

Идентификация и мониторинг потерь электрической энергии в распределительной сети в составе АСКУЭ

ОМОРОВ Т.Т., ТАКЫРБАШЕВ Б.К.

Рассматривается проблема идентификации дополнительных потерь мощности в межабонентских участках распределительной электрической сети напряжением 0,4 кВ при наличии неконтролируемых возмущающих факторов, таких как несанкционированные отборы электроэнергии в сети. Применение для этой цели существующих методов и алгоритмов в реальном масштабе времени в составе современных автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ) представляет определенные сложности из-за наличия в сети электрических переменных и параметров, которые не измеряются приборами учета и могут изменяться существенным образом в зависимости от внешних факторов (температура, влажность и др.). К ним, в частности, относятся сопротивления межабонентских участков и протекающие через них токи. Предлагаются методологические и алгоритмические основы решения указанной проблемы, которые могут служить основой для создания специального программного обеспечения подсистемы идентификации и мониторинга потерь электроэнергии в составе АСКУЭ.

Ключевые слова: трехфазная сеть, отбор электроэнергии, потери мощности, метод приращений

В настоящее время для автоматизации и информатизации процессов энергопотребления в распределительных электрических сетях (РЭС) интенсивно разрабатываются и внедряются автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ) [1]. Они представляют собой информационно-измерительные системы, имеющие иерархические структуры, и на уровне РЭС в своем составе имеют: концентраторы данных (КД); комплекс измерительных приборов, содержащий счетчики электроэнергии (Сч) и телекоммуникационные модули (ТКМ). Концентраторы данных строятся на основе микропроцессорной техники; они располагаются в трансформаторных подстанциях РЭС и выполняют функции сбора данных со счетчиков, их хранение и обработку для решения соответствующих функциональных задач на уровне РЭС (оценка потерь электроэнергии, расчет энергобаланса в РЭС, контроль технического состояния Сч, управление нагрузкой абонентов и др.), а также организации обмена технологической информацией и служебными (командными) сигналами между подсистемами АСКУЭ с помощью ТКМ.

Процесс функционирования распределительной сети сопровождается действием ряда возмущающих факторов, вызывающих отклонения РЭС от нормального режима (состояния) и приводящих к «коммерческим» и дополнительным техническим потерям электроэнергии в сети. В качестве таких возмущающих факторов (возмущений) далее будут рассматриваться несанкционированные отборы электроэнергии (НОЭ) в РЭС, которые по существу не контролируются автоматизированной систе-

мой и имеют случайный характер. Можно выделить следующие типы НОЭ:

отбор, который осуществляется через нейтральный провод (первый тип);

отбор через токопроводящие элементы, минуя нейтральный провод (второй).

В условиях широкого внедрения АСКУЭ достаточно актуальной является проблема идентификации и мониторинга потерь мощности и количества энергии в РЭС при наличии НОЭ. Использование для этой цели существующих методов и алгоритмов [2–4] в реальном масштабе времени в составе современных автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии представляет определенные сложности. Трудности исследования распределительных сетей при наличии НОЭ связаны с тем, что в РЭС имеются переменные и параметры, которые не измеряются приборами учета и могут изменяться существенным образом в зависимости от внешних факторов, в частности от погодных условий. К ним, например, относятся сопротивления межабонентских участков магистральной линии (МЛ) и протекающие через них токи. Другая трудность состоит в том, что при наличии несанкционированных потребителей возникают вопросы корректного использования первого закона Кирхгофа для выполнения соответствующих расчетов. В статье предлагаются методологические основы решения указанных проблем, которые могут служить основой для создания специального программного обеспечения подсистемы идентификации и мониторинга потерь электроэнергии в составе АСКУЭ.

Постановка задачи. Для удобства изложения без потери общности рассмотрим трехфазную распределительную сеть напряжением 0,4 кВ, условная расчетная схема которой представлена на рисунке.

Она включает трансформаторную подстанцию (ТП), группу из $3n$ нагрузок (приемников) потребителей электроэнергии и межабонентские участки МЛ. Последние, представляющие собой длинные линии, в первом приближении заменены комплексными сопротивлениями z_v ($v=0, n-1$).

Используемые обозначения: Z_v^A, Z_v^B, Z_v^C – сопротивления v -х приемников ($v=1, n$), подключенных соответственно к фазам A, B и C ; i_v^A, i_v^B, i_v^C , $\dot{U}_v^A, \dot{U}_v^B, \dot{U}_v^C$ – комплексные токи и напряжения на нагрузках потребителей Z_v^A, Z_v^B и Z_v^C ; i_v^A, i_v^B, i_v^C – комплексные фазные токи, протекающие в v -х межабонентских участках МЛ; $\dot{u}_v^A, \dot{u}_v^B, \dot{u}_v^C$ – комплексные напряжения на сопротивлениях участков z_v МЛ фаз A, B, C соответственно; J_v, \dot{u}_v – комплексный ток и напряжение в v -м участке нейтрального провода; $Z_x^A, Z_y^A, I_x^A, I_y^A$ – условные обозначения несанкционированных приемников (нагрузок) и токов, соответствующих НОЭ первого и второго типов; R_3 – сопротивление заземлителя ТП.

Рассмотрим функционирование РЭС в отрезке времени $[t_0, t_m]$, где t_0 и t_m – начальный и конечный моменты наблюдения соответственно. Процесс измерения необходимых данных счетчиками электроэнергии, их передача по ТКМ и обработка

в КД осуществляется циклически в интервалах времени $[t_k, t_{k+1}]$ ($k=0, m$), которые далее называются циклами наблюдения; их длительность $T_k = t_{k+1} - t_k$.

Далее примем следующее.

