

x_2 - отклонение частоты, так как её коэффициент имеет наибольшую абсолютную величину. За ним, по мере значимости воздействия на качество электроэнергии, следует парное взаимодействие: $x_{2,1}$ – установившееся отклонение напряжения, $x_{1,2}$ и парное взаимодействие сочетание отклонения частоты и установившееся отклонение напряжения.

7. Уравнение регрессии, представленное в исходных единицах: рассчитанное в уравнении регрессии (5) вместо переменной x_i можем заменить их натуральными переменными из таблицы 3.

$$P = 4,53 + 1,05 \cdot \left(\frac{C_2-49,5}{1,5}\right) + 0,95 \cdot \left(\frac{C_1-220}{22}\right) \cdot \left(\frac{C_2-49,5}{1,5}\right) + 0,98 \cdot \left(\frac{C_2-49,5}{1,5}\right) \cdot \left(\frac{C_1-220}{22}\right)$$

После преобразования получается уравнение регрессии в виде натуральных переменных:

$$P = 4,53 + 0,7 \cdot C_2 + 0,06 \cdot C_1 \cdot C_2 - 2,9 \cdot C_1 - 12,86 \cdot C_2 + 602,25 \quad (6)$$

Выводы:

1. Выявлено, что методом математического планирования эксперимента по качеству электрической энергии получено уравнение регрессии:

$$P = 4,53 + 0,95 \cdot X_1 \cdot X_2 + 0,98 \cdot X_2 \cdot X_1;$$

2. Определено, что качество электрической энергии - $P_{ЭЭ}$ при парном взаимодействии факторов отклонений напряжения и частоты, в первую очередь зависит от параметра частоты.

Список литературы:

1. **Масалов, Е.И.** Отраслевая экономика: организация, планирование и управление энергетическим производством [Текст] / Е.И.Масалов, Д.В.Ермолаев. - Курск: Универ. книга, 2024. - 142 с.
2. **Баранников, А.И.** Управление качеством и стандартизация [Текст]: практ.для студ. / А.И. Баранников, Т.Ф. Манцерова. - Минск: БНТУ, 2012. – 35 с.
3. **Мясникова, О.Ю.** Качество на предприятиях энергетики [Текст] / О.Ю. Мясникова // Саратовский социально-эконом. инст. (филиал) РЭУ им. Г.В. Плеханова. - Саратов, 2019. - №3 (59). - С. 48 - 57.
4. **Джолдошева, Т.Дж.** Качество на энергетических предприятиях [Текст] / Т.Дж.Джолдошева, С.Абдымомун у., Н.Т.Мойдунов // «Research Focus». <https://doi.org/10.5281/zenodo.10631713>.
5. **Исманжанов, А.И.** Количественная оценка влияния факторов на потребительские показатели угольных брикетов [Текст] / А.И.Исманжанов, Т.Дж.Джолдошева, Ч.А.Адылов // Наука. Образование. Техника. - Ош: КУУ, 2018. - №1(61). - С. 28 - 34.
6. **Исманжанов, А.И.** Оптимизация технологии брикетирования углей с продуктами переработки биомассы методом математического планирования эксперимента [Текст] / А.И.Исманжанов, Т.Дж.Джолдошева // Наука. Образование. Техника. - Ош: КУУ, 2016. - №1(61). - С. 5 - 10.
7. **Гмурман, В.Е.** Руководство к решению задач по теории вероятностей и математической статистике [Текст]: учеб. пособ. / В.Е.Гмурман. - М.: Высшая школа, 2003. – 405 с.

Поступила в редакцию: 25. 09. 2024 г.

УДК 620.9:681.5

Оморов Т.Т.

д.т.н., член-корр. НАН Кыргызской Республики

Иманакунова Ж.С.

к.т.н., доцент Кырг. гос. техн. университета им. И. Раззакова, Кыргызская Республика

Осмонова Р.Ч.

к.т.н., доцент Кырг. гос. техн. университета им. И. Раззакова, Кыргызская Республика

Жолдошов Т.М.

к.т.н., доцент Ошского государственного университета, Кыргызская Республика

Асиев А.А.

к.т.н., доцент Кырг. гос. техн. университета им. И. Раззакова, Кыргызская Республика

ЭЛЕКТР ЭНЕРГИЯСЫН САНКЦИЯЛАНБАГАН ТАНДОО ШАРТТАРЫНДА БӨЛҮШТҮРҮҮЧҮ ТАРМАКТЫН УЧУРДАГЫ ПАРАМЕТРЛЕРИН ОПЕРАТИВДҮҮ ИДЕНТИФИКАЦИЯЛОО ЫКМАСЫ

Электр энергиясын контролдоонун жана эсепке алуунун автоматташтырылган системасынын (АСКУЭ) эсепке алуу приборлорунун маалыматтары боюнча бөлүштүрүүчү электр тармагынын (РЭС) магистралдык линиясынын абоненттик участкторунун комплекстүү каршылыктарын (параметрлерин) оперативдүү идентификациялоо милдети каралууда. РЭС электр энергиясын уруксатсыз алуу (НОЭ) түрүндөгү көзөмөлсүз толкундоолордун таасири астында деп болжолдонууда. Тармактын райондор аралык участкторунун учурдагы параметрлерин билүү РЭСтин иштөө режимдерин оптималдаштыруу маселелерин чечүү, анын зымдарынын абалын диагностикалоо, ошондой эле электр энергиясынын техникалык жана коммерциялык жоготууларын аныктоо зарылдыгы менен шартталган. РЭСтин көзөмөлсүз толкундоолордун таасири астында турган шарттар аныкталды. Сызыктуу эмес алгебралык теңдемелер системасы алынган, аларды чечүү РЭСтин учурдагы параметрлерин идентификациялоого мүмкүндүк берет.

