параметры (сопротивления) МАУ определяются формулами:

$$\begin{aligned} z_{v0} &= \frac{2b_{v3} - b_{v1} - b_{v2}}{3i_{v3} - \dot{J}_v}; \\ z_v &= \frac{b_{v3} - i_{v3}z_{v0}}{\dot{J}_v}, \quad v = \overline{1, n}, \end{aligned} \quad (7)$$

справедливость которых показана в Приложении. Определенные таким путем параметры сети записываются в базу данных концентратора (КД).

Оценка межабонентских токов и напряжений. Для этой цели рассмотрим возможность использования полученных выше результатов. Предварительно необходимо найти такие математические соотношения, которые описывают реальные физические процессы в контурах сети, в то же время позволяющие идентифицировать неизмеряемые переменные сети при условии, когда не выполняются условия (1), т.е. при наличии НОЭ. Анализ показывает, что в качестве таких соотношений можно использовать системы уравнений (П-6), записанных относительно неизвестных переменных $\dot{u}_{v1}, \dot{u}_{v2}, \dot{u}_{v3}$ и \dot{J}_v :

$$\left. \begin{aligned} \dot{u}_{v1} + z_v \dot{J}_v &= \dot{b}_{v1}; \\ \dot{u}_{v2} + z_v \dot{J}_v &= \dot{b}_{v2}; \\ \dot{u}_{v3} + z_v \dot{J}_v &= \dot{b}_{v3}; \\ \dot{u}_{v1} + \dot{u}_{v2} + \dot{u}_{v3} - z_{v0} \dot{J}_v &= 0, \quad v = \overline{1, n}. \end{aligned} \right\} \quad (8)$$

При этом предполагается, что параметры сети z_{v0} и z_v предварительно идентифицированы на предыдущем интервале наблюдения $[t_0, t_1]$.

Системы линейных уравнений (8) имеют единственные решения, так как матрицы \mathbf{B}_v , составленные из коэффициентов их левых частей, имеют отличные от нуля определители [11], т.е. $\det B_v = -(3z_v + z_{v0})$. При этом аналогично предыдущему случаю (см. Приложение) получаем следующие решения уравнений (8):

$$\begin{aligned} \dot{J}_v &= \frac{\dot{b}_{v1} + \dot{b}_{v2} + \dot{b}_{v3}}{3z_v + z_{v0}}; \\ \dot{u}_{vk} &= \dot{b}_{vk} - z_v \dot{J}_v, \quad v = \overline{1, n}; \quad k = \overline{1, 3}. \end{aligned} \quad (9)$$

При этом искомые комплексные токи

$$i_{vk} = \dot{u}_{vk} / z_{v0}, \quad v = \overline{1, n}; \quad k = \overline{1, 3}. \quad (10)$$

Оценка технических потерь электроэнергии при несимметричном режиме. В случае, когда РЭС функционирует в несимметричном режиме, энергобаланс в распределительной сети в интервалах $[t_\xi, t_{\xi+1}]$, где $\xi = \overline{1, m}$, определяется соотношением

$$W(\tilde{\alpha}, \xi) = W_1(\tilde{\alpha}, \xi) + W_2(\tilde{\alpha}, \xi) + W_3(\tilde{\alpha}, \xi), \quad \xi = \overline{1, m}, \quad (11)$$

где $W(\tilde{\alpha}, \xi)$ – объем электроэнергии, поступающей от источника (трансформаторной подстанции) в сеть; $W_1(\tilde{\alpha}, \xi)$ – суммарный объем электроэнергии, потребляемой всеми абонентами сети; $W_2(\tilde{\alpha}, \xi)$ – технические потери электроэнергии на участках

магистральной линии; $W_3(\tilde{\alpha}, \xi)$ – коммерческие потери электроэнергии в сети.

Необходимо отметить, что количество электроэнергии $W(\tilde{\alpha}, \xi)$ и $W_1(\tilde{\alpha}, \xi)$ в каждом интервале наблюдения $[t_\xi, t_{\xi+1}]$ измеряется счетчиками электроэнергии, установленными соответственно на выходе трансформаторной подстанции и у абонентов сети. Эти данные передаются в базу данных концентратора и являются известными величинами. Как известно, значения технических $W_2(\tilde{\alpha}, \xi)$ и коммерческих $W_3(\tilde{\alpha}, \xi)$ потерь электроэнергии не доступны для измерения. Для их оценки будем использовать полученные выше результаты. При этом вначале необходимо вычислить комплексные потери мощности на участках соответствующего фазного $\dot{p}_{vk}(\tilde{\alpha}, \xi)$ и нейтрального $\dot{p}_v(\xi)$ проводов в интервале времени $[t_\xi, t_{\xi+1}]$, которые определяются по известным формулам [7, 9]:

