

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-2-124-140>

УДК 621.311.1

Оперативная идентификация сопротивлений проводов распределительных сетей 380 В автоматизированными системами учета

М. И. Данилов¹⁾, И. Г. Романенко¹⁾

¹⁾Северо-Кавказский федеральный университет (Ставрополь, Российская Федерация)

© Белорусский национальный технический университет, 2023
Belarusian National Technical University, 2023

Реферат. Рассматриваются четырехпроводные распределительные электрические сети 0,4 кВ, оснащенные автоматизированными системами учета электрической энергии. Решается задача идентификации сопротивлений проводов распределительной сети на основе действующих значений напряжений и токов, а также их углов сдвига фаз, получаемых системой учета в узле питания сети и у ее абонентов для выбранных интервалов наблюдения. Проводится краткий анализ известных методов и технологий, применяемых в указанном направлении исследований. Отмечается важность формулируемой проблемы для прикладных задач: контроля и диагностики потерь электрической энергии, а также технического состояния сети. Предлагается метод (алгоритм), позволяющий определять неизвестные, неодинаковые комплексные сопротивления межабонентских участков распределительной сети. В этих сопротивлениях реактивные составляющие считаются равными в пределах межабонентского участка, активные – отличаются вследствие воздействия неодинаковых протекающих токов и/или погодных факторов. При этом необходимы данные двух разных режимов работы сети, которые на основе анализа динамики изменения питающих токов и/или напряжений отбираются прибором системы учета, подключенным в узле питания. Учитывая, что активные сопротивления проводов должны оставаться неизменными, для расчетов используется режим до изменения энергопотребления в сети и следующий сразу (порядка 0,1 с) после него. Приведен пример расчета, демонстрирующий достоверность предлагаемых уравнений разработанного метода на моделируемой распределительной сети. Результаты исследований ориентированы на усовершенствование автоматизированных систем учета и реализацию их новых функций, повышающих надежность распределительных сетей, а также позволяющих организовать оперативное выявление нетехнических потерь электрической энергии.

Ключевые слова: распределительная сеть, параметры сети, метод идентификации сопротивлений, четырехпроводная трехфазная цепь, сопротивления проводов, решение нелинейных уравнений

Для цитирования: Данилов, М. И. Оперативная идентификация сопротивлений проводов распределительных сетей 380 В автоматизированными системами учета / М. И. Данилов, И. Г. Романенко // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2023. Т. 66, № 2. С. 124–140. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-2-124-140>

Адрес для переписки

Данилов Максим Иванович
Северо-Кавказский федеральный университет
ул. Пушкина, 1,
355017, г. Ставрополь, Российская Федерация
Тел.: +7 8652 94-59-15
mdanilov@ncfu.ru

Address for correspondence

Danilov Maxim I.
North-Caucasus Federal University
1, Pushkin str.,
355017, Stavropol, Russian Federation
Tel.: +7 8652 94-59-15
mdanilov@ncfu.ru

Operational Identification of Resistances of Wires of 380 V Distribution Networks by Automated Accounting Systems

M. I. Danilov¹⁾, I. G. Romanenko¹⁾

¹⁾North-Caucasus Federal University (Stavropol, Russian Federation)

Abstract. Four-wire distribution electrical networks of 0.4 kV equipped with automated systems of electrical energy accounting are considered. The problem of identifying the resistances of the wires of the distribution network is solved on the basis of the effective values of voltages and currents, as well as of their phase shift angles obtained by the accounting system in the power supply node of the network and from its subscribers for the selected observation intervals. A brief analysis of the known methods and technologies used in this area of research is carried out. The importance of the formulated problem for applied problems, such as control and diagnostics of electrical energy losses, as well as the technical condition of the network, is noted. A method (algorithm) is proposed that allows determining unknown, unequal complex resistances of inter-subscriber sections of the distribution network. In these resistances, the reactive components are considered equal within the inter-subscriber section; the active components differ due to the influence of unequal flowing currents and/or weather factors. At the same time, data from two different network operating modes are required, which are selected based on the analysis of the dynamics of changes of supply currents and/or voltages by the accounting system device connected to the power supply node. Considering that the active resistances of the wires must remain unchanged, the mode that is used for calculations is the one that is before the change in power consumption in the network and the next one immediately (about 0.1 s) after it. An example of a calculation that demonstrates the reliability of the proposed equations of the method that has been developed on a simulated distribution network is given. The research results are focused on the improvement of automated accounting systems and the implementation of their new functions that elevate the reliability of distribution networks, as well as allowing for the rapid identification of non-technical losses of electrical energy.

Keywords: distribution network, network parameters, resistance identification method, four-wire three-phase circuit, wire resistances, solution of non-linear equations

For citation: Danilov M. I., Romanenko I. G. (2023) Operational Identification of Resistances of Wires of 380 V Distribution Networks by Automated Accounting Systems. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 66 (2), 124–140. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-2-124-140> (in Russian)

Введение

Применение в распределительных сетях автоматизированных систем учета электроэнергии позволяет проводить контроль потерь электрической энергии [1, 2]. Технические потери электроэнергии (мощности) в сети определяются сопротивлениями проводов межабонентских участков и квадратом протекающего тока [2–4]. Вследствие того, что сопротивление проводов при воздействии разных токов [5–7] и климатических факторов могут изменяться [8–10], необходима организация контроля их значений [11]. В таком случае станет возможным выполнять оперативную диагностику [12] технического состояния межабонентских участков распределительной сети, выявлять несанкционированное энергопотребление [13, 14], а также вести мониторинг нетехнических потерь электроэнер-

гии [2, 14]. При анализе существующих исследований можно выделить работы [15–18], в которых по данным системы учета идентифицируется неизвестная топология (схема и фазы подключения абонентов) распределительной сети. В [11, 19–29] решается задача определения сопротивлений (параметров) межабонентских участков при известной схеме распределительной сети, а в [30, 31] проводится одновременно идентификация топологии и сопротивлений проводов межабонентских участков сети.

Отметим, что при определении топологии и параметров распределительной сети применяются два основных подхода. Первый предполагает использование действующих значений напряжений, токов и углов сдвига фаз, получаемых системой учета в узле питания сети и у ее абонентов для одного и того же интервала наблюдения [11, 16–21, 23, 26, 27, 29–31]. Данные токов и углов сдвига фаз между напряжением и током эквивалентны тому, что известны активная и реактивные мощности. Второй подход использует информацию синхронных векторных измерений (phasor measurement unit – PMU) [12, 15, 22, 24, 25, 28]. Учитывая, что в настоящее время стоимость технологий PMU высока, их внедрение в низковольтные сети затруднено. Таким образом, ниже будут отмечены основные идеи исследований, отражающих первый подход.

В [11] предложен метод расчета сопротивлений проводов распределительной сети при условии равенства в пределах межабонентских участков сопротивлений всех фазных проводов и отличии их значений от нейтрального. На основе данных интеллектуальных счетчиков в [16–18] определяется только топология распределительных сетей низкого напряжения. В [16] использован принцип анализа компонентов распределительной сети, выполняемый на основе измерений электрической энергии. В [17] проводятся обучение модели на основе статистического анализа несинхронизированных напряжений и выявляют структуру распределительной сети. При этом отмечается, что топологию сети можно определить даже по данным только нескольких приборов системы учета. В [18] используют оценки взаимной корреляции напряжений абонентов сети и узла питания в течение некоторого выбранного интервала времени. В [19] представлен метод оперативной оценки сопротивлений проводов низковольтной распределительной сети при наличии устройств с распределенной генерацией. Предполагается, что действующие значения напряжения в распределительной сети не имеют синхронизации. В [20] изложен подход для оценки параметров распределительной сети, использующий действующие значения напряжений, а также активной и реактивной мощностей с учетом погрешностей их измерений и синхронизации. Представлены выражения для расчета потоков мощности сети при неизвестных углах начальных фаз напряжений абонентов и предлагается модель для компенсации погрешностей измерения. Сопротивления линий распределительной сети с целью локализации места повреждения определяются в [21, 32, 33]. Предлагается для снижения систематических ошибок измерений применять поправочные коэффициенты. В [23] представлен метод оценки состояния сети среднего