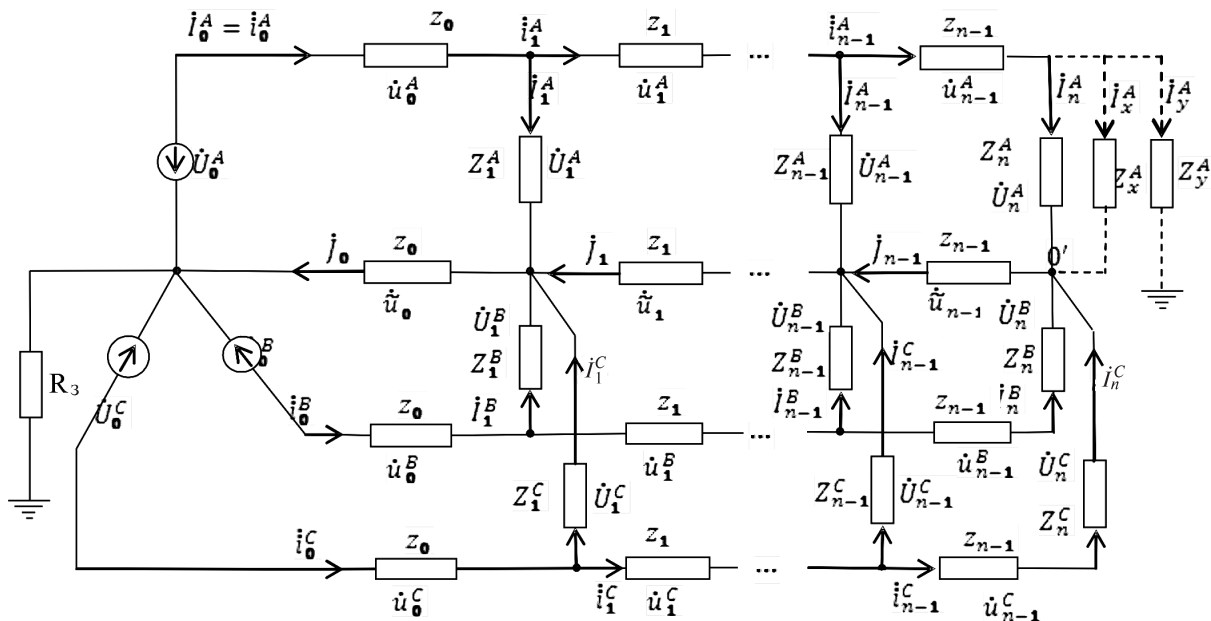
1. Распределительная сеть в рассматриваемом интервале $[t_0, t_m]$ функционирует в штатном режиме безаварийных ситуаций.

2. Распределительная сеть относится к классу линейных систем.

3. Счетчиками электроэнергии, установленными у потребителей электроэнергии, за время $\tau_1 \approx 0,1$ с измеряются действующие значения напряжений и токов, а также активные и реактивные мощности с заданной точностью.

4. Концентратор данных регулярно осуществляет циклический опрос счетчиков электроэнергии и соответствующую обработку полученных данных по заданному алгоритму соответственно за время τ_2 и τ_3 . Время полного цикла составляет $T_k = \tau_1 + \tau_2 + \tau_3$. При этом $\tau_2 \gg \tau_1 + \tau_3$, т.е. время цикла T_k в основном определяется временем опроса счетчиков τ_2 . В современных АСКУЭ в зависимости от используемого канала связи (GSM, PLC и др.) имеется возможность обеспечить время полного цикла от нескольких секунд до 5–7 мин в зависимости от числа потребителей электроэнергии.

5. Несанкционированные отборы электроэнергии осуществляются однофазными приемниками, продолжительность действия которых значительно больше, чем время цикла наблюдения T_k . Считается, что в рассматриваемом интервале наблюдения $[t_k, t_{k+1}]$ в рамках каждой фазы РЭС действует толь-



Расчетная схема трехфазной распределительной сети

ко один источник НОЭ, которые принадлежат одному типу.

Далее для удобства выкладок фазам сети (A , B и C) присваиваем номера путем введения индексной переменной $\xi = \overline{1,3}$. При этом переменные РЭС, указанные на рисунке, обозначаются следующим образом:

$$\left. \begin{aligned} u_v^A \Rightarrow u_{v1}; u_v^B \Rightarrow u_{v2}; u_v^C \Rightarrow u_{v3}; \\ i_v^A \Rightarrow i_{v1}; i_v^B \Rightarrow i_{v2}; i_v^C \Rightarrow i_{v3}; \end{aligned} \right\} v = \overline{0, n-1};$$

$$\left. \begin{aligned} I_v^A \Rightarrow I_{v1}; I_v^B \Rightarrow I_{v2}; I_v^C \Rightarrow I_{v3}; \\ U_v^A \Rightarrow U_{v1}; U_v^B \Rightarrow U_{v2}; U_v^C \Rightarrow U_{v3}; \\ Z_v^A \Rightarrow Z_{v1}; Z_v^B \Rightarrow Z_{v2}; Z_v^C \Rightarrow Z_{v3} \end{aligned} \right\} v = \overline{1, n}.$$

Суммарные комплексные токи на входе фаз $I_\xi(t)$, потребляемые абонентами сети в соответствующих фазах, с учетом введенных обозначений определяются выражениями:

$$\dot{I}_1(t) = \sum_{v=1}^n \dot{I}_{v1}(t); \dot{I}_2(t) = \sum_{v=1}^n \dot{I}_{v2}(t); \dot{I}_3(t) = \sum_{v=1}^n \dot{I}_{v3}(t). \quad (1)$$

В зависимости от наличия или отсутствия НОЭ распределительная сеть в произвольный момент времени $t \in [t_k, t_{k+1}]$ может находиться в двух состояниях:

нормальном (желаемом) состоянии $S(t)$;
возмущенном состоянии $S'(t)$.

В случае, когда в интервале наблюдения $[t_k, t_{k+1}]$ РЭС находится в желаемом состоянии $S(t)$ выполняются следующие балансовые соотношения:

$$\begin{aligned} I_{01}(k) - I_1(k) < \Delta I_{\max}; \\ I_{02}(k) - I_2(k) < \Delta I_{\max}; \\ I_{03}(k) - I_3(k) < \Delta I_{\max}, \end{aligned} \quad (2)$$

где $I_{01}(k)$, $I_{02}(k)$, $I_{03}(k)$ – действующие значения токов в соответствующих фазных проводах на входе сети, измеряемые трехфазным счетчиком электроэнергии на выходе ТП; ΔI_{\max} – максимально допустимая погрешность измерения токов.