$$\begin{aligned} \dot{p}_{vk}(\tilde{\alpha}, \xi) &= \dot{u}_{vk}^* (\tilde{\alpha}, \xi) i_{vk}(\tilde{\alpha}, \xi); \\ \dot{p}_v(\tilde{\alpha}, \xi) &= \dot{u}_v^* (\tilde{\alpha}, \xi) \dot{J}_v(\tilde{\alpha}, \xi), \quad v = \overline{1, n}; \quad k = \overline{1, 3}, \end{aligned}$$

где $\dot{u}_v^*, \dot{u}_{vk}^*$ – сопряженные значения комплексных напряжений \dot{u}_v и \dot{u}_{vk} , вычисляемых соответственно на основе формул (6) и (7).

Тогда оценку суммарных технических потерь комплексной мощности $\dot{p}(\tilde{\alpha}, \xi)$ в линейных проводах соответствующих фаз в интервале $[t_\xi, t_{\xi+1}]$ можно записать в виде

$$P_2(\tilde{\alpha}, \xi) = \sum_{k=1}^3 \sum_{v=1}^n \dot{p}_{vk}(\tilde{\alpha}, \xi), \quad (12)$$

а потери мощности в нейтральном проводе определяются по формуле

$$P_0(\tilde{\alpha}, \xi) = \sum_{v=1}^n \dot{p}_v(\tilde{\alpha}, \xi). \quad (13)$$

При этом вещественные и мнимые части комплексных выражений (12) и (13) определяют соответствующие потери активных мощностей:

$$P_v(\tilde{\alpha}, \xi) = \text{Re}[\dot{P}_v(\tilde{\alpha}, \xi)]; \quad P_0(\tilde{\alpha}, \xi) = \text{Re}[\dot{p}_0(\tilde{\alpha}, \xi)].$$

В результате оценка технических потерь электроэнергии в сети $W_2(\tilde{\alpha}, T)$ в интервале наблюдения $T = t_m - t_1$ запишется в виде

$$W_2(\tilde{\alpha}, T) = \sum_{\xi=1}^m [P_v(\tilde{\alpha}, \xi) + P_0(\tilde{\alpha}, \xi)] \Delta t_\xi.$$

Оценка влияния фактора несимметрии на технические потери электроэнергии. Для этой цели в концентраторе (КД) параллельно с оценкой $W_2(\tilde{\alpha}, T)$ определяются потери электроэнергии $W_2(0, T)$ при симметричном режиме сети, значение которых характеризует предельно достижимый уровень техни-

ческих потерь. При этом для вычисления $W_2(0, T)$ используется вычислительная схема (алгоритм), которая была применена для оценки $W_2(\tilde{\alpha}, T)$, но при условии, что матрица несимметрии $\tilde{\alpha} = \mathbf{0}$, где $\mathbf{0}$ – матрица, состоящая из нулевых элементов ($\tilde{\alpha}_{vk} = 0$). Тогда дополнительные технические потери электроэнергии $\Delta W(\tilde{\alpha}, T)$ в сети из-за фактора несимметрии определяются по формуле

$$\Delta W(\tilde{\alpha}, T) = W_2(\tilde{\alpha}, T) - W_2(0, T), \quad (15)$$

а коммерческие потери $W_3(\tilde{\alpha}, T)$ определяются из балансового соотношения (11):

$$W_3(\tilde{\alpha}, T) = W(\tilde{\alpha}, T) - W_1(\tilde{\alpha}, T) - W_2(\tilde{\alpha}, T).$$

Для характеристики степени влияния фактора несимметрии вводятся удельные потери

$$\Delta\beta = \frac{\Delta W(\tilde{\alpha}, T)}{W_2(0, T)}. \quad (16)$$

Как видно из соотношения (16), чем больше величина $\Delta\beta$, тем сильнее влияние несимметрии токов и напряжений на технические потери электроэнергии в сети. Точность оценки дополнительных технических потерь электроэнергии $\Delta W(\tilde{\alpha}, T)$ в сети и удельных потерь $\Delta\beta$, определяемых формулами (15) и (16), в основном зависит от величины шагов дискретизации Δt_ξ и погрешностей вычисления токов i_{vk} , J_v и напряжений \dot{u}_{vk} , \dot{u}_v . Следовательно, повышение точности указанных оценок достигается за счет использования в составе АСКУЭ технических средств (микропроцессорных контроллеров, систем передачи данных, счетчиков электроэнергии) с высокими показателями точности и быстродействия.