Негизги сөздөр: бөлүштүрүүчү электр тармагы; тармактын параметрлери; идентификациялоо ыкмасы; трансформатор; электр энергиясын уруксатсыз алуу.

МЕТОД ОПЕРАТИВНОЙ ИДЕНТИФИКАЦИИ ТЕКУЩИХ ПАРАМЕТРОВ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ В УСЛОВИЯХ НЕСАНКЦИОНИРОВАННЫХ ОТБОРОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Рассматривается задача оперативной идентификации комплексных сопротивлений (параметров) межабонентских участков магистральной линии распределительной электрической сети (РЭС) по данным приборов учета автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ). Предполагается, что РЭС функционирует в условиях несимметрии токов и напряжений и под действием внешних неконтролируемых возмущений в виде несанкционированных отборов электроэнергии (НОЭ). Знание текущих параметров межабонентских участков сети обуславливается необходимостью решения задач оптимизации режимов работы РЭС, диагностики состояний ее проводов, а также оценки технических и коммерческих потерь электроэнергии, вызванных наличием в ней НОЭ. В целях решения сформулированной задачи идентификации в рассмотрение вводится понятие модели виртуальной сети, с помощью которой описываются идеализированное состояние РЭС при отсутствие несанкционированных потребителей электроэнергии в сети. Определены её параметры и критериальные условия, при выполнении, которых РЭС в реальное распределительной сети имеются несанкционированные потери мощности. Получена система нелинейных алгебраических уравнений, решение которых позволяет идентифицировать текущие параметры РЭС.

Ключевые слова: распределительная электрическая сеть; параметры виртуальной сети; несанкционированные отборы электроэнергии; метод идентификации.

METHOD OF OPERATIONAL IDENTIFICATION OF THE CURRENT PARAMETERS OF THE DISTRIBUTION NETWORK UNDER THE CONDITIONS OF UNAUTHORIZED ELECTRICITY OUTPUTS

The problem of operational identification of complex resistances (parameters) of intersubscriber sections of the main line of the distribution electrical network (DEN) according to the data of metering devices of the automated control and metering system for electricity (ACMSE) is considered. It is assumed that the DEN is under the influence of uncontrolled disturbances in the form of unauthorized power taps (UPT). Knowledge of the current parameters of the intersubscriber sections of the network is conditioned by the need to solve the problems of optimizing the operating modes of the DEN, diagnosing the conditions of its wires, as well as assessing the technical and commercial losses of electricity caused by the presence of UPT in it. The conditions under which the DEN is under the influence of uncontrolled disturbances are determined. A system of nonlinear algebraic equations has been obtained, the solution of which makes it possible to identify the current parameters of the DEN.

Keywords: *distribution electrical network; network parameters; identification method; transformer; unauthorized sampling of electricity.*

Введение

Основное направление развития систем автоматизации и информатизации распределительных электрических сетей (РЭС) определяется применением новых цифровых технологий, таких как программно – аппаратные комплексы АСКУЭ [1]. Требования к повышению эффективности этих информационных систем диктует регулярное совершенствование их структуры и состава решаемых функциональных задач. Так, в составе традиционных АСКУЭ, внедряемых на объектах распредкомпаний, не имеются подсистемы, ориентированные для оптимизации режимов работы РЭС [2-5], идентификации и мониторинга потерь электроэнергии [6, 7], а также локализации мест несанкционированных отборов электроэнергии (НОЭ) [8-10], что не позволяет обеспечить требуемые технико – экономические показатели энергокомпаний и используемых систем автоматизации. В то же время создание указанных выше функциональных подсистем связано с разработкой новых моделей и методов, адаптированных к условиям функционирования распределительных сетей, для большинства которых характерны такие факторы, как НОЭ и несимметричный режим работы сетей [2-4]. Одной из важных проблем при этом является задача оперативной идентификации сопротивлений межабонентских участков магистральной линии РЭС с учетом указанных факторов. Известные методы параметрической идентификации [11-13] в недостаточной степени адаптированы для их применения в режиме реального времени. В [14] задача идентификации параметров магистральной линии трехфазной сети решается на основе численного алгоритма минимизации специально построенной критериальной функции [15]. В данной статье предлагается новый метод решения рассматриваемой задачи при наличии в РЭС несанкционированных потребителей электроэнергии, который является развитием методики, изложенной в [14].

Постановка задачи

В качестве объекта рассматривается четырехпроводная РЭС напряжением 0,4 кВ, расчетная схема которой показана на рис.1, где k, v - индексные переменные, обозначающие соответственно номера фаз A, B, C ($k = \overline{1,3}$) и электрических контуров сети ($v = \overline{1, n}$); n – количество абонентов, подключенных к сети; \tilde{E}_k – э.д.с. источника питания; $\tilde{I}'_{kv}, \tilde{U}'_{kv}, \tilde{Z}'_{kv}$ – мгновенный ток, напряжение и комплексное сопротивление нагрузки абонента с координатой (k, v) соответственно; $\tilde{i}'_{kv}, \tilde{z}'_{kv}$ – ток и комплексное сопротивление v - го межабонентского участка k - ой фазы; $\tilde{J}'_v, \tilde{z}'_v$ – мгновенный ток и комплексное сопротивление v - го участка нейтрального провода; $\tilde{I}'_k, \tilde{U}'_k$ – мгновенный ток и напряжения на входах соответствующих фаз.