Концентратор данных в каждом интервале $[t_k, t_{k+1}]$ осуществляет контроль выполнения условий (2). При выполнении условий (2) в сети отсутствуют НОЭ. В случае, когда хотя бы одно из условий (2) не выполняется, в сети появляются «коммерческие» и дополнительные технические потери, вызванные НОЭ. При этом баланс комплексных мощностей в фазах A , B и C в k -м цикле наблюдения определяется соотношениями:

$$\dot{P}_\xi(k) = \dot{P}_{1\xi}(k) + \dot{P}_{2\xi}(k) + \dot{P}_{3\xi}(k), \quad \xi = \overline{1,3}, \quad (3)$$

где $\dot{P}_\xi(k)$ – значение комплексной мощности на входе фазы с номером ξ ; $\dot{P}_{1\xi}(k)$ – суммарная комплексная мощность, потребляемая абонентами фазы с номером ξ ; $\dot{P}_{2\xi}(k)$ – технические потери мощности на участках МЛ; $\dot{P}_{3\xi}(k)$ – «коммерческие» потери мощности, вызванные НОЭ.

Отметим, что потери $\dot{P}_\xi(k)$ в каждом интервале $[t_k, t_{k+1}]$ измеряются головным трехфазным счетчиком электроэнергии на выходе питающей ТП, а потери $\dot{P}_{2\xi}(k)$ вычисляются в концентраторе по данным измерений мощностей, потребляемых приемниками зарегистрированных абонентов сети. При этом значения технических $\dot{P}_{2\xi}(k)$ и «коммерческих» $\dot{P}_{3\xi}(k)$ потерь не измеряются. На основе балансовых соотношений (3) можно определить лишь их сумму. В то же время фактические технические потери $\dot{P}_{2\xi}(k)$ могут сильно отличаться от их нормативных значений в зависимости от вариации параметров участков МЛ и объемов НОЭ, которые определяются соотношением

$$\dot{P}_{2\xi}(k) = \dot{p}_\xi(k) + \Delta \dot{p}_\xi(k), \quad \xi = \overline{1,3}, \quad (4)$$

где $\dot{p}_\xi(k)$ – технические потери мощности в участках МЛ в рамках ξ -й фазы сети в нормальном режиме функционирования РЭС; $\Delta \dot{p}_\xi(k)$ – соответствующие дополнительные технические потери, вызванные НОЭ.

При этом составляющие $\dot{P}_{2\xi}(k)$ находятся по формулам:

$$\dot{p}_\xi(k) = \sum_{v=0}^{n-1} \dot{p}_{v\xi}(k); \quad \Delta \dot{p}_\xi(k) = \sum_{v=0}^{n-1} \Delta \dot{p}_{v\xi}(k), \quad (5)$$

где $\dot{p}_{v\xi}(k)$ – технические потери мощности в v -м контуре в рамках ξ -й фазы сети в нормальном режиме функционирования РЭС; $\Delta \dot{p}_{v\xi}(k)$ – соответствующие дополнительные потери, обусловленные НОЭ.

Таким образом, для повышения эффективности функционирования РЭС и АСКУЭ целесообразно оценивать в режиме реального времени дополнительные и «коммерческие» потери мощности (электроэнергии), обусловленные действием несанкционированных подключений к сети. Если при этом удастся одновременно (дополнительно) решить также задачу локализации координат источников неконтролируемых возмущений, то имеется возможность снизить ненормативные потери (в частности «коммерческие» потери) за счет принятия оперативных мер по их устранению.

В связи с изложенным в составе АСКУЭ наиболее актуальным является решение следующих задач:

оценка дополнительных технических и «коммерческих» потерь электроэнергии, вызванных НОЭ;

локализация координат НОЭ.

Метод решения задачи. Рассмотрим возможность решения сформулированной задачи в случае, когда в РЭС действует возмущающий фактор первого типа, т.е. НОЭ осуществляется через нейтральный провод. Предполагается, что результаты опроса счетчиков электроэнергии в интервале наблюдения $[t_k, t_{k+1}]$ записаны в базе данных КД. При этом считается, что эти данные получены в один и тот же момент времени $t \in [t_k, t_{k+1}]$, чтобы обеспечить постоянство во времени нагрузок всех потребителей электроэнергии. Следует отметить, что разрабатываемые и внедряемые в настоящее время АСКУЭ могут обеспечить выполнение данного условия, так как современные счетчики электроэнергии обладают возможностью запоминания необходимого набора данных, соответствующих заданному моменту времени по командному сигналу с верхнего уровня управления (например с КД). Далее полученные данные используются для представления компонентов векторов $\dot{\mathbf{I}}_\xi = [\dot{I}_{0\xi}, \dot{I}_{1\xi}, \dots, \dot{I}_{n\xi}]$ и $\dot{\mathbf{U}}_\xi = [\dot{U}_{0\xi}, \dot{U}_{1\xi}, \dots, \dot{U}_{n\xi}]$ в комплексной форме. Один из возможных подходов такого представления описан в Приложении 1.

Допустим, что в момент времени $t \in [t_k, t_{k+1}]$ на основе соответствующих вычислений, выполняемых в концентраторе, выясняется, что, если хотя бы одно из условий (2) не выполняется, то обнаруживается факт наличия НОЭ в сети. В этом случае РЭС переходит в возмущенное состояние $S'(k)$, которое описывается следующим набором векторов:

$$\begin{aligned} \dot{\mathbf{I}}'_\xi &= [\dot{I}'_{0\xi}, \dot{I}'_{1\xi}, \dots, \dot{I}'_{n\xi}]; \quad \mathbf{i}'_\xi = [i'_{0\xi}, i'_{1\xi}, \dots, i'_{n\xi}]; \\ \dot{\mathbf{U}}'_\xi &= [\dot{U}'_{0\xi}, \dot{U}'_{1\xi}, \dots, \dot{U}'_{n\xi}]; \quad \mathbf{u}'_\xi = [u'_{0\xi}, u'_{1\xi}, \dots, u'_{n\xi}]; \\ \dot{\mathbf{u}}' &= [\dot{u}'_0, \dot{u}'_1, \dots, \dot{u}'_{n-1}]; \quad \mathbf{J}' = [J'_0, J'_1, \dots, J'_n]; \quad \xi = \overline{1,3}. \end{aligned}$$

На основе показаний счетчиков электроэнергии и предварительной их обработки в концентраторе имеется только часть данных, которая определяется компонентами векторов $\dot{\mathbf{I}}'_\xi$ и $\dot{\mathbf{U}}'_\xi$. Для полной оценки возмущенного состояния $S'(k)$ сети необходимо определить и компоненты векторов \mathbf{i}'_ξ , \mathbf{u}'_ξ , $\dot{\mathbf{u}}'$ и \mathbf{J}' , которые недоступны для измерений и поэтому не контролируются. Решение этой задачи включает следующие этапы.