В результате обобщенный алгоритм идентификации потерь электроэнергии в РЭС и оценки влияния фактора несимметрии на технические потери в ней включает следующие основные этапы:

1. Построение расчетной схемы распределительной трехфазной сети.

2. Дистанционный опрос счетчиков электроэнергии СЭ в дискретные моменты времени $t \in [t_\xi, t_{\xi+1}]$ и запись в базу КД действующих значений токов \tilde{I}_{vk} и напряжений \tilde{U}_{vk} на нагрузках Z_{vk} ($v = \overline{0, n}$, $k = \overline{1, 3}$) и соответствующих коэффициентов мощности $\cos\varphi_{vk}$.

3. Построение динамической модели нагрузок, описываемой соотношениями (2) и (3).

4. Оценка по формулам (4) и (5) комплексных токов i_{vk} и J_v ($v = \overline{1, n}$, $k = \overline{1, 3}$), протекающих в межбонентских участках магистральной линии в интервале, в котором выполняются условия (1).

5. Идентификация параметров сети и z_v по формулам (7).

6. Идентификация межбонентских токов i_{vk} , J_v и напряжений \dot{u}_{vk} , \dot{u}_v по формулам (9) и (10) в интервалах $[t_\xi, t_{\xi+1}]$, в которых не выполняются условия (1).

7. Оценка суммарных технических $W_2(\tilde{\alpha}, T)$ и дополнительных потерь электроэнергии $\Delta W(\tilde{\alpha}, T)$ в сети из-за несимметрии токов и напряжений по формулам (14)–(15).

8. Оценка потерь электроэнергии $W_2(0, T)$ в симметричном режиме работы РЭС по формулам (15) при условии, что матрица фазовых сдвигов $\tilde{\alpha} = \mathbf{0}$.

9. Оценка удельных потерь $\Delta\beta$ по формуле (16) для оценки степени влияния несимметрии токов и напряжений на технические потери электроэнергии в сети.

Приложение. Для напряжений \dot{u}_v на участках нейтрального провода справедливы соотношения

$$\dot{u}_v = J_v z_v, \quad (\text{П-1})$$

которые с учетом (5) имеют вид

$$\dot{u}_v = (i_{v1} + i_{v2} + i_{v3}) z_v = \left(\frac{\dot{u}_{v1}}{z_{v1}} + \frac{\dot{u}_{v2}}{z_{v2}} + \frac{\dot{u}_{v3}}{z_{v3}} \right) z_v, \quad v = \overline{1, n}. \quad (\text{П-2})$$

В случае, когда сечения нейтрального и фазных проводов разные, а последние имеют одинаковые сечения, т.е. $z_{v0} = z_{v1} = z_{v2} = z_{v3}$, $z_{v0} \neq z_v$, формулы (П-2) можно представить в виде

$$\dot{u}_v = \frac{z_v}{z_{v0}(\dot{u}_{v1} + \dot{u}_{v2} + \dot{u}_{v3})}, \quad v = \overline{1, n}. \quad (\text{П-3})$$

Далее, приравнявая правые части выражений (П-1) и (П-3), получаем следующие равенства:

$$\dot{u}_{v1} + \dot{u}_{v2} + \dot{u}_{v3} = J_v z_{v0}, \quad v = \overline{1, n}. \quad (\text{П-4})$$

В результате путем объединения выражений (6) и (П-4) с учетом (П-1) получаем следующие соотношения:

$$\begin{aligned} \dot{u}_{v1} + z_v J_v &= \dot{b}_{v1}; \\ \dot{u}_{v2} + z_v J_v &= \dot{b}_{v2}; \\ \dot{u}_{v3} + z_v J_v &= \dot{b}_{v3}; \\ \dot{u}_{v1} + \dot{u}_{v2} + \dot{u}_{v3} - z_{v0} J_v &= 0, \quad v = \overline{1, n}. \end{aligned} \quad (\text{П-5})$$

Анализ показывает, что для корректного и однозначного нахождения параметров сети z_v и z_{v0} полученные соотношения с учетом $\dot{u}_{v2} = i_{v2} z_{v0}$ целесообразно представить в виде следующих алгебраических уравнений относительно неизвестных величин \dot{u}_{v1} , \dot{u}_{v2} , \dot{u}_{v3} и J_v :

$$\begin{aligned} \dot{u}_{v1} + \dot{J}_v z_v &= \dot{b}_{v1}; \\ \dot{u}_{v2} + \dot{J}_v z_v &= \dot{b}_{v2}; \\ \dot{u}_{v3} + \dot{J}_v z_v &= \dot{b}_{v3}; \\ \dot{u}_{v1} + \dot{u}_{v2} + (i_{v3} - \dot{J}_v) z_{v0} &= 0, \quad v = \overline{1, n}. \end{aligned} \quad (\text{П-6})$$