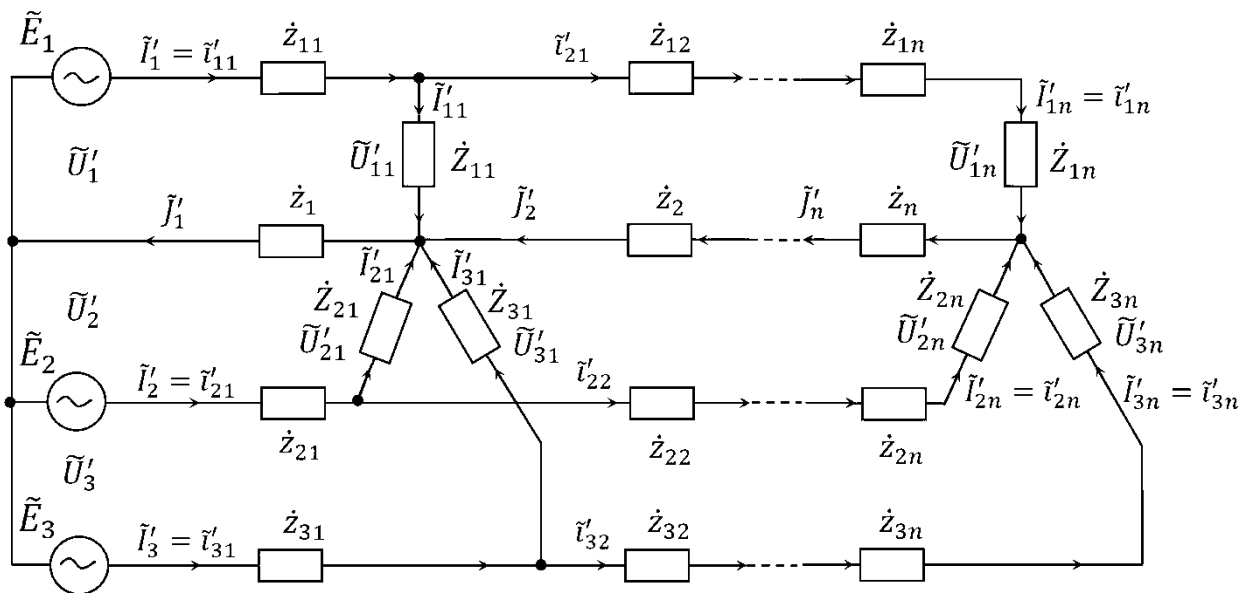


Рисунок 1. Расчетная схема трехфазной сети

Будем считать, что выполняются следующие условия:

1. В сети имеются неконтролируемые отборы электроэнергии (НОЭ), места которых неизвестны.
2. Сечения проводов магистральной линии РЭС считаются одинаковыми, т.е. $\dot{z}_{kv} = \dot{z}_v$, $k = \overline{1,3}$, $v = \overline{1,n}$.

3. В дискретный момент времени $t = t_0$ с помощью счетчиков электроэнергии АСКУЭ осуществляются синхронные измерения действующих значений токов I'_k , I'_{kv} и напряжений U'_k , U'_{kv} соответственно на входах фаз и на нагрузках сети, а также коэффициенты мощностей $\cos \varphi'_k$ и $\cos \varphi'_{kv}$ между ними. Полученная информация записывается в базу данных автоматизированной системы и на их основе формируются векторы токов и напряжений $I'_k = [I'_{k1}, I'_{k2}, \dots, I'_{kn}]$ и $U'_k = [U'_{k1}, U'_{k2}, \dots, U'_{kn}]$, $k = \overline{1,3}$.

В момент синхронных измерений ($t = t_0$) РЭС может находиться в одном из двух возможных состояний:

- 1) в штатном (нормальном, желаемом) состоянии (C^0);
- 2) в возмущенном состоянии (C').

В состоянии C' в сети хотя бы к одной из ее фаз подключены несанкционированные потребители электроэнергии, а в состоянии C^0 последние отсутствуют.

Задача состоит в идентификации компонентов вектора параметров

$$\dot{Z} = [\dot{z}_1, \dot{z}_2, \dots, \dot{z}_n].$$

Решение сформулированной задачи включают следующие основные этапы:

1. Построение виртуальной модели распределительной сети.
2. Оценка текущего состояния сети.
3. Идентификация желаемых межабонентских токов виртуальной сети.
4. Формирование уравнений идентификации параметров сети.
5. Решение уравнений идентификации параметров сети.
6. Построение алгоритма идентификации параметров РЭС.

Построение виртуальной модели РЭС. Исследования показывают, что рассматриваемая проблема идентификации относится к классу задач, в которых имеется существенная неопределенность о текущем состоянии рассматриваемого объекта и

параметрах внешних возмущений в виде НОЭ. Такая неопределенность, в основном, обусловлена отсутствием практически никакой информации о несанкционированных потребителях электроэнергии и необходимых данных о состоянии межабонентских участков РЭС. В этих условиях в целях разрешимости поставленной проблемы возникает необходимость формирования дополнительной информации об объекте в дополнение к первичным исходным данным, полученным со счетчиков электроэнергии АСКУЭ. Для этой цели в рассмотрение введем понятие виртуальной модели РЭС. Ее структура и параметры должны в достаточной степени описывать желаемое состояние реальной распределенной трехфазной сети при отсутствии внешних возмущений в виде НОЭ. На рис. 2 показана расчетная схема k -ой фазы такой виртуальной сети (ВС).