1. Идентификация типа НОЭ.
2. Оценка (восстановление) переменных желаемого состояния сети $S(k)$.
3. Идентификация неконтролируемых переменных возмущенного состояния сети $S'(k)$.

4. Оценка дополнительных потерь мощности в РЭС, вызванных НОЭ.

5. Локализация координат НОЭ.

Идентификация типа НОЭ. Для этой цели в ТП можно использовать датчик тока для измерения действующего тока нейтрального провода J_0 . Как известно [5], оценку J_0 можно найти и на основе определения комплексных фазных токов на входе сети, т.е.

$$\dot{J}_0 = \dot{I}_{01} + \dot{I}_{02} + \dot{I}_{03} = J_0^B + jJ_0^M = \tilde{J}_0 e^{j\alpha_0},$$

где «в», «м» — здесь и далее символы, обозначающие, соответственно, вещественные и мнимые части комплексных переменных; \tilde{J}_0 , α_0 — модуль (действующее значение) и аргумент (фазовый сдвиг) комплексного тока соответственно:

$$\tilde{J}_0 = \sqrt{(J_0^B)^2 + (J_0^M)^2}; \quad \alpha_0 = \arctg(jJ_0^M / J_0^B).$$

В случае, если осуществляется НОЭ первого типа, значения измеряемого и вычисляемого тока \tilde{J}_0 должны быть равны с определенной точностью, т.е. должно выполняться условие

$$|J_0 - \tilde{J}_0| \leq \Delta I_{\max}, \quad (6)$$

где ΔI_{\max} — максимально допустимая погрешность оценки (измерения) токов.

При невыполнении условия (6) НОЭ принадлежит второму типу, так как несанкционированный ток отводится через некоторый токопроводящий элемент, минуя нейтральный провод.

Оценка переменных желаемого состояния сети $S(k)$. Желаемое состояние сети $S(k)$ рассматривается как виртуальное состояние РЭС в предположении, что в сети отсутствуют НОЭ и выполняются условия (2). Переменные (напряжения, токи), характеризующие это состояние, идентифицируются в момент времени с учетом результатов действий несанкционированных приемников. Такой подход позволяет оценить неизмеряемые переменные сети в условиях неопределенности, обусловленных наличием НОЭ. Предположим, что желаемое состояние сети $S(k)$ описывается следующим набором векторов:

$$\begin{aligned} \dot{\mathbf{I}}_\xi &= [I_{0\xi}, I_{1\xi}, \dots, I_{n\xi}]; \quad \mathbf{i}_\xi = [i_{0\xi}, i_{1\xi}, \dots, i_{n\xi}]; \\ \dot{\mathbf{U}}_\xi &= [U_{0\xi}, U_{1\xi}, \dots, U_{n\xi}]; \quad \mathbf{u}_\xi = [u_{0\xi}, u_{1\xi}, \dots, u_{n-1\xi}]; \\ \dot{\mathbf{u}} &= [\dot{u}_0, \dot{u}_1, \dots, \dot{u}_{n-1}]; \quad \mathbf{J} = [J_0, J_1, \dots, J_n]; \quad \xi = \overline{1,3}. \end{aligned}$$

Методика определения компонентов этих векторов дана в Приложении 2.

Идентификация параметров возмущенного состояния сети $S'(k)$. При наличии в сети НОЭ усло-

вия (2) не выполняются, а РЭС описывается набором векторов $\dot{\mathbf{I}}'_\xi, \dot{\mathbf{i}}'_\xi, \dot{\mathbf{U}}'_\xi, \dot{\mathbf{u}}'_\xi, \dot{\mathbf{u}}'_v, \dot{\mathbf{J}}'_v, \xi = \overline{1,3}$. Основная идея идентификации неконтролируемых переменных сети в данном случае состоит в следующем. В возмущенном состоянии $S'(k)$ токи и напряжения в фазах сети получают соответствующие приращения относительно их базовых (желаемых) значений, т.е.

$$\begin{aligned} i'_{v\xi}(k) &= i_{v\xi}(k) + \Delta i_{v\xi}(k); \\ \dot{u}'_{v\xi}(k) &= \dot{u}_{v\xi}(k) + \Delta \dot{u}_{v\xi}(k); \quad \xi = \overline{1,3}; \\ \dot{u}'_v(k) &= \dot{u}_v(k) + \Delta \dot{u}_v(k); \\ \dot{J}'_v(k) &= \dot{J}_v(k) + \Delta \dot{J}_v(k); \quad v = \overline{0, n-1}. \end{aligned} \quad (7)$$

Так как в дальнейшем функционирование РЭС, в основном, рассматривается в интервале $[t_k, t_{k+1}]$ для сокращения записи k будем опускать. Необходимо найти следующие векторы:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{\mathbf{u}}'_\xi &= [\Delta \dot{u}'_{0\xi}, \Delta \dot{u}'_{1\xi}, \dots, \Delta \dot{u}'_{n-1\xi}]; \\ \Delta \dot{\mathbf{u}}'_v &= [\Delta \dot{u}'_{0v}, \Delta \dot{u}'_{1v}, \dots, \Delta \dot{u}'_{n-1v}]; \\ \Delta \dot{\mathbf{i}}'_\xi &= [\Delta i'_{0\xi}, \Delta i'_{1\xi}, \dots, \Delta i'_{n-1\xi}]; \\ \Delta \dot{\mathbf{J}}'_\xi &= [\Delta \dot{J}'_{0\xi}, \Delta \dot{J}'_{1\xi}, \dots, \Delta \dot{J}'_{n-1\xi}]; \quad \xi = \overline{1,3}, \end{aligned}$$

составленные из соответствующих приращений токов и напряжений.