напряжения по агрегированным данным интеллектуальных счетчиков на фидерах (линиях) низкого напряжения. Отмечается возможность дополнительно улучшить планирование и работу распределительных сетей среднего напряжения за счет ее реконфигурации [34, 35]. Метод идентификации сопротивлений межабонентских участков магистральной линии в режиме реального времени рассмотрен в [26]. Задача определения векторов тока и напряжения в распределительной сети, а следовательно, и сопротивлений ее проводов решается в [27]. При этом используется условие равенства в пределах межабонентских участков сопротивлений фазных и нейтрального проводов, а также отмечается неработоспособность подхода [26]. В [29] проведена оценка параметров распределительных трехфазных не-транспонированных линий, основанная на дисперсии нелинейной схемы наименьших квадратов с повторным взвешиванием, использующая данные действующих значений напряжения и мощности, измеренных на обоих концах линии. В [30] приведена оценка параметров и топологии для трех действующих линий низковольтной распределительной сети на основе набора данных напряжений и мощностей. В [31] предложен метод идентификации топологии и параметров распределительной сети низкого напряжения. При этом использована модель множественной линейной регрессии.

Цель данного исследования – разработка метода расчета сопротивлений проводов распределительной сети, который применим при условии равенства их реактивных составляющих в пределах межабонентского участка и учитывает сопротивление нейтрального провода. Предлагаемый метод является развитием [11, 27] и не встречается в рассмотренных выше работах. На его основе определены комплексные сопротивления проводов моделируемой распределительной сети с автоматизированной системой учета электроэнергии по действующим значениям напряжений и токов, а также углам сдвига фаз между ними, получаемых по данным двух разных режимов синхронно для одного и того же интервала наблюдения в узле питания сети и у ее абонентов.

Постановка задачи

Рассмотрим распределительную электрическую сеть напряжением 0,4 кВ, в которой установлена автоматизированная информационно-измерительная система контроля и учета электрической энергии (рис. 1).

В состав системы учета входят головной W_0 и абонентские W_v^ξ приборы, подключенные в фазах $\xi = \overline{A, B, C}$ сети. При этом v – номер абонента ($v = \overline{1, n}$), n – общее количество абонентов в фазе ξ сети. Мощности энергопотребления $\dot{p}_v^\xi = \dot{U}_v^\xi \dot{I}_v^{*\xi}$ абонентов сети представлены сопротивлениями нагрузок \underline{Z}_v^ξ ($v = \overline{1, n}$) с токами \dot{I}_v^ξ и напряжениями \dot{U}_v^ξ , где $\dot{I}_v^{*\xi}$ – сопряженный комплекс \dot{I}_v^ξ . Питание нагрузок абонентов \underline{Z}_v^ξ выполняется источником электрической энергии с трехфазным напряжением $\dot{E}_\xi = \dot{U}_0^\xi$.

Провода межабонентских участков распределительной сети представлены комплексными сопротивлениями \underline{z}_v^ξ и \underline{z}_v^N ($v = \overline{0, n-1}$), по которым протекают токи $\hat{i}_v^\xi, \hat{i}_v^N$.

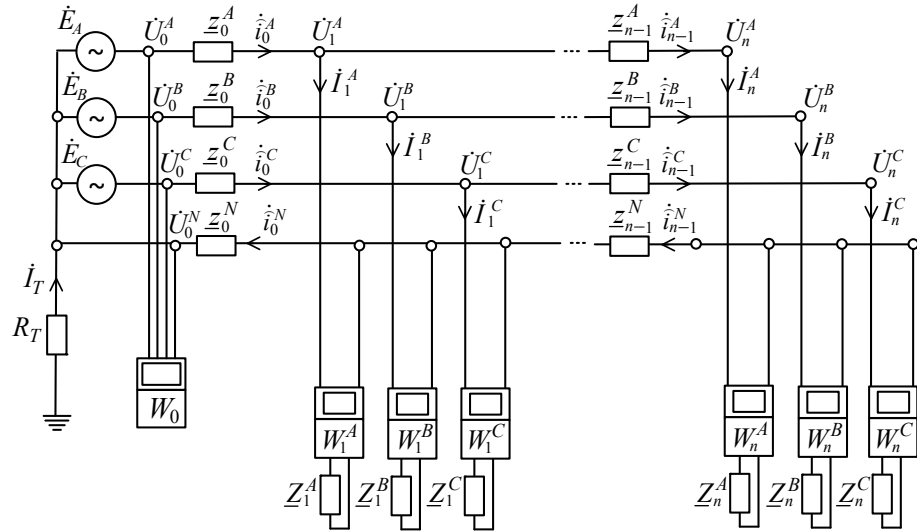


Рис. 1. Эквивалентная схема замещения электрической сети

Fig. 1. Equivalent circuit of electric network

Далее считаем, что выполняются следующие допущения:

1) распределительная сеть работает в штатном несимметричном безаварийном режиме, и все ее элементы, кроме активных сопротивлений проводов, линейны, т. е. не зависят от протекающего тока;

2) в распределительной сети отсутствуют высшие гармоники токов и напряжений, которые подавляются советующими техническими средствами;

3) комплексные сопротивления проводов сети $\underline{z}_v^\xi = R_v^\xi + jX_v^\xi$ и $\underline{z}_v^N = R_v^N + jX_v^N$ ($v = \overline{0, n-1}$) являются неизвестными, однако считаем, что реактивные сопротивления в пределах межабонентского участка одинаковы, т. е. $X_v^A = X_v^B = X_v^C = X_v^N$ ($v = \overline{0, n-1}$);

4) приборами W_0 и W_v^ξ ($\xi = \overline{A, B, C}, v = \overline{1, n}$) могут проводиться за время $\Delta t_s \sim 0,1$ с одновременные измерения действующих значений напряжений U_v^ξ и токов I_v^ξ , а также углов φ_v^ξ сдвига фаз между U_v^ξ и I_v^ξ у всех ее абонентов и в начале сети $U_0^\xi, I_0^\xi = \hat{i}_0, \varphi_0^\xi$. В этом случае будут известны активные $p_v^{\text{Re } \xi} = U_v^\xi I_v^\xi \cos \varphi$ и реактивные $p_v^{\text{Im } \xi} = U_v^\xi I_v^\xi \sin \varphi$ мощности ($v = \overline{0, n}$) в распределительной сети для соответствующего $\Delta t_s = \tau_{s+1} - \tau_s$, где $s = 1, 2, 3, \dots$ – номер измерения;

5) прибор W_0 собирает данные абонентов, получаемые W_v^ξ . Таким образом формируются исходные данные:

$$U_v^\xi(s); I_v^\xi(s); \Phi_v^\xi(s); v = \overline{0, n}; \xi = \overline{A, B, C}. \quad (1)$$

Для распределительной сети с сопротивлениями проводов $\underline{z}_v^\xi, \underline{z}_v^N$ ($v = \overline{0, n-1}$) сформируем матрицу $\mathbf{Z}(s)$ следующим образом:

$$\mathbf{Z}(s) = \begin{bmatrix} \underline{z}_0^A & \underline{z}_1^A & \dots & \underline{z}_{n-1}^A \\ \underline{z}_0^B & \underline{z}_1^B & \dots & \underline{z}_{n-1}^B \\ \underline{z}_0^C & \underline{z}_1^C & \dots & \underline{z}_{n-1}^C \\ \underline{z}_0^N & \underline{z}_1^N & \dots & \underline{z}_{n-1}^N \end{bmatrix}.$$

Задача заключается в оперативном расчете прибором W_0 матрицы $\mathbf{Z}(s)$ на основе данных (1) при условиях:

$$\underline{z}_v^A \neq \underline{z}_v^B \neq \underline{z}_v^C \neq \underline{z}_v^N; \quad (2)$$

$$X_v^A = X_v^B = X_v^C = X_v^N; v = \overline{0, n-1}.$$

Таким образом, требуется найти $R_v^A, R_v^B, R_v^C, R_v^N$ и $X_v = X_v^A = X_v^B = X_v^C = X_v^N$ ($v = \overline{0, n-1}$).