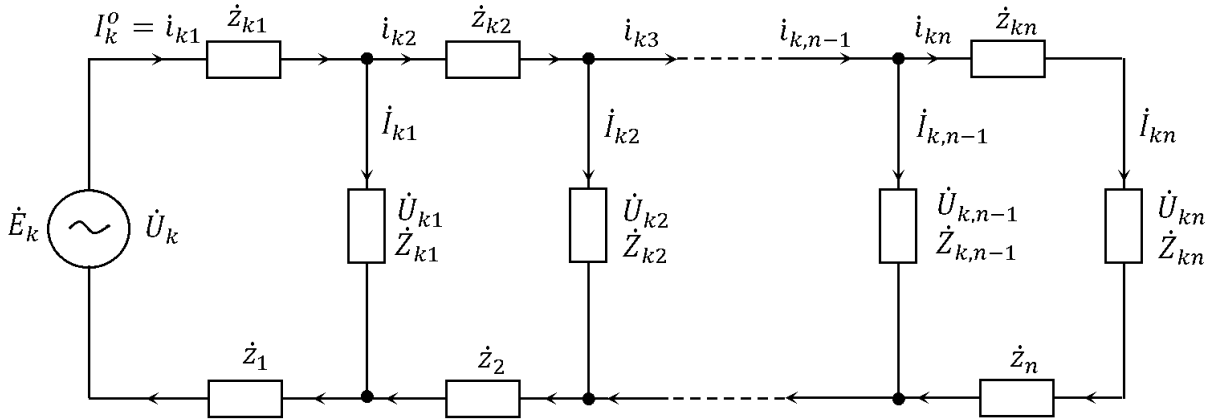


Рисунок 2. Расчетная схема k -ой фазы виртуальной сети

Здесь \dot{E}_k – комплексная э.д.с. источника питания для k -ой фазы; \dot{I}_{kv} , \dot{U}_{kv} , \dot{Z}_{kv} – комплексные ток, напряжение и сопротивление нагрузки виртуального абонента, имеющего координату (k, v) ; i_{kv} – комплексный ток соответствующего межабонентского участка.

Величины токов \dot{I}_{kv} , i_{kv} и напряжений \dot{U}_{kv} , описывающих состояние рассматриваемой виртуальной сети, отличаются от их соответствующих значений, характеризующих состояние исходной - реальной РЭС (рис.1), т.е. $\dot{I}_{kv} \neq \dot{I}'_{kv}$, $i_{kv} \neq i'_{kv}$, $\dot{U}_{kv} \neq \dot{U}'_{kv}$. При этом величины сопротивлений \dot{Z}_{kv} и z_v нагрузок абонентов и межабонентских участков реальной и виртуальной сети имеют одни и те же значения. В дальнейшем указанные переменные сети представим в следующей комплексной форме [15]:

$$\begin{aligned} \dot{I}_{kv} &= I_{kv} e^{j(\beta_k + \alpha_{kv})}, & i_{kv} &= l_{kv} e^{j(\beta_k + \tilde{\alpha}_{kv})}, \\ \dot{U}_{kv} &= U_{kv} e^{j(\beta_k + \psi_{kv})}, & k &= \overline{1,3}, v = \overline{1,n}. \end{aligned} \quad (1)$$

где I_{kv} , l_{kv} , U_{kv} , Z_{kv} - модули соответствующих комплексных величин; φ_{kv} - аргумент сопротивления \dot{Z}_{kv} ; α_{kv} , $\tilde{\alpha}_{kv}$, ψ_{kv} - отклонения фазовых сдвигов от их базовых значений β_k , определяемых по формулам

$$\beta_k = \frac{2(k-1)\pi}{3}.$$

Действующие значения токов I_k^o , $k = \overline{1,3}$, на входах фаз виртуальной сети в дальнейшем назовем желаемыми фазными токами. Сравнительный анализ структур исходной РЭС (рис.1) и виртуальной сети (рис.2) показывает, что для их входных комплексных фазных токов имеют место следующие соотношения:

$$\dot{I}'_k = \dot{I}_k^o + \dot{I}_k^x, \quad k = \overline{1,3},$$

где \dot{I}_k^x - комплексный ток на нагрузке несанкционированного потребителя, подключенного к k -ой фазе РЭС.

Идентификация текущего состояния сети. По условиям рассматриваемой задачи текущие значения фазных токов $I'_k = I'_k(t_0)$ на входе исходной реальной распределенной сети (рис.1) в момент времени $t = t_0$ измеряются головным трехфазным счетчиком, которые содержатся в базе данных АСКУЭ. Анализ показывает, что для идентификации текущего состояния РЭС целесообразным является использование следующих условий:

$$|I'_k - I_k^o| \leq \Delta I, \quad k = \overline{1,3}, \quad (2)$$

где ΔI – максимально допустимая погрешность измерения токов в АСКУЭ.

Очевидно, что при невыполнении хотя бы одного из соотношений (2) в сети имеются НОЭ, а выполнение этих условий означает, что РЭС функционирует в нормальном режиме. Таким образом, соотношения (2) можно использовать в качестве критериального условия для идентификации текущего состояния РЭС. Теперь поставим задачу оценки величин входных желаемых фазных токов I_k^o , $k = \overline{1,3}$, виртуальной сети.