Для этого вначале рассмотрим задачу нахождения напряжений $\dot{u}'_{v1}, \dot{u}'_{v2}, \dot{u}'_{v3}$ в межабонентских участках МЛ. Для этого для каждого контура сети составляем балансовые соотношения для напряжений:

$$\dot{U}'_{v\xi} = \dot{u}'_{v\xi} + \dot{u}'_v + \dot{U}'_{v+1,\xi}; \quad v = \overline{0, n-1}; \quad \xi = \overline{1,3}.$$

Отсюда имеем

$$\dot{u}'_{v\xi} + \dot{u}'_v = \dot{U}'_{v\xi} - \dot{U}'_{v+1,\xi}, \quad (8)$$

где напряжения на нейтральном проводе

$$\dot{u}'_v = \dot{u}'_{v1} + \dot{u}'_{v2} + \dot{u}'_{v3}; \quad v = \overline{0, n-1}. \quad (9)$$

На основе (8) с учетом (9) получаем следующие системы линейных алгебраических уравнений относительно искомым напряжений $\dot{u}'_{v\xi}$:

$$\begin{aligned} 2\dot{u}'_{v1} + \dot{u}'_{v2} + \dot{u}'_{v3} &= \dot{U}'_{v1} - \dot{U}'_{v+1,1}; \\ \dot{u}'_{v1} + 2\dot{u}'_{v2} + \dot{u}'_{v3} &= \dot{U}'_{v2} - \dot{U}'_{v+1,2}; \\ \dot{u}'_{v1} + \dot{u}'_{v2} + 2\dot{u}'_{v3} &= \dot{U}'_{v3} - \dot{U}'_{v+1,3}; \quad v = \overline{0, n-1}. \end{aligned} \quad (10)$$

Поскольку напряжения на нагрузках абонентов сети являются известными величинами, то численные значения искомым величин $\dot{U}'_{v\xi}$ можно найти решением системы (10). Легко видеть, что опреде-

литель системы (10) отличен от нуля, следовательно, полученные уравнения имеют единственные решения.

Далее необходимо определить приращения токов $\Delta i'_{v\xi}$ в межабонентских участках МЛ. Основная трудность заключается в том, что в условиях неопределенности, обусловленной действием несанкционированных приемников, непосредственное использование первого закона Кирхгофа [5] не представляется возможным. В связи с этим далее рассмотрим возможность решения указанной задачи на основе следующего подхода. Для каждого контура вводится относительный параметр ε_v , определяемый следующей формулой:

$$\dot{\varepsilon}_{v\xi} = \frac{\dot{u}'_{v\xi} - \dot{u}_{v\xi}}{\dot{u}_{v\xi}} = \varepsilon_{v\xi}^B + j\varepsilon_{v\xi}^M; \quad v = \overline{0, n-1}; \quad \xi = \overline{1,3}. \quad (11)$$

Параметры $\varepsilon_{v\xi}$ являются известными комплексными величинами, которые определяют относительные изменения комплексных напряжений $\dot{u}'_{v\xi}$ в возмущенном состоянии сети $S'(k)$ относительно их желаемых значений $\dot{u}_{v\xi}$.

С другой стороны, на основе закона Ома [5] имеем, что

$$\dot{u}'_{v\xi} = i'_{v\xi} z_v; \quad \dot{u}'_v = i'_{v\xi} z_v; \quad v = \overline{0, n-1}; \quad \xi = \overline{1,3}, \quad (12)$$

где численные значения сопротивлений z_v считаются неизвестными.

Тогда для параметров $\varepsilon_{v\xi}$ с учетом (7) и (12) получаем следующие соотношения:

$$\varepsilon_{v\xi} = \frac{(i'_{v\xi} + \Delta i'_{v\xi}) z_v - i_{v\xi} z_v}{i_{v\xi} z_v} = \frac{\Delta i'_{v\xi}}{i_{v\xi}}; \quad v = \overline{0, n-1}; \quad \xi = \overline{1,3}. \quad (13)$$

Таким образом, соотношения (13) позволяют идентифицировать искомые приращения токов:

$$\Delta i'_{v\xi} = \dot{\varepsilon}_{v\xi} i_{v\xi}; \quad v = \overline{0, n-1}; \quad \xi = \overline{1,3}, \quad (14)$$

где комплексные коэффициенты $\dot{\varepsilon}_{v\xi}$ вычисляются по (11), а желаемые значения токов $i_{v\xi}$ по методике, описанной в Приложении 2.

Соотношения (14) устанавливают закон изменения приращений токов $\Delta i'_{v\xi}$ относительно их базовых значений $i_{v\xi}$ ($v = \overline{0, n-1}$) при наличии НОЭ. Подход к оценке неконтролируемых (неизмеряемых) параметров межабонентских участков распределительной сети на основе соотношений (11) и (14) в дальнейшем назовем методом приращений.

Полученные результаты можно распространить и на случай НОЭ второго типа. При этом соотношения (9), определяющие напряжение \dot{u}'_v , состав-

ляются так, чтобы учесть тот факт, что в данном случае несанкционированный ток (например I'_v) не течет через нейтральный провод. Так например, если НОЭ осуществляется в рамках первой фазы (фазы A), то напряжения $\dot{u}'_{v1} = \dot{u}_{v1}$, \dot{u}_{v1} – желаемые значения напряжений в v -х контурах. В случае, когда возмущения второго типа действуют во всех фазах (A, B, C), то $\dot{u}'_{v\xi} = \dot{u}_{v\xi}$ ($v=0, n-1, \xi=1,3$). Далее с учетом указанных особенностей искомые напряжения $\dot{u}'_{v\xi}$ находятся на основе соотношений (8) путем решения соответствующей системы уравнений.