Теоретический анализ

Воздействие тока на сопротивления проводов сети. В [27] предложено решение для определения сопротивлений проводов $\mathbf{Z}(s)$ распределительной сети при условии $\underline{z}_v^A = \underline{z}_v^B = \underline{z}_v^C = \underline{z}_v^N$. В этом случае принимается, что равны активные $R_v^A = R_v^B = R_v^C = R_v^N$ и реактивные $X_v^A = X_v^B = X_v^C = X_v^N$ сопротивления. Однако при несимметричном режиме токи, протекающие по фазным $\hat{i}_v^A \neq \hat{i}_v^B \neq \hat{i}_v^C$ и нейтральному \hat{i}_v^N проводам межабонентского участка, могут значительно отличаться. В таком случае активные сопротивления в некоторый момент времени Δt_s будут не равны $R_v^A \neq R_v^B \neq R_v^C \neq R_v^N$, так как являются функцией протекающего по ним тока $\hat{i}_v^\xi, \hat{i}_v^N$ и времени $t = t_2 - t_1$ его воздействия. Указанные факторы изменяют температуру провода ϑ и, соответственно, его активные сопротивления [6, 12]

$$R_v^\xi(\vartheta(\hat{i}_v^\xi, t)) = R_v^\xi(\vartheta_n) \left(\frac{\vartheta_\gamma + \vartheta(\hat{i}_v^\xi, t)}{\vartheta_\gamma + \vartheta_n} \right), \quad (3)$$

где $R_v^\xi(\vartheta_n)$ – сопротивление при температуре ϑ_n ; $\vartheta_\gamma = (1/\alpha - \vartheta_n)$ – температурная константа, зависящая от материала провода и ϑ_n (для алюминия $\alpha = 0,00403 \text{ 1/}^\circ\text{C}$; при $\vartheta_n = 20 \text{ }^\circ\text{C}$ $\vartheta_\gamma = 228,1 \text{ }^\circ\text{C}$).

Температуру провода $\vartheta(\hat{i}_v^\xi, t)$ при отсутствии ветра и солнца для схемы заземления TN-C-S можно определить из уравнения теплового баланса согласно [12]:

$$\vartheta(\hat{i}_v^\xi, t) = \vartheta_H + \Delta\vartheta = e^{k_g(\hat{i}_v^\xi, t)} - \vartheta_\gamma, \quad (4)$$

где

$$k_g(\hat{i}_v^\xi, t) = \frac{1}{\hat{k}_g} (\hat{i}_v^\xi)^2 (t_2 - t_1) + \ln(\vartheta_\gamma + \vartheta_H);$$

$$\hat{k}_g = \frac{\vartheta_\gamma + \vartheta_H}{\rho_H(\vartheta_H)} S \left(c_g S \lambda + \frac{t_2 - t_1}{S_0} \right);$$

$\rho_H(\vartheta_H)$ – удельное сопротивление материала проводника при температуре ϑ_H ; S – площадь поперечного сечения проводника; c_g – удельная теплоемкость проводника; λ – плотность материала проводника; S_0 – термическое сопротивление окружающей среды.

Таким образом, при неизвестных и неравных сопротивлениях проводов $\underline{z}_v^A \neq \underline{z}_v^B \neq \underline{z}_v^C \neq \underline{z}_v^N$ распределительной сети может выполняться равенство их реактивных сопротивлений $X_v^A = X_v^B = X_v^C = X_v^N$ ($v = \overline{0, n-1}$), которые считаем не зависящими от температуры проводов.

Предлагаемый метод. Для решения сформулированной задачи запишем уравнение баланса напряжений для контуров распределительной сети в следующем виде:

$$\dot{U}_{v+1}^\xi = \dot{U}_v^\xi - \left(\hat{i}_v^\xi \underline{z}_v^\xi + \hat{i}_v^N \underline{z}_v^N \right); \quad (5)$$

$$v = \overline{0, n-1}; \quad \xi = \overline{A, B, C},$$

где $\hat{i}_0^\xi = \hat{i}_0^\xi e^{j\alpha_0^\xi}$; $\hat{i}_v^N = \hat{i}_v^A + \hat{i}_v^B + \hat{i}_v^C$; $\hat{i}_v^\xi = \hat{i}_v^\xi - \hat{i}_v^\xi$.

Рассмотрим нулевой (головной) межабонентский участок с сопротивлениями $\underline{z}_0^\xi, \underline{z}_0^N$, тогда (5) примет вид:

$$\dot{U}_1^\xi = U_1^\xi e^{j\psi_1^\xi} = \dot{U}_0^\xi - \left(\hat{i}_0^\xi R_0^\xi + \hat{i}_0^N R_0^N + jX_0 \left(\hat{i}_0^\xi + \hat{i}_0^N \right) \right); \quad \xi = \overline{A, B, C}, \quad (6)$$

где ψ_1^ξ – углы напряжений первого абонента для фаз ξ сети.

В (6) известны модуль напряжения U_1^ξ , комплексные питающие напряжения \dot{U}_0^ξ распределительной сети: $\dot{U}_0^\xi = U_0^\xi e^{j\psi_0^\xi}$; $\xi = \overline{A, B, C}$; $\psi_0^A = 0$; $\psi_0^B = -2\pi/3$; $\psi_0^C = 2\pi/3$, а также комплексные межабонентские токи $\hat{i}_0^\xi = \hat{i}_0^\xi e^{j(\psi_0^\xi - \varphi_0^\xi)}$; $\hat{i}_0^N = \hat{i}_0^A + \hat{i}_0^B + \hat{i}_0^C$.

Таким образом, неизвестными в (6) будут ψ_1^ξ , R_0^ξ , R_0^N , X_0 . Указанные параметры характеризуют сопротивления проводов \underline{z}_0^ξ , \underline{z}_0^N , а также обуславливают углы напряжений первых абонентов ψ_1^ξ . Поэтому для определения \underline{z}_0^ξ , \underline{z}_0^N при выполнении условий (2) необходимы пять уравнений для нахождения неизвестных независимых друг от друга параметров: R_0^A , R_0^B , R_0^C , R_0^N , X_0 . Для текущего момента времени Δt_s , согласно (6), можно записать только три соответствующих фазам ξ сети независимых уравнения, содержащих указанные параметры. Остальные два уравнения можно получить из другого режима $\Delta t_{s'}$ работы сети при условии, что искомые параметры должны остаться неизменными. Для этого прибор W_0 должен отслеживать изменение входных токов и/или питающих напряжений сети. В случае изменения режима сети необходимо взять данные до начала \dot{U}_0^ξ , U_1^ξ , \hat{i}_0^ξ , \hat{i}_0^N и после завершения $\dot{U}_0^{\prime\xi}$, $U_1^{\prime\xi}$, $\hat{i}_0^{\prime\xi}$, $\hat{i}_0^{\prime N}$ переходного процесса, время которого составляет $\sim 0,1$ с. Отметим, что при этом значения параметров \underline{z}_0^ξ , \underline{z}_0^N не изменятся и для их нахождения можно использовать указанные данные, соответствующие двум выбранным режимам работы распределительной сети. Запишем систему уравнений для расчета R_0^A , R_0^B , R_0^C , R_0^N , X_0 в следующем виде:

$$U_1^\xi = \left| \dot{U}_0^\xi - \left(\hat{i}_0^\xi R_0^\xi + \hat{i}_0^N R_0^N + jX_0 \left(\hat{i}_0^\xi + \hat{i}_0^N \right) \right) \right|; \quad \xi = \overline{A, B, C}; \quad (7)$$

$$U_1^{\prime\xi} = \left| \dot{U}_0^{\prime\xi} - \left(\hat{i}_0^{\prime\xi} R_0^\xi + \hat{i}_0^{\prime N} R_0^N + jX_0 \left(\hat{i}_0^{\prime\xi} + \hat{i}_0^{\prime N} \right) \right) \right|; \quad \xi = \overline{A, B}.$$