Идентификация желаемых межабонентских токов. Для этой цели предварительно необходимо определить комплексные сопротивления нагрузок абонентов сети:

$$\dot{Z}_{kv} = Z_{kv} e^{j\varphi_{kv}}, \quad k = \overline{1,3}, \quad \nu = \overline{1,n}, \quad (3)$$

где Z_{kv} , φ_{kv} - модуль и фаза \dot{Z}_{kv} соответственно, вычисляемые на основе показаний (данных) абонентских счетчиков электроэнергии по формулам:

$$Z_{kv} = \frac{U_{kv}}{I_{kv}}, \quad \varphi_{kv} = \arccos(c_{kv}). \quad (4)$$

Соответствующее проводимости:

$$\dot{Y}_{kv} = \frac{1}{\dot{Z}_{kv}} = Y_{kv} e^{-j\varphi_{kv}}, \quad k = \overline{1,3}, \quad \nu = \overline{1,n}, \quad (5)$$

где $Y_{kv} = \frac{1}{Z_{kv}}$. Тогда мощности \dot{S}_{kv} , потребляемые абонентами сети:

$$\dot{S}_{kv} = (I_{kv})^2 \dot{Z}_{kv}, \quad k = \overline{1,3}, \quad \nu = \overline{1,n}. \quad (6)$$

Теперь для каждого узла сети с координатой (k, ν) введем понятие суммарной мощности \dot{S}_{kv}^a , потребляемые абонентами. Считается, что последние подключены k -ой фазе за указанной точкой, т.е. имеющие координаты (k, ν) , $(k, \nu + 1)$, ..., (k, n) :

$$\dot{S}_{kv}^a = \sum_{m=\nu}^n \dot{S}_{km} = S_{kv}^a e^{j\varphi_{kv}^a}, \quad k = \overline{1,3}, \quad \nu = \overline{1,n}, \quad (7)$$

где S_{kv}^a , φ_{kv}^a – модуль и фаза суммарной комплексной мощности \dot{S}_{kv}^a соответственно.

Тогда для рассматриваемого узла k -ой фазы можно записать следующие функциональные соотношения:

$$\dot{S}_{kv}^a = l_{kv}^2 \dot{Z}_{kv}^a, \quad k = \overline{1,3}, \quad \nu = \overline{1,n}, \quad (8)$$

где l_{kv} – действующее значение тока на входе участка, имеющего координату (k, ν) ; \dot{Z}_{kv}^a – общие сопротивления участков k -ой фазы, расположенных за точкой (k, ν) , которые вычисляются как обратная величина суммы соответствующих проводимостей \dot{Y}_{kv} :

$$\dot{Z}_{kv}^a = \frac{1}{\dot{Y}_{kv}^a} = \frac{1}{\sum_{m=v}^n \dot{Y}_{km}^a} = Z_{kv}^a e^{j\varphi_{kv}^a}, \quad (9)$$

Теперь приравнявая правые части соотношения (7) и (8) с учетом (9) получаем

$$S_{kv}^a e^{j\varphi_{kv}^a} = l_{kv}^2 Z_{kv}^a e^{j\varphi_{kv}^a}, \quad \overline{k} = \overline{1,3}, \quad \overline{v} = \overline{1,n}.$$

Так как величины \dot{S}_{kv}^a и \dot{Z}_{kv}^a являются известными, то из последних соотношений можно вычислить значения межабонентских токов:

$$l_{kv} = \sqrt{\frac{S_{kv}^a}{Z_{kv}^a}} = \sqrt{S_{kv}^a Y_{kv}^a}, \quad k = \overline{1,3}, \quad v = \overline{1,n}. \quad (10)$$

При этом величины желаемых входных токов виртуальных фаз:

$$I_k^0 = l_{k1}, \quad k = \overline{1,3}. \quad (11)$$

Формирование уравнений идентификации параметров виртуальной сети. Для этой цели рассмотрим схему виртуальной сети, показанной на рис.2. Введем в рассмотрение понятие эквивалентных сопротивлений $\dot{Z}_{kv}^{\text{ЭКВ}}$, определяющих общие сопротивления последующих участков k -ой фазы, начиная с узлов (точек), имеющих координаты (k, v) . При этом

$$\frac{U_{kv}}{i_{kv}} = \dot{Z}_{kv}^{\text{ЭКВ}}, \quad k = \overline{1,3}, \quad v = \overline{1,n}, \quad (12)$$

где

$$\dot{Z}_{kv}^{\text{ЭКВ}} = \frac{\dot{Z}_{kv}(2\dot{Z}_v + \dot{Z}_{k,v+1}^{\text{ЭКВ}})}{Z_{kv} + 2\dot{Z}_v + Z_{k,v+1}^{\text{ЭКВ}}} = Z_{kv}^{\text{ЭКВ}} e^{j\varphi_{kv}^{\text{ЭКВ}}}, \quad (13)$$

а $\dot{Z}_{kn}^{\text{ЭКВ}} = \dot{Z}_{kn}$. Отметим, что модули $Z_{kv}^{\text{ЭКВ}}$ и фазы $\varphi_{kv}^{\text{ЭКВ}}$ пока являются неизвестными величинами. В то же время справедливы следующие соотношения:

$$\frac{\dot{U}_{kv}}{i_{k,v+1}} = \dot{Z}'_{k,v+1}, \quad (14)$$

где $\dot{Z}'_{k,v+1}$ – суммарное сопротивление, определяемое выражением

$$\dot{Z}'_{k,v+1} = 2\dot{Z}_v + \dot{Z}_{k,v+1}^{\text{ЭКВ}} = Z'_{k,v+1} e^{j\varphi'_{k,v+1}}. \quad (15)$$

Здесь $Z'_{k,v+1}$, $\varphi'_{k,v+1}$ – модуль и фаза $\dot{Z}'_{k,v+1}$ соответственно, которые необходимо идентифицировать. Отсюда видно, что если будут найдены эквивалентное сопротивление $\dot{Z}_{k,v+1}^{\text{ЭКВ}}$ и $Z'_{k,v+1}$, то можно вычислить межабонентское сопротивление \dot{Z}_v по формуле

$$\dot{Z}_v = 0,5(\dot{Z}'_{k,v+1} - \dot{Z}_{k,v+1}^{\text{ЭКВ}}), \quad k = \overline{1,3}, \quad v = \overline{1,n-1}. \quad (16)$$

Теперь поставим задачу определения эквивалентных сопротивлений $\dot{Z}_{k,v+1}^{\text{ЭКВ}}$ и $Z'_{k,v+1}$.