Оценка дополнительных потерь мощности в РЭС. Таким образом, полученные выше результаты позволяют более детально оценить и технические и коммерческие потери в сети в каждом интервале наблюдения t_k, t_{k+1} , где $k=0, m$. При этом технические потери мощности $p_\xi(k)$ в ξ -й фазе РЭС в желаемом (нормальном) состоянии определяются по формуле

$$\dot{p}_\xi(k) = \sum_{v=0}^{n-1} \dot{p}_{v\xi}(k) = \sum_{v=0}^{n-1} \dot{u}'_{v\xi}(k) i_{v\xi}(k); \xi = \overline{1,3}, \quad (15)$$

а дополнительные технические потери из-за НОЭ

$$\Delta \dot{p}_\xi(k) = \sum_{v=0}^{n-1} \Delta \dot{p}_{v\xi}(k) = \sum_{v=0}^{n-1} \dot{u}'_{v\xi}(k) \Delta i_{v\xi}(k); \xi = \overline{1,3}, \quad (16)$$

где $\dot{u}'_{v\xi}$ – сопряженные значения комплексных напряжений $\dot{u}_{v\xi}$.

Тогда оценки технических потерь мощности $p_{2\xi}(k)$ в интервале $[t_k, t_{k+1}]$, определяемые по (4), с учетом (15) и (16) можно записать в виде:

$$\begin{aligned} P_{2\xi}(k) &= \sum_{v=0}^{n-1} \dot{u}'_{v\xi}(k) (i_{v\xi}(k) + \Delta i_{v\xi}(k)) = \sum_{v=0}^{n-1} \dot{u}'_{v\xi}(k) i_{v\xi}(k) = \\ &= P_{2\xi}^B(k) + jP_{2\xi}^M(k), \xi = \overline{1,3}. \end{aligned}$$

Суммарная комплексная мощность, потребляемая абонентами сети:

$$P_{1\xi}(k) = \sum_{v=1}^n \dot{U}'_{v\xi}(k) I_{v\xi}(k) = P_{1\xi}^B(k) + jP_{1\xi}^M(k), \xi = \overline{1,3}.$$

Так как значения мощности $P_\xi(k)$, отдаваемой источником (ТП) общей нагрузке каждой фазы, измеряются головным трехфазным счетчиком электроэнергии, на основе балансовых соотношений (3) можно оценить «коммерческие» потери мощности $P_{3\xi}(k)$ отдельно по каждой фазе:

$$\begin{aligned} \dot{P}_{3\xi}(k) &= \dot{P}_\xi(k) - \dot{P}_{1\xi}(k) - \dot{P}_{2\xi}(k) = \\ &= P_{3\xi}^B(k) + jP_{3\xi}^M(k), \xi = \overline{1,3}. \end{aligned}$$

Таким образом, метод приращений позволяет более детально оценить составляющие технических и «коммерческих» потерь мощности в трехфазной сети при наличии НОЭ.

Локализация координат НОЭ. Метод приращений дает возможность локализовать координаты НОЭ. Предположим, что на его основе найден вектор приращений токов $\Delta i_\xi = [\Delta i_{0\xi}, \Delta i_{1\xi}, \dots, \Delta i_{n-1,\xi}]$, $\xi = \overline{1,3}$. Далее вычисляем действующие значения (модули) $\Delta \tilde{i}_{v\xi}$ комплексных токов $\Delta i_{v\xi}$ ($v=0, n-1$), которые образуют вектор $\Delta \tilde{i}_\xi = [\Delta \tilde{i}_{0\xi}, \Delta \tilde{i}_{1\xi}, \dots, \Delta \tilde{i}_{n-1,\xi}]$. Для этого введем следующие соотношения:

$$\Delta \tilde{J}_{v\xi} = \Delta \tilde{i}_{v\xi} - \Delta \tilde{i}_{v+1,\xi}, \quad v = \overline{0, n-1}, \xi = \overline{1,3}, \quad (17)$$

где $\Delta \tilde{i}_{n\xi} = 0$.

Образуем векторы $\Delta \tilde{J}_\xi = [\Delta \tilde{J}_{0\xi}, \Delta \tilde{J}_{1\xi}, \dots, \Delta \tilde{J}_{n-1,\xi}]$, $\xi = \overline{1,3}$. Анализ (17) показывает, что индексы (номера) ненулевых компонентов векторов $\Delta \tilde{J}_\xi$ являются индикаторами координат несанкционированных приемников, действующих в интервале наблюдения $[t_k, t_{k+1}]$. Указанное свойство этих векторов дает возможность сформулировать следующий критерий идентификации: координаты НОЭ в распределительной сети в интервале наблюдения $[t_k, t_{k+1}]$ определяются индексами тех элементов векторов $\Delta \tilde{J}_\xi = [\Delta \tilde{J}_{0\xi}, \Delta \tilde{J}_{1\xi}, \dots, \Delta \tilde{J}_{n-1,\xi}]$, для которых с определенной точностью выполняются следующие условия:

$$\Delta \tilde{J}_{v\xi} > 0, \quad v = \overline{0, n-1}, \xi = \overline{1,3}.$$

Приложение 1. Счетчиками электроэнергии, установленными в головном участке РЭС и у абонентов сети, измеряются лишь действующие значения токов $I_{v\xi}$ и напряжений $U_{v\xi}$ компонентов векторов I_ξ и U_ξ , а их вещественные и мнимые части, а также аргументы являются неизвестными величинами. Для их определения комплексные токи $I_{v\xi}$ и напряжения $U_{v\xi}$ представим в следующей форме:

$$\dot{I}_{v\xi} = I_{v\xi}^B + jI_{v\xi}^M = I_{v\xi} e^{j\alpha_{v\xi}}; \quad (П-1)$$

$$\dot{U}_{v\xi} = U_{v\xi}^B + jU_{v\xi}^M = U_{v\xi} e^{j\psi_{v\xi}}, \quad v = \overline{0, n-1}, \xi = \overline{1,3}, \quad (П-2)$$

где действующие значения (модули) и фазовые сдвиги (аргументы) соответствующих комплексных переменных определяются по формулам:

$$\begin{aligned} I_{v\xi} &= \sqrt{(I_{v\xi}^B)^2 + (I_{v\xi}^M)^2}; \quad U_{v\xi} = \sqrt{(U_{v\xi}^B)^2 + (U_{v\xi}^M)^2}; \quad (П-3) \\ \alpha_{v\xi} &= \arctg(I_{v\xi}^M / I_{v\xi}^B); \quad \psi_{v\xi} = \arctg(U_{v\xi}^M / U_{v\xi}^B). \end{aligned}$$