Для решения нелинейных уравнений (7) необходимо использовать численные методы. Решив систему (7), найдем искомые параметры R_0^A , R_0^B , R_0^C , R_0^N , X_0 . Далее согласно (6) определим комплексные напряжения \dot{U}_1^ξ , $\dot{U}_1^{\prime\xi}$ первых абонентов фаз сети. Затем рассчитаем токи следующего межабонентского участка:

$$\hat{i}_1^\xi = \hat{i}_0^\xi - I_1 e^{j(\psi_1^\xi - \varphi_1^\xi)}; \quad \hat{i}_1^N = \hat{i}_1^A + \hat{i}_1^B + \hat{i}_1^C; \quad (8)$$

$$\hat{i}_1^{\prime\xi} = \hat{i}_0^{\prime\xi} - I_1^{\prime} e^{j(\psi_1^{\prime\xi} - \varphi_1^{\prime\xi})}; \quad \hat{i}_1^{\prime N} = \hat{i}_1^{\prime A} + \hat{i}_1^{\prime B} + \hat{i}_1^{\prime C}.$$

Расчет параметров R_1^A , R_1^B , R_1^C , R_1^N , X_1 следующего межабонентского участка сети проводится по полученным данным \dot{U}_1^ξ , $\dot{U}_1^{\prime\xi}$, \hat{i}_1^ξ , \hat{i}_1^N , $\hat{i}_1^{\prime\xi}$, $\hat{i}_1^{\prime N}$ и значениям напряжения U_2^ξ , $U_2^{\prime\xi}$ аналогично описанному для сопротивле-

ний $R_0^A, R_0^B, R_0^C, R_0^N, X_0$. Таким образом находим для всех межабонентских участков параметры $R_v^A, R_v^B, R_v^C, R_v^N, X_v$ ($v = \overline{0, n-1}$) и определяем итоговую матрицу комплексных сопротивлений \mathbf{Z} . Типичная продолжительность тепловых переходных процессов составляет не более 1 ч [10]. За это время температура провода может меняться на несколько десятков градусов (10–90 °С) в зависимости от тока и времени его воздействия. При изменении температуры провода на каждые десять градусов активное сопротивление меняется на ~4 %. При увеличении температуры сопротивление растет, в обратном случае – снижается. Рассчитав сопротивление проводов для момента времени, соответствующего изменению режима в распределительной сети, следует ожидать увеличения сопротивления при возрастании входного тока и наоборот – в обратном случае. Влияние тока на температуру провода проявляется в течение десятков минут, а изменение режима вследствие подключений/отключений нагрузки абонентов сети происходит за ~0,1 с. Поэтому предлагаемый подход, основанный на использовании двух различных режимов работы, взятых до и после изменения входного тока, потребляемого абонентами сети и/или питающих напряжений, является обоснованным, активные сопротивления проводов можно считать для обоих режимов одинаковыми. В случае если режимы в распределительной сети изменяются часто, расчет параметров можно выполнять несколько раз за час.

Результаты применения предлагаемых расчетных выражений

Схема и параметры сети. Предлагаемый метод расчета сопротивлений проводов распределительной сети проверим на схеме с тремя ($n = 3$) абонентами (рис. 1). Энергопотребление (мощность $p^{\text{Re}}, p^{\text{Im}}$) абонентов распределительной сети для установившихся режимов s, s' задано в табл. 1. Для указанных режимов отличаются только значения мощности у третьего абонента фазы A . Значения сопротивлений проводов $\underline{z}_v^\xi, \underline{z}_v^N$ ($(\xi = \overline{A, B, C}; v = \overline{0, 2})$) межабонентских участков принимаются произвольным образом с учетом условия (2). Представим их как:

$$\begin{aligned} R_0^A &= R_1^C = R_2^B = 0,0014 \text{ Ом}; X_0 = 0,000224 \text{ Ом}; \\ R_0^B &= R_1^A = R_2^N = 0,0015 \text{ Ом}; X_1 = 0,000240 \text{ Ом}; \\ R_0^C &= R_1^N = R_2^A = 0,0016 \text{ Ом}; X_2 = 0,000256 \text{ Ом}; \\ R_0^N &= R_1^B = R_2^C = 0,0012 \text{ Ом}. \end{aligned} \quad (9)$$

Выбранные значения сопротивлений проводов соответствуют параметрам одножильного кабеля АПВ 1×70 длиной ~3 м при температуре 20 °С [12]. Сопротивления $\underline{z}_v^\xi, \underline{z}_v^N$ разные для межабонентских участков и для каждой фазы, хотя условие $X_v^A = X_v^B = X_v^C = X_v^N = X_v$ ($v = \overline{0, 2}$) выполняется:

$$\underline{z}_v^A = z_v^A e^{j\varphi_{z_v^A}} \neq \underline{z}_v^B = z_v^B e^{j\varphi_{z_v^B}} \neq \underline{z}_v^C = z_v^C e^{j\varphi_{z_v^C}} \neq \underline{z}_v^N = z_v^N e^{j\varphi_{z_v^N}}; \quad v = \overline{0, 2}$$

или

$$z_v^A \neq z_v^B \neq z_v^C \neq z_v^N; \quad \varphi_{z_v^A} \neq \varphi_{z_v^B} \neq \varphi_{z_v^C} \neq \varphi_{z_v^N}.$$

Питающие напряжения распределительной сети для обоих режимов s, s' одинаковы $\dot{U}_0^\xi = \dot{U}'_0^\xi$ ($\xi = A, B, C$), принимаем их согласно табл. 2.

Таблица 1

Параметры приборов учета абонентов сети
Parameters of accounting devices for network subscribers

Абоненты сети			Наименование параметра				
№	Фаза	Режим	Активная мощность p^{Re} , Вт	Реактивная мощность p^{Im} , вар	Напряжение U , В	Ток I , А	$\cos\varphi$
1	А	s	1553,8234	1553,8234	219,8719	9,994176	0,7071
		s'	1553,8234	1553,8234	219,8195	9,996555	0,7071
	В	s	1078,2091	218,9397	220,0213	5,000485	0,9800
		s'	1078,2091	218,9397	220,0023	5,000919	0,9800
	С	s	2814,2274	6448,2049	219,9307	31,989927	0,4000
		s'	2814,2274	6448,2049	219,9746	31,983552	0,4000
2	А	s	8605,4601	1747,4132	219,7634	39,956981	0,9800
		s'	8605,4601	1747,4132	219,6505	39,977522	0,9800
	В	s	3112,2043	3112,2043	220,0330	20,003003	0,7071
		s'	3112,2043	3112,2043	219,9868	20,007206	0,7071
	С	s	879,2213	2014,5491	219,9026	9,995575	0,4000
		s'	879,2213	2014,5491	220,0047	9,990939	0,4000
3	А	s	351,2271	804,7623	219,7583	3,995606	0,4000
		s'	3512,2705	8047,6228	219,5839	39,987806	0,4000
	В	s	1294,1059	262,7794	220,0430	6,001173	0,9800
		s'	1294,1059	262,7794	219,9722	6,003105	0,9800
	С	s	3418,1382	3418,1382	219,8631	21,986308	0,7071
		s'	3418,1382	3418,1382	220,0198	21,970645	0,7071

Таблица 2

Параметры прибора учета на входе распределительной сети
Parameters of the accounting device at the input of the distribution network