Соотношения (12) и (14) представим в виде

$$\begin{aligned} \dot{U}_{kv} &= i_{kv} \dot{Z}_{kv}^{\text{ЭКВ}}, \\ \dot{U}_{kv} &= i_{k,v+1} \dot{Z}'_{k,v+1}, \quad k = \overline{1,3}, \quad v = \overline{1,n-1}. \end{aligned}$$

Приравнивая правые части этих равенств и после несложных преобразований с учетом (1), (13) и (15) получаем

$$\frac{l_{k,\nu+1}}{l_{k\nu}} e^{j(\tilde{\alpha}_{k,\nu+1} - \tilde{\alpha}_{k\nu})} = \frac{Z_{k\nu}^{\text{ЭКВ}}}{Z'_{k,\nu+1}} e^{j(\varphi_{k\nu}^{\text{ЭКВ}} - \varphi'_{k,\nu+1})}, \quad k = \overline{1,3}.$$

Отсюда следует, что справедливы следующие равенства

$$\frac{l_{k,\nu+1}}{l_{k\nu}} = \frac{Z_{k\nu}^{\text{ЭКВ}}}{Z'_{k,\nu+1}}, \quad (17)$$

$$\tilde{\alpha}_{k,\nu+1} - \tilde{\alpha}_{k\nu} = \varphi_{k\nu}^{\text{ЭКВ}} - \varphi'_{k,\nu+1}. \quad (18)$$

С учетом равенства (15) выражение для $\dot{Z}_{k\nu}^{\text{ЭКВ}}$ принимает следующий вид:

$$\dot{Z}_{k\nu}^{\text{ЭКВ}} = \frac{\dot{Z}_{k\nu} \dot{Z}'_{k,\nu+1}}{\dot{Z}_{k\nu} + \dot{Z}'_{k,\nu+1}}, \quad k = \overline{1,3}.$$

После несложных преобразований последние соотношения можно представить в виде

$$\dot{Z}_{k\nu}^{\text{ЭКВ}} \left(\frac{1}{\dot{Z}'_{k,\nu+1}} + \frac{1}{\dot{Z}_{k\nu}} \right) = 1, \quad k = \overline{1,3}.$$

Полученные равенства с учетом (3), (17) и (18) представим в экспоненциальной форме

$$\frac{l_{k,\nu+1}}{l_{k\nu}} e^{j(\varphi_{k\nu}^{\text{ЭКВ}} - \varphi'_{k,\nu+1})} + \frac{Z_{k\nu}^{\text{ЭКВ}}}{Z_{k\nu}} e^{j(\varphi_{k\nu}^{\text{ЭКВ}} - \varphi_{k\nu})} = 1, \quad k = \overline{1,3}.$$

Введем новые переменные:

$$\lambda_{k\nu} = \varphi_{k\nu}^{\text{ЭКВ}} - \varphi_{k\nu}, \quad \lambda_{k,\nu+1} = \varphi_{k\nu}^{\text{ЭКВ}} - \varphi'_{k,\nu+1}, \quad k = \overline{1,3}. \quad (19)$$

Теперь полученные выше соотношения с учетом (18) запишем в тригонометрической форме

$$l_{k,\nu+1} (\cos \lambda_{k,\nu+1} + j \sin \lambda_{k,\nu+1}) + I_{k\nu} (\cos \lambda_{k\nu} + j \sin \lambda_{k\nu}) = l_{k\nu}, \quad k = \overline{1,3}.$$

Приравнивая вещественные и мнимые составляющие правых и левых частей этих равенств получаем

$$\begin{aligned} l_{k,\nu+1} \cos \lambda_{k,\nu+1} + I_{k\nu} \cos \lambda_{k\nu} &= l_{k\nu}, \\ l_{k,\nu+1} \sin \lambda_{k,\nu+1} + I_{k\nu} \sin \lambda_{k\nu} &= 0, \quad k = \overline{1,3}. \end{aligned} \quad (20)$$

Система из двух уравнений (20) включает три неизвестные величины: $I_{k\nu}$, $\lambda_{k\nu}$ и $\lambda_{k,\nu+1}$. Для их определения необходимо найти еще одно уравнение, содержащее эти величины. Для этой цели рассмотрим участок виртуальной сети (рис.2) с координатой (k, ν) . Для этого узла справедливы следующие балансовые соотношения токов:

$$\dot{I}_{k\nu} = i_{k\nu} + i_{k,\nu+1}, \quad k = \overline{1,3}, \quad \nu = \overline{1, n-1}.$$

При этом можно показать, что действующие значения этих токов $I_{k\nu}$, $l_{k\nu}$ и $l_{k,\nu+1}$ удовлетворяют равенству

$$I_{k\nu} = \sqrt{l_{k\nu}^2 + l_{k,\nu+1}^2 - 2l_{k\nu}l_{k,\nu+1} \cos(\tilde{\alpha}_{k,\nu+1} - \tilde{\alpha}_{k\nu})}, \quad k = \overline{1,3}. \quad (21)$$

где фазовые разности $(\tilde{\alpha}_{k,\nu+1} - \tilde{\alpha}_{k\nu})$ с учетом (18) и (19) представляются в виде

$$\tilde{\alpha}_{k,\nu+1} - \tilde{\alpha}_{k\nu} = \lambda_{k,\nu+1}, \quad k = \overline{1,3}, \quad \nu = \overline{1, n-1}. \quad (22)$$