Составляем матрицу A_v из коэффициентов левых частей системы (П-6):

$$A_v = \begin{bmatrix} 1 & 0 & \dot{J}_v & 0 \\ 0 & 1 & \dot{J}_v & 0 \\ 0 & 0 & \dot{J}_v & i_{v3} \\ 1 & 1 & 0 & i_{v3} - \dot{J}_v \end{bmatrix}, \quad v = \overline{1, n}.$$

Известно [11], что системы уравнений (П-6) имеют единственные решения, если определители матриц A_v отличны от нуля, т.е. $\det A_v \neq 0$, $v = \overline{1, n}$. Путем несложных вычислений можно показать, что $\det A_v = \dot{J}_v (3i_{v3} - \dot{J}_v)$, которые удовлетворяют указанным условиям, так как для рассматриваемой несимметричной сети (рис.1) токи на участках нейтрального провода $\dot{J}_v \neq 0$, $v = \overline{1, n}$.

В целях определения искомым параметров МАУ на основе первых двух соотношений системы уравнений (П-6) вначале находим напряжения:

$$\begin{aligned} \dot{u}_{v1} &= \dot{b}_{v1} - \dot{J}_v z_v; \\ \dot{u}_{v2} &= \dot{b}_{v2} - \dot{J}_v z_v, \quad v = \overline{1, n}. \end{aligned} \quad (\text{П-7})$$

Теперь последние два уравнения системы (П-6) с учетом (П-7) можно записать в виде следующих линейных уравнений относительно неизвестных параметров z_v и z_{v0} :

$$\dot{J}_v z_v + i_{v2} z_{v0} = \dot{b}_{v2}, \quad v = \overline{1, n},$$

решения которых дают оценки искомым параметров сети, определяемые формулами (7).

Выводы. Предложен метод идентификации потерь электроэнергии в распределительной сети напряжением 0,4 кВ и оценки степени влияния несимметрии токов и напряжений на технические потери с учетом несанкционированных отборов (хищений) электроэнергии в ней. Для характеристики такого влияния вводится критериальный показатель — удельные технические потери в сети, определяемые как отношение дополнительных потерь из-за фактора несимметрии к величине потерь при условии, что сеть функционирует в симметричном режиме. Вычислительный алгоритм используемого показателя базируется на построении математических моделей, описывающих динамику нагрузок и функциональные взаимосвязи между

неизмеряемыми параметрами и переменными сети, характеризующими состояние межабонентских участков магистральной линии. При этом динамическая модель нагрузок имеет аналитическую форму, а модели функциональных связей представляются в виде систем линейных алгебраических уравнений, решения которых получены в явной форме, что позволило значительно упростить вычислительные процедуры идентификации неконтролируемых параметров и переменных сети по сравнению с существующими методами.

Методологию и алгоритм предложенного метода можно использовать в составе АСКУЭ, а также для оценки эффективности новых научно-технических решений, направленных на сокращение потерь электроэнергии в распределительной сети.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии. — М.: ЭНАС, 2009, 456 с.
2. Авербух М.А., Жилин Е.В. О потерях электроэнергии в системах электроснабжения индивидуального жилищного строительства.— Энергетик, 2016, №6, с. 54–57.
3. Сапронов А.А., Кужеков С.Л., Тьяннский В.Г. Оперативное выявление неконтролируемого потребления электроэнергии в электрических сетях напряжением до 1 кВ. — Изв. вузов. Электромеханика, 2004, № 1, с. 55–58.
4. Хлебников В.К., Подгорный Д.Э. Методика расчета потерь электроэнергии в сети 0,38 кВ по измерениям напряжений и токов с учетом схемно-технической информации. — Изв. вузов. Электромеханика, 2004, № 6.1, с. 28–31.
5. Косоухов Ф.Д., Васильев Н.В., Филиппов А.О. Снижение потерь от несимметрии токов и повышение качества электрической энергии в сетях 0,38 кВ с коммунально-бытовыми нагрузками. — Электротехника, 2014, № 6, с. 8–12.
6. Арутюнян А.Г. О расчете дополнительных потерь мощности в трехфазных четырехпроводных сетях.— Электричество, 2015, №10, с. 55–58.
7. Демирчян К.С., Нейман Л.Р., Коровкин А.В. Теоретические основы электротехники. Т.1. — СПб.: Питер, 2009, 512 с.
8. Кочергин С.В., Кобелев А.В., Хребтов Н.А., Киташии П.А., Терехов К.И. Моделирование сельских распределительных электрических сетей 10/0,4 кВ. —Fractal simulation, 2013, № 1, с. 5–13.
9. Оморов Т.Т., Такырбашев Б.К. Идентификация и мониторинг потерь электроэнергии в распределительной сети в составе АСКУЭ. — Электричество, 2016, № 11, с. 4–11.
10. Оморов Т.Т., Такырбашев Б.К., Осмонова Р.Ч. К расчету трехфазных распределительных сетей в системах автоматизации контроля и учета электроэнергии. — Энергетик, 2017, № 4.
11. Корн Г., Корн Т. Справочник по математике. — М.: Наука, 1973, 831 с.