Фаза	Режим	Напряжение U_0 , В	Угол напряжения φ_0 , °эл.	Активная мощность p_0^{Re} , Вт	Реактивная мощность p_0^{Im} , вар	Ток \hat{i}_0 , А	Угол тока α_0 , °эл.
А	s	220,000	0	10520,4284	4111,3230	51,341989	-21,3452724
	s'	220,000	0	13702,6935	11358,8313	80,902305	-39,6569926
В	s	220,000	-120,00	5483,2961	3593,9037	29,800535	-153,2419404
	s'	220,000	-120,00	5482,9647	3596,9657	29,806908	-153,2659035
С	s	220,000	120,00	7125,3355	11879,2072	62,964960	60,9559933
	s'	220,000	120,00	7122,1975	11874,3615	62,938734	60,9551720

Исходные данные для моделирования. По данным $p^{\text{Re}}, p^{\text{Im}}$ из табл. 1, используя сопротивления $\underline{z}_v^\xi, \underline{z}_v^N$ ($v = \overline{0, 2}$), а также питающие напряжения $\dot{U}_0^\xi = \dot{U}_0^{\prime\xi}$, рассчитаем в пакете Mathcad, согласно методу [14], режимы s, s' работы распределительной сети. Таким образом, находим напряжения ($U_v^\xi, U_v^{\prime\xi}, v = \overline{1, 3}$), токи ($I_v^\xi, I_v^{\prime\xi}, v = \overline{1, 3}$) и углы сдвига фаз ($\varphi_v^\xi, \varphi_v^{\prime\xi}, v = \overline{1, 3}$) у абонентов (табл. 1), а также мощности $p_0^{\text{Re}}, p_0^{\text{Im}}$ и токи $\hat{i}_0^\xi, \hat{i}_0^{\prime\xi}$ в начале сети (табл. 2). Расчет параметров $\underline{z}_v^\xi, \underline{z}_v^N$ ($v = \overline{0, 2}$) по предлагаемому методу выполняем согласно (7), (8), записанным для сопротивлений $\underline{z}_0^\xi, \underline{z}_0^N$. При этом из табл. 1, 2 используются следующие данные: $\dot{U}_0^\xi = \dot{U}_0^{\prime\xi}, \hat{i}_0^\xi, \hat{i}_0^{\prime\xi}, U_v^\xi, U_v^{\prime\xi}, I_v^\xi, I_v^{\prime\xi}, \varphi_v^\xi, \varphi_v^{\prime\xi}, v = \overline{1, 3}$.

Результаты вычислительных экспериментов с определением сопротивлений проводов распределительной сети. Сначала с использованием данных $\dot{U}_0^\xi = \dot{U}_0^{\prime\xi}, \hat{i}_0^\xi, \hat{i}_0^{\prime\xi}, U_1^\xi, U_1^{\prime\xi}$ решаем систему нелинейных уравнений (7) методом Левенберга – Марквардта и находим параметры проводов $\underline{z}_0^\xi, \underline{z}_0^N$. Далее по (6) определяем напряжения $\dot{U}_1^\xi = U_1^\xi e^{j\psi_1^\xi}, \dot{U}_1^{\prime\xi} = U_1^{\prime\xi} e^{j\psi_1^{\prime\xi}}$, по (8) – токи $\hat{i}_1^\xi, \hat{i}_1^N, \hat{i}_1^{\prime\xi}, \hat{i}_1^{\prime N}$. Результаты расчетов $\psi_1^\xi, \psi_1^{\prime\xi}$ и указанных токов приведены в табл. 3, столбец $v = 0$.

Для расчета сопротивлений $\underline{z}_1^\xi, \underline{z}_1^N$ (табл. 3, столбец $v = 1$) используем напряжения вторых абонентов $U_2^\xi, U_2^{\prime\xi}$ и данные $\dot{U}_1^\xi, \dot{U}_1^{\prime\xi}, \hat{i}_1^\xi, \hat{i}_1^N, \hat{i}_1^{\prime\xi}, \hat{i}_1^{\prime N}$. В таком случае расчет будет аналогичен описанному для сопротивлений предыдущего межабонентского участка. Затем находим расчетные значения углов $\psi_2^\xi, \psi_2^{\prime\xi}$ для напряжений $\dot{U}_2^\xi = U_2^\xi e^{j\psi_2^\xi}, \dot{U}_2^{\prime\xi} = U_2^{\prime\xi} e^{j\psi_2^{\prime\xi}}$ и токи $\hat{i}_2^\xi, \hat{i}_2^N, \hat{i}_2^{\prime\xi}, \hat{i}_2^{\prime N}$ (табл. 3, столбец $v = 1$). Расчет сопротивлений $\underline{z}_2^\xi, \underline{z}_2^N$ конечного межабонентского участка распределительной сети, углов напряжений $\dot{U}_3^\xi = U_3^\xi e^{j\psi_3^\xi}, \dot{U}_3^{\prime\xi} = U_3^{\prime\xi} e^{j\psi_3^{\prime\xi}}$ последних абонентов $\psi_3^\xi, \psi_3^{\prime\xi}$, а также токов $\hat{i}_3^\xi, \hat{i}_3^N, \hat{i}_3^{\prime\xi}, \hat{i}_3^{\prime N}$ аналогичен, только найденные токи должны быть равны нулю (табл. 3, столбец $v = 2$). В случае если указанные токи не равны нулю, то в распределительной сети имеется неучтенный ток энергопотребления [14] и найденные сопротивления проводов межабонентских участков $\underline{z}_v^\xi, \underline{z}_v^N$ ($\xi = \overline{A, B, C}, v = \overline{0, 2}$) не являются достоверными.

Анализ точности определения комплексных сопротивлений проводов распределительной сети, полученных предлагаемым методом в рассмотренном выше примере, показал следующее. Указанные сопротивления можно определить с погрешностью до $\pm 1,5\%$ при совпадении кривых погрешностей напряжения $\pm \delta_u = 0,1\%$ и тока $\pm \delta_i = 0,1\%$, а также выполнении в центре питания синхронных измерений с абсолютной погрешностью, не превышающей $\Delta\psi = \Delta\alpha = \pm 10^{-4}$ с.

Таблица 3

**Расчетные сопротивления межабонентских участков сети
и углы напряжений абонентов**
**Calculated resistances of inter-subscriber sections of the network
and voltage angles of subscribers**

Фаза	Параметр	$\nu = 0$	$\nu = 1$	$\nu = 2$
A	\underline{z}_ν , Ом	$0,00140000 + j0,00022400$	$0,00150000 + j0,00024000$	$0,00160000 + j0,00025600$
B	\underline{z}_ν , Ом	$0,00150000 + j0,00022400$	$0,00120000 + j0,00024000$	$0,00140000 + j0,00025600$
C	\underline{z}_ν , Ом	$0,00160000 + j0,00022400$	$0,00140000 + j0,00024000$	$0,00120000 + j0,00025600$
N	\underline{z}_ν , Ом	$0,00120000 + j0,00022400$	$0,00160000 + j0,00024000$	$0,00150000 + j0,00025600$
A	$\Psi_{\nu+1}$, эл.	-0,00617015	-0,00933461	-0,01325063
	$\dot{i}_{\nu+1}$, А	$40,753941 - j11,620121$	$1,597395 - j3,662403$	-
	$\Psi'_{\nu+1}$, эл.	0,01447061	0,03615337	0,05699276
	$\dot{i}'_{\nu+1}$, А	$55,214553 - j44,564204$	$16,031570 - j36,633501$	-
B	$\Psi_{\nu+1}$, эл.	-120,00283180	-120,00676309	-120,00441114
	$\dot{i}_{\nu+1}$, А	$-23,297173 - j9,670687$	$-3,975144 - j4,495810$	-
	$\Psi'_{\nu+1}$, эл.	-120,01312904	-120,03046926	-120,04086581
	$\dot{i}'_{\nu+1}$, А	$-23,307512 - j9,662694$	$-3,979285 - j4,494726$	-
C	$\Psi_{\nu+1}$, эл.	120,03857318	120,05898936	120,06584212
	$\dot{i}_{\nu+1}$, А	$11,592409 + j29,292890$	$5,666067 + j21,243668$	-
	$\Psi'_{\nu+1}$, эл.	120,03940215	120,06037448	120,06802741
	$\dot{i}'_{\nu+1}$, А	$11,584620 + j29,274382$	$5,661220 + j21,228750$	-
N	$\dot{i}_{\nu+1}$, А	$29,049177 + j8,002082$	$3,288318 + j13,085455$	-
	$\dot{i}'_{\nu+1}$, А	$43,491661 - j24,952516$	$17,713506 - j19,899477$	-

Требуемые измерения могут быть выполнены без значительного увеличения стоимости приборов учета при использовании технологии, разработанной в [24, 36]. Кроме того, установлено, что не учитывать кривые погрешностей тока и напряжения можно при синхронизации $\pm 10^{-9}$ с.