В результате с учетом (21) и (22) систему соотношений (20) можно записать в виде следующих уравнений:

$$l_{k,\nu+1} \cos \lambda_{k,\nu+1} + \sqrt{l_{k\nu}^2 + l_{k,\nu+1}^2 - 2l_{k\nu}l_{k,\nu+1} \cos(\tilde{\alpha}_{k,\nu+1} - \tilde{\alpha}_{k\nu})} \cos \lambda_{k\nu} = l_{k\nu},$$

$$l_{k,\nu+1} \sin \lambda_{k,\nu+1} + \sqrt{l_{k\nu}^2 + l_{k,\nu+1}^2 - 2l_{k\nu}l_{k,\nu+1} \cos(\tilde{\alpha}_{k,\nu+1} - \tilde{\alpha}_{k\nu})} \sin \lambda_{k\nu} = 0, \quad (23)$$

$$k = \overline{1,3}, \quad \nu = \overline{1, n-1}.$$

где для рассматриваемого узла неизвестными являются компоненты вектора $\bar{\lambda}_{k\nu} = [\lambda_{k\nu}, \lambda_{k,\nu+1}]$.

Решение уравнений идентификации параметров сети. Для решения системы (23) можно использовать известные численные методы [16] или алгоритмы синтеза систем автоматического управления [17, 18]. Допустим, что найдено её решение, т.е. искомый вектор $\bar{\lambda}_{k\nu}^* = [\lambda_{k\nu}^*, \lambda_{k,\nu+1}^*]$. Тогда по формулам (19) можно вычислить фазовые разности

$$\varphi_{k\nu}^{\text{ЭКВ}} = \lambda_{k\nu}^* + \varphi_{k\nu},$$

$$\varphi'_{k,\nu+1} = \varphi_{k\nu}^{\text{ЭКВ}} - \lambda_{k,\nu+1}^*, \quad k = \overline{1,3}. \quad (24)$$

Теперь вычисляем токи $I_{k\nu}$ на основе, например, второго соотношения (20):

$$I_{k\nu} = \frac{l_{k,\nu+1} \sin \lambda_{k,\nu+1}^*}{\sin \lambda_{k\nu}^*}, \quad k = \overline{1,3}. \quad (25)$$

Далее по найденным значениям $I_{k\nu}$ определяем величины $U_{k\nu}$, $Z_{k\nu}^{\text{ЭКВ}}$ и $Z'_{k,\nu+1}$ по следующим формулам:

$$U_{k\nu} = I_{k\nu} Z_{k\nu},$$

$$Z_{k\nu}^{\text{ЭКВ}} = \frac{U_{k\nu}}{I_{k\nu}}, \quad (26)$$

$$Z'_{k,\nu+1} = \frac{U_{k\nu}}{I_{k,\nu+1}}, \quad k = \overline{1,3}.$$

В результате искомую величину межабонентского сопротивления \dot{z}_ν можно вычислить по формуле (16). Отметим, что процесс идентификации вектора параметров $\dot{Z} = [\dot{z}_1, \dot{z}_2, \dots, \dot{z}_n]$, $k = \overline{1,3}$, необходимо начинать с конечных участков РЭС, имеющих координаты (k, n) .

Построение алгоритма идентификации параметров РЭС. Полученные результаты позволяют сформулировать следующий алгоритм идентификации вектора параметров \dot{Z} :

1. Синхронный опрос абонентских приборов учета электроэнергии и головного трехфазного счетчика АСКУЭ.
2. Запись полученных данных со счетчиков АСКУЭ в базу данных автоматизированной системы и формирование векторов I'_k и U'_k , $k = \overline{1,3}$.
3. Определение абонентских сопротивлений $\dot{Z}_{k\nu}$ по формулам (3) и (4), где $k = \overline{1,3}$, $\nu = \overline{1, n}$.
4. Вычисление мощностей $\dot{S}_{k\nu}^a$ по формулам (7), $k = \overline{1,3}$, $\nu = \overline{1, n}$.

5. Определение общих сопротивлений Z_{kv}^a для точек (k, v) для каждой фазы по формулам (9), $k = \overline{1,3}$, $v = \overline{1,n}$.
6. Вычисление межабонентских токов I_{kv} по формулам (10). При этом входные желаемые фазные токи I_k^0 определяются по формулам (11), где $k = \overline{1,3}$.
7. Проверка условий (2). При их выполнении в РЭС отсутствуют НОЭ и переход к пункту 8.
8. Формирование уравнений идентификации параметров (23).
9. Решение системы уравнений (23) начиная с конечных участков РЭС, т.е. последовательно для участков с координатами $(k, n), (k, n - 1), (k, n - 2), \dots, (k, 1)$ каждый раз определяя соответствующие векторы $\bar{\lambda}_k^* = [\lambda_{kv}^*, \lambda_{k,v+1}^*]$ для каждого значения k , где v последовательно принимает значения: $v = n, v = n - 1, v = n - 2, \dots, v = 1$.
10. Вычисление фазовых разностей $\varphi_{kv}^{\text{ЭКВ}}$ и $\varphi'_{k,v-1}$ по формулам (24), $k = \overline{1,3}$, $v = \overline{1,n}$.
11. Оценка компонентов векторов $I_k = [I_{k1}, I_{k2}, \dots, I_{kn}]$ по формулам (25), $k = \overline{1,3}$.
12. Вычисление компонентов векторов $U_k = [U_{k1}, U_{k2}, \dots, U_{kn}]$ и сопротивлений $Z_{kv}^{\text{ЭКВ}}$ и $Z'_{k,v+1}$ по формулам (26), $k = \overline{1,3}$, $v = \overline{1,n}$.
13. Определение искомых межабонентских сопротивлений \dot{z}_v по формулам (16), $v = \overline{1,n}$, т.е. искомого вектора $\dot{Z} = [\dot{z}_1, \dot{z}_2, \dots, \dot{z}_n]$.
14. Окончание процедуры идентификации параметров виртуальной сети.