Для определения вещественных и мнимых частей комплексных переменных $\dot{I}_{v\xi}$ и $\dot{U}_{v\xi}$ будем использовать

данные по измерениям значений потребляемой мощности на нагрузках абонентов. Так, для комплексной мощности $P_{v\xi}$ на нагрузке $Z_{v\xi}$ с учетом (П-1) и (П-2) имеем

$$\begin{aligned} \tilde{P}_{v\xi} &= \dot{U}_{v\xi} I_{v\xi}^* = p_{v\xi}^B + j p_{v\xi}^M = p_{v\xi} e^{j\varphi_{v\xi}}, \\ v &= \overline{0, n-1}, \quad \xi = \overline{1, 3}, \end{aligned}$$

где

$$\left. \begin{aligned} p_{v\xi}^B &= U_{v\xi}^B I_{v\xi}^B + U_{v\xi}^M I_{v\xi}^M = U_{v\xi} I_{v\xi} \cos(\varphi_{v\xi}); \\ p_{v\xi}^M &= U_{v\xi}^M I_{v\xi}^B - U_{v\xi}^B I_{v\xi}^M = U_{v\xi} I_{v\xi} \sin(\varphi_{v\xi}); \\ p_{v\xi} &= \sqrt{(p_{v\xi}^B)^2 + (p_{v\xi}^M)^2}; \quad \varphi_{v\xi} = \arctg(p_{v\xi}^M/p_{v\xi}^B). \end{aligned} \right\} \quad (\text{П-4})$$

Поскольку $p_{v\xi}^B$, $p_{v\xi}^M$, $I_{v\xi}$ и $U_{v\xi}$ являются известными величинами, искомые переменные можно определить на основе соотношений (П-3) и (П-4) путем решения следующей системы алгебраических уравнений:

$$\begin{aligned} U_{v\xi}^B I_{v\xi}^B + U_{v\xi}^M I_{v\xi}^M &= p_{v\xi}^B; \\ U_{v\xi}^M I_{v\xi}^B - U_{v\xi}^B I_{v\xi}^M &= p_{v\xi}^M; \\ (I_{v\xi}^B)^2 + (I_{v\xi}^M)^2 &= I_{v\xi}^2; \\ (U_{v\xi}^B)^2 + (U_{v\xi}^M)^2 &= U_{v\xi}^2; \\ v &= \overline{0, n-1}; \quad \xi = \overline{1, 3}. \end{aligned} \quad (\text{П-5})$$

Полученные уравнения (П-5) можно решить, используя известные методы, в частности численные алгоритмы [6].

Приложение 2. Идентификация желаемого состояния сети $S(k)$ в k -м цикле наблюдения осуществляется следующим образом. Желаемые комплексные токи $\dot{I}_{0\xi}(k) = i_{0\xi}(k)$ на входах фаз определяются суммой абонентских токов $\dot{I}_{\xi}(k)$, определяемых формулами (1), т.е.

$$\dot{I}_{0\xi}(k) = \dot{I}_{\xi}(k), \quad \xi = \overline{1, 3}. \quad (\text{П-6})$$

В целях идентификации остальных переменных желаемого состояния сети $S(k)$ предположим, что в концентраторе данных получено решение системы уравнений (10), т.е. найдены напряжения $u'_{v\xi}$ ($v = \overline{0, n-1}$, $\xi = \overline{1, 3}$) в межабонентских участках МЛ при наличии НОЭ. В желаемом состоянии сети $S(k)$ для ее контуров справедливы следующие балансовые соотношения:

$$\dot{u}'_{v\xi} + \dot{u}'_v = U_{v\xi} - U_{v+1, \xi}, \quad v = \overline{0, n-1}, \quad \xi = \overline{1, 3}, \quad (\text{П-7})$$

где

$$\dot{u}'_v = \dot{u}'_{v1} + \dot{u}'_{v2} + \dot{u}'_{v3}, \quad v = \overline{0, n-1}. \quad (\text{П-8})$$

При этом на основе (12) можно записать следующие соотношения:

$$\frac{u'_{v\xi}}{i'_{v\xi}} = \frac{u'_{v\xi}}{i'_{v\xi}}, \quad v = \overline{0, n-1}, \quad \xi = \overline{1, 3}.$$

Отсюда получаем формулу для определения напряжений:

$$u'_{v\xi} = \frac{\dot{u}'_{v\xi}}{i'_{v\xi}} i_{v\xi}, \quad v = \overline{0, n-1}, \quad \xi = \overline{1, 3}. \quad (\text{П-9})$$

На основе (П-6)–(П-9) оценка переменных желаемого состояния сети $S(k)$ осуществляется с ее начальных контуров ($v = 0$). При этом на основе (П-9) имеем

$$\dot{u}'_{0\xi} = \frac{\dot{u}'_{0\xi}}{i'_{0\xi}} i_{0\xi}, \quad \xi = \overline{1, 3}, \quad (\text{П-10})$$

где комплексные токи $i_{0\xi}$ определяются по формуле (П-6).

Далее из соотношений (П-7) можно определить напряжения

$$\dot{U}_{1\xi} = \dot{U}_{0\xi} - \dot{u}'_{0\xi} - \dot{u}'_{1\xi}, \quad \xi = \overline{1, 3}, \quad (\text{П-11})$$

где \dot{u}'_v , $\dot{u}'_{0\xi}$ определяются по формулам (П-8) и (П-10) соответственно.

Напряжения $U_{0\xi}$ на выходе ТП определяются по формуле

$$\dot{U}_{0\xi} = \dot{E} - i_{0\xi} z, \quad \xi = \overline{1, 3},$$

где E , z – ЭДС источника и его внутреннее сопротивление соответственно.