Таким образом, проведенные вычислительные эксперименты и их результаты свидетельствуют, что предлагаемый метод позволяет определять комплексные сопротивления проводов распределительной сети при условии равенства их реактивных составляющих в пределах межабонентского участка. Представленные результаты являются иллюстративными и показывают возможность расчета сопротивлений межабонентских участков распределительной сети при воздействии на них протекающих токов и температуры окружающей среды.

ВЫВОДЫ

1. Предложен метод расчета сопротивлений проводов распределительной сети низкого напряжения 0,4 кВ, который использует данные автоматизированных систем учета электроэнергии. Метод позволяет определять

комплексные сопротивления проводов с активными составляющими, отличающимися по значению на различных межабонентских участках из-за воздействия протекающих токов и климатических факторов. Необходимым условием является равенство между собой реактивных составляющих для всех проводов в пределах межабонентских участков сети. При этом используются действующие значения напряжений и токов, а также углы сдвига фаз между ними, получаемые системой учета синхронно для одного и того же интервала наблюдения у абонентов и в начале распределительной сети. При расчетах необходимы данные двух разных режимов работы сети, которые выбираются головным прибором системы учета на основе анализа питающих токов и напряжений абонентов.

2. Показана возможность анализа динамики изменений сопротивлений проводов сети вследствие воздействия температуры окружающей среды и протекающего тока. Это указывает на полезность полученных результатов при реализации новых функций систем учета электроэнергии для организации в распределительной сети контроля и диагностики технического состояния ее проводов и нетехнических потерь мощности (электрической энергии).

ЛИТЕРАТУРА

1. Non-Technical Losses: a Systematic Contemporary Article Review / F. D. S. Savian [et al.] // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2021. Vol. 147. 111205. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111205>.
2. Данилов, М. И. О выявлении и расчете потерь электроэнергии автоматизированными системами учета распределительных сетей при несанкционированных потреблении / М. И. Данилов // *Электричество*. 2021. № 6. С. 51–61. <https://doi.org/10.24160/0013-5380-2021-6-51-61>.
3. Фурсанов, М. И. Расчет технологического расхода (потерь) электроэнергии в современных распределительных электрических сетях 0,38–10 кВ / М. И. Фурсанов, А. А. Золотой, В. В. Макаревич // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2018. Т. 61, № 5. С. 408–422. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2018-61-5-408-422>.
4. Воротницкий, В. Э. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в распределительных электрических сетях нового технологического уклада / В. Э. Воротницкий // *Электроэнергия. Передача и распределение*. 2021. № 4. С. 88–96.
5. Rahman, M. Temperature-Dependent System Level Analysis of Electric Power Transmission Systems: A Review / M. Rahman, F. Atchison, V. Cecchi // *Electric Power Systems Research*. 2021. Vol. 193. 107033. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107033>.
6. Frank, S. Temperature-Dependent Power Flow / S. Frank, J. Sexauer, S. Mohagheghi // *IEEE Transactions on Power Systems*. 2013. Vol. 28, Iss. 4. P. 4007–4018. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2013.2266409>.
7. Rahman, M. Power Handling Capabilities of Transmission Systems Using a Temperature-Dependent Power Flow / M. Rahman, V. Cecchi, K. Miu // *Electric Power Systems Research*. 2019. Vol. 169. P. 241–249. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2018.12.021>.
8. Ahmed, A. Weather-Dependent Power Flow Algorithm for Accurate Power System Analysis under Variable Weather Conditions / A. Ahmed, F. J. S. McFadden, R. Rayudu // *IEEE Transactions on Power Systems*. 2019. Vol. 34, Iss. 4. P. 2719–2729. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2019.2892402>.
9. Баламетов, А. Б. Моделирование режимов электрических сетей на основе уравнений установившегося режима и теплового баланса / А. Б. Баламетов, Э. Д. Халилов // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2020. Т. 63, № 1. С. 66–80. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2020-63-1-66-80>.

10. Girshin, S. S. Development of Improved Methods for Calculating Steady States of Power Systems Taking into Account the Temperature Dependence of the Resistances of the Overhead Transmission Lines / S. S. Girshin, A. O. Shepelev // *Power Technology and Engineering*. 2020. Vol. 54, Iss. 2. P. 232–241. <https://doi.org/10.1007/s10749-020-01196-w>.
11. Данилов, М. И. Метод расчета и мониторинга параметров распределительной сети, контролируемой автоматизированной информационно-измерительной системой учета электроэнергии / М. И. Данилов, И. Г. Романенко // *Энергетик*. 2021. № 5. С. 17–21. <http://doi.org/10.34831/EP.2021.90.72.004>.
12. Данилов, М. И. К проблеме диагностики технического состояния линий распределительных сетей по данным АИИС КУЭ / М. И. Данилов // *Контроль. Диагностика*. 2020. Т. 23, № 8. С. 56–64. <http://doi.org/10.14489/td.2020.08.pp.056-064>.
13. Ferreira, T. S. D. Load Flow-Based Method for Nontechnical Electrical Loss Detection and Location in Distribution Systems Using Smart Meters / T. S. D. Ferreira, F. C. L. Trindade, J. C. M. Vieira // *IEEE Transactions on Power Systems*. 2020. Vol. 35. P. 3671–3681. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2020.2981826>.
14. Данилов, М. И. Идентификация несанкционированного потребления электроэнергии в фазах распределительных сетей с автоматизированными системами учета / М. И. Данилов, И. Г. Романенко // *Электрические станции*. 2022. № 2. С. 10–19. <http://doi.org/10.34831/EP.2022.1087.2.003>.
15. Cavraro, G. Power Distribution Network Topology Detection with Time-Series Signature Verification Method / G. Cavraro, R. Arghandeh // *IEEE Transactions on Power Systems*. 2018. Vol. 33, Iss. 4. P. 3500–3509. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2779129>.
16. Identifying Topology of Low Voltage Distribution Networks Based on Smart Meter Data / S. J. Pappu [et al.] // *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2018. Vol. 9, Iss. 5. P. 5113–5122. <https://doi.org/10.1109/TSG.2017.2680542>.
17. Cavraro, G. Voltage Analytics for Power Distribution Network Topology Verification / G. Cavraro, V. Kekatos, S. Veeramachaneni // *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2019. Vol. 10, Iss. 1. P. 1058–1067. <https://doi.org/10.1109/TSG.2017.2758600>.
18. Кузькина, Я. И. Идентификация фаз подключения интеллектуальных счетчиков в низковольтной распределительной сети / Я. И. Кузькина, И. И. Голуб // *Вестник Иркутск. гос. техн. ун-та*. 2020. Т. 24, № 1. С. 135–144. <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2020-1-135-144>.
19. An Automated Impedance Estimation Method in Low-Voltage Distribution Network for Coordinated Voltage Regulation / S. Han [et al.] // *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2016. Vol. 7, Iss. 2. P. 1012–1020. <https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2489199>.
20. Distribution Line Parameter Estimation under Consideration of Measurement Tolerances / A. M. Prostejovsky [et al.] // *IEEE Transactions on Industrial Informatics*. 2016. Vol. 12, Iss. 2. P. 726–735. <https://doi.org/10.1109/TII.2016.2530620>.
21. Novel Approach to Noninvasive Measurement of Overhead Line Impedance Parameters / D. Ritzmann [et al.] // *IEEE Transactions on Industrial and Measurement*. 2017. Vol. 66, Iss. 6. P. 1155–1163. <https://doi.org/10.1109/TIM.2017.2665958>.
22. Khandeparkar, K. V. Detection and Correction of Systematic Errors in Instrument Transformers Along with Line Parameter Estimation Using PMU Data / K.V. Khandeparkar, S. A. Soman, G. Gajjar // *IEEE Transactions on Power Systems*. 2017. Vol. 32, Iss. 4. P. 3089–3098. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2016.2620990>.
23. Three-Phase State Estimation in the Medium-Voltage Network with Aggregated Smart Meter Data / F. Ni [et al.] // *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2018. Vol. 98. P. 463–473. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2017.12.033>.
24. Кононов, Ю. Г. Уточнение параметров участков линий сети среднего напряжения по данным синхронных измерений / Ю. Г. Кононов, О. С. Рыбасова, В. С. Михайленко // *Известия высших учебных заведений. Электромеханика*. 2018. Т. 61, № 1. С. 77–84. <https://doi.org/10.17213/0136-3360-2018-1-77-84>.
25. Compensation of Systematic Measurement Errors in a PMU-Based Monitoring System for Electric Distribution Grids / P. A. Pegoraro [et al.] // *IEEE Transactions on Industrial and Measurement*. 2019. Vol. 68, Iss. 10. P. 3871–3882. <https://doi.org/10.1109/TIM.2019.2908703>.
26. Оморов, Т. Т. Параметрическая идентификация распределительной сети в составе АСКУЭ / Т. Т. Оморов, Р. Ч. Осмонова, Т. Ж. Койбагаров // *Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика»*. 2018. Т. 18, № 1. С. 46–52. <https://doi.org/10.14529/power180106>.