[29.03.2017]

А в т о р: Оморов Туратбек Турсунбекович окончил факультет автоматики и вычислительной техники ЛЭТИ им. В.И.Ульянова (Ленина) в 1975 г. В 1997 г. защитил докторскую диссертацию в НПО «Кибернетика» АН Республики Узбекистан по проблемам автоматического управления техническими системами. Заведующий лабораторией Института физико-технических проблем и материаловедения НАН Киргизской Республики.

To a Problem of Assessment of Influence of Asymmetry of Currents and Tension in Distributive Network on Losses of the Electric Power as a Part of ACSAE

OMOROV Turatbek T. (*Institute of physical and technical problems, Bishkek, Kirgiz Republic*) – Head of the Laboratory, Corresponding Member of National Academy of Sciences

The four-wire three-phase distributive electrical network (DEN) of 0,4 kV functioning in the conditions of asymmetry of currents and tension is considered. The task of an impact assessment of the asymmetrical operation mode of a network on technical losses of the electric power in it in real time is formulated. As the quantitative index for assessment of such influence specific additional technical losses on a network because of its asymmetrical mode in the given interval of time are used. The method of the decision of the formulated task is offered, the computing circuit (algorithm) of which is based on creation of a dynamic model of loadings and identification of not measured and uncontrollable parameters and variables defining a status of interpersonal sections of a three-phase network. The received results are oriented for use as a part of the automated control system and the accounting of the electric power (ACSAE).

Key words: distributive network, currents, tension, losses of the electric power, modeling, calculation algorithm

REFERENCES

1. Zhelezko Yu.S. *Poteri elektrojenergii. Reaktivnaja moshchnost'. Kachestvo jelektrojenergii* (Power loss. Reactive power. Power quality). – M.: Publ. ENAS, 2009, 456 p.
2. Averbukh M.A., Zhilin E.V. *Energetik – in Russ (Power Engineering Specialist)*, 2016, No. 6, pp. 54–57.
3. Sapronov A.A., Kuzhekov S.L., Tynyanskii V.G. *Izvestiya vuzov. Elektromehanika – in Russ. (News of higher education institutions. Electromechanics)*, 2004, No. 1, pp. 55–58.
4. Khlebnikov V.K., Podgornyj D.Ye. *Izv. vuzov. Elektromehanika – in Russ (News of higher education institutions. Electromechanics)*, 2004, No. 6.1, pp. 28–31.
5. Kosouhov F.D., Vasil'ev N.V., Filippov A.O. – *Elektrotehnika – in Russ. (Electrical Equipment)*, 2014, No. 6, pp. 8–12.
6. Arutjunjan A.G. *Eelektrichestvo – in Russ. (Electricity)*, 2015, No.10, pp. 55–58.
7. Demirchan K.S., Neiman L.R., Korovkin A.V. *Teoreticheskiye osnovy elektrotehniki, tom 1. (Theoretical foundations of electrical engineering)*, vol. 1. SPb.: Publ. «Piter», 2009, 512 p.
8. Kochergin S.V., Kobelev A.V., Khrebtov N.A., Kitashin P.A., Terekhov K.I. Modeling of rural distributive electric networks 10/0,4 of kV. – Fractal simulation, Publ., 2013, No. 1, pp. 5–13.
9. Omorov T.T., Takyrbashev B.K. *Eelektrichestvo – in Russ. (Electricity)*, 2016, No. 11. pp. 4–11.
10. Omorov T.T., Takyrbashev B. K., Osmonova R.Ch. – *Energetik – in Russ. (Power Engineering Specialist)*, 2017, No.4.
11. Korn G., Korn T. *Spravochnik po matematike* (Reference book on mathematics). M., Publ. «Nauka», 1973, 831 p.

[29.03.2017]