При этом значение \dot{E} можно определить для любого состояния сети, в частности для возмущенного состояния $S'(k)$:

$$\dot{E} = \dot{U}'_{0\xi} + i'_{0\xi} z, \quad \xi = \overline{1, 3}.$$

Далее для получения желаемых значений токов $\dot{I}_{v\xi}$ приемников будем использовать известные соотношения:

$$\dot{U}_{v\xi} = \dot{I}_{v\xi} Z_{v\xi}, \quad U'_{v\xi} = I'_{v\xi} Z_{v\xi}, \quad v = \overline{1, n}, \quad \xi = \overline{1, 3}.$$

Отсюда можно найти значения желаемых токов $\dot{I}_{v\xi}$ для приемников:

$$\dot{I}_{v\xi} = \frac{\dot{U}'_{v\xi}}{U'_{v\xi}} U_{v\xi}, \quad v = \overline{1, n}, \quad \xi = \overline{1, 3}. \quad (\text{П-12})$$

Далее при $v = 1$ имеем

$$\dot{I}_{1\xi} = \frac{\dot{U}'_{1\xi}}{U'_{1\xi}} U_{1\xi}, \quad \xi = \overline{1, 3},$$

где напряжения $U_{1\xi}$ определяются по формуле (П-11), а $\dot{U}'_{1\xi}$ и $U'_{1\xi}$ вычисляются на основе измерительных данных, полученных в интервале $[t_k, t_{k+1}]$.

Таким образом, последовательно применяя изложенную выше процедуру, можно оценить желаемые значения переменных $\dot{u}'_{v\xi}$, $I_{v\xi}$ и $U_{v\xi}$ и для других контуров сети ($v = 1, 2, \dots, n$). При этом желаемые значения комплексных токов $i_{v\xi}$ на входе v -го контура определяются на основе первого закона Кирхгофа [5]:

$$i_{v\xi}(k) = i_{v-1, \xi}(k) - \dot{I}_{v\xi}(k), \quad v = \overline{0, n-1},$$

где комплексные токи $\dot{I}_{v\xi}(k)$ определяются по формуле (П-12).

Выводы. На основе установленного закона изменений приращений токов в межабонентских участках магистральных линий трехфазной сети, вы-

званных несанкционированным отбором электро-энергии, предложен новый подход к оценке переменных состояния распределительной сети в условиях действий несанкционированных приемников, названный методом приращений, который использован для идентификации дополнительных потерь мощности в межабонентских участках магистральных линий и локализации координат НОЭ.

Вычислительные процедуры метода позволяют оценить потери мощности в сети в режиме реального времени, при котором не требуются данные о сопротивлениях межабонентских участков магистральных линий. Полученные результаты могут служить основой для создания алгоритмического и специального программного обеспечения подсистемы идентификации и мониторинга потерь электроэнергии в РЭС в составе АСКУЭ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Ожегов А.Н.** Системы АСКУЭ. – Киров: ВятГУ, 2006, 102 с.
2. **Железко Ю.С.** Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии. – М.: ЭНАС, 2009, 456 с.

Elektrichestvo (Electricity), 2016, No. 11, pp. 4–11.

Identification and Monitoring Power Loss in the Distribution Network in an Automated Electric Energy Monitoring and Accounting System

OMOROV Turatbek Tursunbekovich (*Institute of Physical and Technical Problems of the National Academy of Sciences of the Kyrgyz Republic, Bishker, KR*) – Head of the Department, Corresponding Member of NAS KR

TAKYRBASHEV Beishenaly Kasymaliyevich (*Public Company «Severelektro», Bishkek, KR*) – Chief of the Department

The article addresses the problem of identifying additional power loss in the segments of a 0,4 kV distribution electric network between individual consumers in the presence of uncontrolled disturbing factors, such as unauthorized taps of electric power in the network. Attempts to cope with such problem by using the existing on-line methods and algorithms within the modern automated electric energy monitoring and accounting systems (AEMAS) encounter certain difficulties due to the fact that there are electrical variables and parameters in the networks that are not measured by the accounting instruments and may vary significantly depending on the external factors (temperature, humidity, etc.). The list of such parameters includes, in particular, the impedances of network segments between the consumers and the currents flowing through these segments. Methodological and algorithmic principles of solving this problem are proposed, which may serve as a basis for developing dedicated software of the AEMAS subsystem aimed at identifying and monitoring power losses.

Key words: *three-phase network, power taps, power loss, method of increments*

REFERENCES

1. **Ozhegov A.N.** *Sistemy ASKUJe* (Systems of ACSEA). Kirov, Publ. VjatGU, 2006, 102 pp.
2. **Zhelezko Ju.S.** *Poteri elektrojenergii. Reaktivnaja moshchnost'. Kachestvo elektrojenergii* (Power loss. Reactive power. Power quality). Moscow, Publ. YeNAS, 2009, 456 p.
3. **Arutyunyan A.G.** *Elektrichestvo – in Russ. (Electricity)*, 2015, No.10, pp. 55–58.

3. **Арутюнян А.Г.** О расчете дополнительных потерь мощности в трехфазных четырехпроводных сетях. — *Электричество*, 2015, № 10, 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. **Демирчян К.С., Нейман Л.Р., Коровкин А.В.** Теоретические основы электротехники. Т.1. — СПб.: Питер, 2009, 512 с.

6. **Бахвалов Н.С.** Численные методы. — М.: Наука, 1975, 632 с.

[30.06.2016]

А в т о р ы : Оморов Туратбек Турсунбекович окончил факультет автоматики и вычислительной техники Ленинградского электротехнического института в 1975 г. В 1997 г. защитил докторскую диссертацию по проблемам автоматического управления техническими системами в НПО «Кибернетика» АН РУз. Член-корреспондент НАН Киргизской Республики. Заведующий лабораторией «Адаптивные и интеллектуальные системы» Института физико-технических проблем НАН КР.

Такырбашев Бейшеналы Касымалиевич окончил энергетический факультет Фрунзенского политехнического института в 1973 г. Начальник службы релейной защиты и автоматики АО «Северэлектро».

4. **Khlebnikov V.K., Podgornyi D.Je.** *Izv. vuzov. Elektromekhanika – in Russ. (News of Higher Education Institutions. Electromechanics)*, 2004, No. 6.1, pp. 28–31.

5. **Demirchyan K.S., Neyman L.R., Korovkin A.V.** *Teoreticheskiye osnovy elektrotehniki* (Theoretical foundations of electrical engineering). Vol.1. SPb, Publ. «Piter», 2009, 512 p.

6. **Bakvalov N.S.** *Chislennyye metody* (Numerical Methods). Moscow, Publ. «Nauka», 1975, 632 p.