27. Данилов, М. И. К проблеме определения векторов тока и напряжения в распределительной сети по данным АИИС КУЭ / М. И. Данилов, И. Г. Романенко // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». 2019. Т. 19, № 4. С. 87–94. <http://doi.org/10.14529/power190410>.
28. Данилов, М. И. К проблеме определения параметров распределительной сети по данным АИИС КУЭ / М. И. Данилов, И. Г. Романенко // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». 2020. Т. 20, № 2. С. 5–14. <http://doi.org/10.14529/power200201>.
29. Parameter Estimation of Distribution Lines Using SCADA Measurements / R. Dutta [et al.] // IEEE Transactions on Industrial and Measurement. 2020. Vol. 70. P. 1–11. <https://doi.org/10.1109/TIM.2020.3026116>.
30. Lave, M. Distribution System Parameter and Topology Estimation Applied to Resolve Low-Voltage Circuits on Three Real Distribution Feeders / M. Lave, M. J. Reno, J. Peppanen // IEEE Transactions on Sustainable Energy. 2019. Vol. 10, Iss. 3. P. 1585–1592. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2019.2917679>.
31. Automated Determination of Topology and Line Parameters in Low Voltage Systems Using Smart Meters Measurements / V. C. Cunha [et al.] // IEEE Transactions on Smart Grid. 2020. Vol. 11, Iss. 6. P. 5028–5038. <https://doi.org/10.1109/TSG.2020.3004096>.
32. Trindade, F. C. L. Low Voltage Zones to Support Fault Location in Distribution Systems with Smart Meters / F. C. L. Trindade, W. Freitas // IEEE Transactions on Smart Grid. 2017. Vol. 8, Iss. 6. P. 2765–2774. <https://doi.org/10.1109/TSG.2016.2538268>.
33. Ершов, А. М. Система защиты воздушных линий напряжением 0,38 и 6–10 кВ от обрывов проводов / А. М. Ершов, А. В. Хлопова, А. И. Сидоров // Электрические станции. 2020. № 4. С. 28–32. <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.34831/EP.2020.1065.4.005>.
34. Ayuev, B. I. Fast and Reliable Method of Searching Power System Marginal States / B. I. Ayuev, V. V. Davydov, P. M. Erokhin // IEEE Transactions on Power Systems. 2016. Vol. 31, Iss. 6. P. 4525–4533. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2016.2538299>.
35. The Wald Sequential Analysis Procedure as a Means of Guaranteeing a High Automatic Under-Frequency Load-Shedding Response Rate at Deviations of Unified Power Quality Indices / A. L. Kulikov [et al.] // Power Technology and Engineering. 2021. Vol. 55. P. 467–475. <https://doi.org/10.1007/s10749-021-01383-3>.
36. Kononov, Y. G. The Low Cost Method of Measurements Synchronization in the Low-Voltage Network on Frequency and the Voltage Phase / Y. G. Kononov, P. A. Zvada, S. Rudnev // XXI IMEKO World Congress “Measurement in Research and Industry”, August 30 – September 4, 2015, Prague. Mode of access: <https://www.imeko.org/publications/wc-2015/IMEKO-WC-2015-TC4-146.pdf>.

Поступила 09.02.2022 Подписана в печать 21.04.2022 Опубликована онлайн 31.03.2023

REFERENCES

1. Savian F. D. S., Siluk J. C. M., Garlet T. B., do Nascimento F. M., Pinheiro J. R., Vale Z. (2021) Non-Technical Losses: a Systematic Contemporary Article Review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 147, 111205. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111205>.
2. Danilov M. I. (2021) On Identifying and Calculating Electricity Losses with Automated Metering Systems in Distribution Networks in Case of Unauthorized Consumption. *Elektrichestvo*, (6), 51–61. <https://doi.org/10.24160/0013-5380-2021-6-51-61> (in Russian).
3. Fursanov M. I., Zolotoy A. A., Makarevich V. V. (2018) Calculation of Technological Consumption (Loss) of Electricity in Modern 0.38–10 kV Electrical Distribution Networks. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 61 (5), 408–422. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2018-61-5-408-422> (in Russian).
4. Vorotnitskii V. E. (2021) Energy Saving and Energy Efficiency Improvement in New Technological Distribution Networks. *Elektroenergiya. Peredacha i Raspreделение = Electric Power. Transmission and Distribution*, (4), 88–96 (in Russian).
5. Rahman M., Atchison F., Cecchi V. (2021) Temperature-Dependent System Level Analysis of Electric Power Transmission Systems: A Review. *Electric Power Systems Research*, 193, 107033. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107033>.

6. Frank S., Sexauer J., Mohagheghi S. (2013) Temperature-Dependent Power Flow. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28 (4), 4007–4018. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2013.2266409>.
7. Rahman M., Cecchi V., Miu K. (2019) Power Handling Capabilities of Transmission Systems Using a Temperature-Dependent Power Flow. *Electric Power Systems Research*, 169, 241–249. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2018.12.021>.
8. Ahmed A., McFadden F. J. S., Rayudu R. (2019) Weather-Dependent Power Flow Algorithm for Accurate Power System Analysis under Variable Weather Conditions. *IEEE Transactions on Power Systems*, 34 (4), 2719–2729. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2019.2892402>.
9. Balametov A. B., Halilov E. D. (2020) Simulation of Electric Networks Modes Using Steady-State and Heat Balance Equations. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 63 (1), 66–80. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2020-63-1-66-80> (in Russian).
10. Girshin S. S., Shepelev A. O. (2020) Development of Improved Methods for Calculating Steady States of Power Systems Taking into Account the Temperature Dependence of the Resistances of the Overhead Transmission Lines. *Power Technology and Engineering*, 54 (2), 232–241. <https://doi.org/10.1007/s10749-020-01196-w>.
11. Danilov M. I., Romanenko I. G. (2021) Method of Calculation and Monitoring of Parameters of a Distribution Network Controlled by an Automated Information and Measurement System for Electricity Metering. *Energetik*, (5), 17–21. <http://doi.org/10.34831/EP.2021.90.72.004> (in Russian).
12. Danilov M. I. (2020) To the Problem of Diagnostics of the Technical State of the Distribution Networks Lines According to AIMS EMA Data. *Kontrol'. Diagnostika = Testing. Diagnostics*, 23 (8), 56–64. <http://doi.org/10.14489/td.2020.08.pp.056-064> (in Russian).
13. Ferreira T. S. D., Trindade F. C. L., Vieira J. C. M. (2020) Load Flow-Based Method for Nontechnical Electrical Loss Detection and Location in Distribution Systems Using Smart Meters. *IEEE Transactions on Power Systems*, 35 (5), 3671–3681. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2020.2981826>.
14. Danilov M. I., Romanenko I. G. (2022) Identification of Unauthorized Electricity Consumption in Phases of Distribution Networks with Automated Accounting Systems. *Elektricheskie Stantsii = Electrical Stations*, (2), 10–19. <http://doi.org/10.34831/EP.2022.1087.2.003> (in Russian).
15. Cavarro G., Arghandeh R. (2018) Power Distribution Network Topology Detection with Time-Series Signature Verification Method. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33 (4), 3500–3509. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2779129>.
16. Pappu S. J., Bhatt N., Pasumarthy R., Rajeswaran A. (2018) Identifying Topology of Low Voltage Distribution Networks Based on Smart Meter Data. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9 (5), 5113–5122. <https://doi.org/10.1109/TSG.2017.2680542>.
17. Cavarro G., Kekatos V., Veeramachaneni S. (2019) Voltage Analytics for Power Distribution Network Topology Verification. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 10 (1), 1058–1067. <https://doi.org/10.1109/TSG.2017.2758600>.
18. Kuzkina Y. I., Golub I. I. (2020) Identification of Smart Meter Connection Phases in Low-Voltage Distribution Network. *iPolytech Journal*. 24 (1), 135–144. <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2020-1-135-144> (in Russian).
19. Han S., Kodaira D., Han S., Kwon B., Hasegawa Y., Aki H. (2016) An Automated Impedance Estimation Method in Low-Voltage Distribution Network for Coordinated Voltage Regulation. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 7 (2), 1012–1020. <https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2489199>.
20. Prostejovsky A. M., Gehrke O., Kosek A. M., Strasser T., Bindner H. W. (2016) Distribution Line Parameter Estimation under Consideration of Measurement Tolerances. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 12 (2), 726–735. <https://doi.org/10.1109/TII.2016.2530620>.
21. Ritzmann D., Rens J., Wright P. S., Holderbaum W., Potter B. (2017) A Novel Approach to Noninvasive Measurement of Overhead Line Impedance Parameters. *IEEE Transactions on Industrial and Measurement*, 66 (6), 1155–1163. <https://doi.org/10.1109/TIM.2017.2665958>.
22. Khandeparkar K. V., Soman S. A., Gajjar G. (2017) Detection and Correction of Systematic Errors in Instrument Transformers Along with Line Parameter Estimation Using PMU Data. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32 (4), 3089–3098. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2016.2620990>.
23. Ni F., Nguyen P. H., Cobben J. F. G., Van den Brom H. E., Zhao D. (2018) Three-Phase State Estimation in the Medium-Voltage Network with Aggregated Smart Meter Data. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 98, 463–473. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2017.12.033>.

24. Kononov Yu. G., Rybasova O. S., Mikhailenko V. S. (2018) Refinement of the Parameters of the Medium-Voltage Network Lines Sections on the Basis of the Synchronous Measurements Data. *Russian Electromechanics*, 61 (1), 77–84. <https://doi.org/10.17213/0136-3360-2018-1-77-84> (in Russian).
25. Pegoraro P. A., Brady K., Castello P., Muscas C., Meier von A. (2019) Compensation of Systematic Measurement Errors in a PMU-Based Monitoring System for Electric Distribution Grids. *IEEE Transactions on Industrial and Measurement*, 68 (10), 3871–3882. <https://doi.org/10.1109/TIM.2019.2908703>.
26. Omorov T. T., Osmonova R. Ch., Koibagarov T. Zh. (2018) Parametric Identification of a Distribution Network as Part of ASCME. *Vestnik YuUrGU. Seriya "Energetika" Bulletin of South Ural State University. Series "Power Engineering"*, 18 (1), 46–52. <https://doi.org/10.14529/power180106> (in Russian).
27. Danilov M. I., Romanenko I. G. (2019) On Determination of Current and Voltage Vectors in the Distribution Network According to AIMS EMA. *Vestnik YuUrGU. Seriya "Energetika" = Bulletin of South Ural State University. Series "Power Engineering"*, 19 (4), 87–94. <http://doi.org/10.14529/power190410> (in Russian).
28. Danilov M. I., Romanenko I. G. (2020) Using AIS EM Data to Find the Parameters of a Distribution Grid. *Vestnik YuUrGU. Seriya "Energetika" = Bulletin of South Ural State University. Series "Power Engineering"*, 20 (2), 5–14. <http://doi.org/10.14529/power200201> (in Russian).
29. Dutta R., Patel V. S., Chakrabarti S., Sharma A., Das R. K., Mondal S. (2021) Parameter Estimation of Distribution Lines Using SCADA Measurements. *IEEE Transactions on Industrial and Measurement*, 70, 1–11. <https://doi.org/10.1109/TIM.2020.3026116>.
30. Lave M., Reno M. J., Peppanen J. (2019) Distribution System Parameter and Topology Estimation Applied to Resolve Low-Voltage Circuits on Three Real Distribution Feeders. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 10 (3), 1585–1592. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2019.2917679>.
31. Cunha V. C., Freitas W., Trindade F. C. L., Santoso S. (2020) Automated Determination of Topology and Line Parameters in Low Voltage Systems Using Smart Meters Measurements. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 11 (6), 5028–5038. <https://doi.org/10.1109/TSG.2020.3004096>.
32. Trindade F. C. L., Freitas W. (2017) Low Voltage Zones to Support Fault Location in Distribution Systems with Smart Meters. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 8 (6), 2765–2774. <https://doi.org/10.1109/TSG.2016.2538268>.
33. Ershov A. M., Khlopova A. V., Sidorov A. I. (2020) Protection System of Overhead Lines with a Voltage of 0.38 and 6–10 kV Against Wire Break. *Elektricheskie Stantsii = Electrical Stations*, (4), 28–32. <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.34831/EP.2020.1065.4.005> (in Russian).
34. Ayuev B. I., Davydov V. V., Erokhin P. M. (2016) Fast and Reliable Method of Searching Power System Marginal States. *IEEE Transactions on Power Systems*, 31 (6), 4525–4533. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2016.2538299>.
35. Kulikov A. L., Ilyushin P. V., Loskutov A. A., Sevost'yanov A. A. (2021) The Wald Sequential Analysis Procedure as a Means of Guaranteeing a High Automatic Under-Frequency Load-Shedding Response Rate at Deviations of Unified Power Quality Indices. *Power Technology and Engineering*, 55, 467–475. <https://doi.org/10.1007/s10749-021-01383-3>.
36. Kononov Y. G., Zvada P. A., Rudnev S. (2015) The Low Cost Method of Measurements Synchronization in the Low-Voltage Network on Frequency and the Voltage Phase. *XXI IMEKO World Congress "Measurement in Research and Industry"*, August 30 – September 4, 2015, Prague. Available at: <https://www.imeko.org/publications/wc-2015/IMEKO-WC-2015-TC4-146.pdf>.