Выводы:

Предложена новая методика решения задачи идентификации параметров межабонентских участков магистральной линии четырехпроводной распределительной сети в условиях наличия в ней несанкционированных потребителей электроэнергии. В качестве исходной информации используются данные, полученные со счетчиков электроэнергии АСКУЭ. Получены математические соотношения, описывающие функциональные связи между искомыми параметрами и переменными трехфазной сети. При этом проблема идентификации сводится к решению систем линейных алгебраических уравнений на основе численного алгоритма. Полученные результаты можно использовать для создания специального программного обеспечения функциональных задач диагностики состояния проводов магистральной линии и мониторинга потерь электроэнергии в распределительных сетях в составе АСКУЭ.

Список литературы:

1. **Якушев, К.В.** Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии для розничного рынка [Текст] / К.В. Якушев // Информатизация и системы управления в промышленности. - 2009. - № 3(23). - С. 9-13.
2. **Киселев, М.Г.** Симметрирование токов в сетях электроснабжения силовым электрическим регулятором неактивной мощности [Текст] / М.Г. Киселев, М.Г. Лепанов // Электротехника. - 2018. - №11. - С. 63-70.
3. **Оморов, Т.Т.** К проблеме оптимизации несимметричных режимов работы распределительных сетей [Текст] / Т.Т. Оморов, Б. К. Такырбашев // Приборы и системы. Управление, контроль, диагностика. - 2016. - № 6. - С. 11–15.
4. **Наумов, И.В.** Патент № 2490768 (РФ). Симметрирующее устройство для трехфазных сетей с нулевым проводом [Текст] / И.В. Наумов, Д.А.Иванов, С.В. Подъячих, Гантулга Дамдинсурэн // Бюлл. № 23. 20.08.2013.
5. **Omorov, T.T.** Digital control of electric power flows in non-symmeter distribution networks as a composition of AM-RCS [Текст] / [T.T. Omorov, K. Takyrbashev, K.E. Zakiriaeov, T.Zh. Koibagarov] // Energy Systems Research. - 2021. - № 1.- Pp. 38–46.
6. **Дед, А.В.** Оценка дополнительных потерь мощности в электрических сетях 0,38 кВ на основе

- экспериментальных данных [Текст] / А. В. Дед, С. В. Бирюков, А. В. Паршукова // Успехи современного естествознания – 2014.– № 11. - С. 64-67.
7. **Оморов, Т.Т.** К проблеме идентификации технических и коммерческих потерь электроэнергии в составе АИИС КУЭ [Текст] / [Т.Т. Оморов, Р.Ч. Осмонова, Т.Ж. Койбагаров, А.Ш. Эралиева] // Энергетика. Передача и распределение.- 2018. -№5 (50). -С. 56–60.
 8. **Kirankumar, T.** Power theft detection using probabilistic neural network classifier [Текст] / T. Kirankumar, G.N. Sri Madhu // International Research Journal of Engineering and Technology. – 2018. – Vol. 5, no. 8. – Pp. 834–838.
 9. **Jeyaranjani, J.** Machine learning algorithm for efficient power theft detection using smart meter data / J. Jeyaranjani, D. Devaraj // International Journal of Engineering & Technology. – 2018. – Vol. 7, no. 3. – Pp. 900–904.
 10. **Оморов, Т.Т.** Метод идентификации несанкционированного отбора электроэнергии в распределительной сети по данным АСКУЭ / [Т.Т. Оморов, Б.К. Такырбашев, Т.Ж. Койбагаров, Р.Ч. Осмонова] // Электрические станции.- 2019.- № 2 (1051). - С. 37-41.
 11. **Черепанов, А.В.** Влияние несимметрии напряжений на энергоэффективность / А.В. Черепанов, В.А. Тихомиров, А.П. Куций // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. - 2017. -№5(56). - С.2007-2017.
 12. **Зеленский, Е.Г.** [Идентификация параметров распределительных сетей по синхронизированным измерениям токов и напряжений](#) [Текст] / Е.Г. Зеленский, Ю.Г. Кононов, И.И. Левченко // [Электротехника](#). -2016. -№7. - С. 3-8.
 13. **Кононов, Ю.Г.** Уточнение параметров участков линий сети среднего напряжения по данным синхронных измерений [Текст] / Ю.Г. Кононов, О.С. Рыбасова, В.С. Михайленко // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2018. – Т. 61, № 1. – С. 77–84.
 14. **Оморов, Т.Т.** Методика идентификации параметров магистральной линии распределительной сети по данным АСКУЭ / Т.Т. Оморов, Р.Ч. Осмонова, и др. // Вестник Казанского государственного энергетического университета. - 2021. -Т. 13. № 3 (51). - С. 168-177.
 15. **Демирчян, К.С.** Теоретические основы электротехники [Текст] / К.С. Демирчян, Л.Р. Нейман, А.В. Коровкин.- СПб.: Питер,2009. - 512 с.
 16. **Бахвалов, Н.С.** Численные методы [Текст] / Н.С. Бахвалов, Н.П. Жидков, Г.М. Кобельков. – М.: Лаб. базовых знаний, 2002. – 632 с.
 17. **Оморов, Т.Т.** Синтез системы управления многомерными объектами по критериальным ограничениям [Текст] / Т.Т. Оморов, Г.А. Кожекова // Известия Национальной Академии наук Кыргызской Республики. - 2009. - №1. - С. 45-52.
 18. **Оморов, Т.Т.** Краткий обзор методов анализа и синтеза нелинейных САУ [Текст] / Т.Т. Оморов, Б.О. Джолдошов // Известия Кыргызского государственного технического университета им. И.Раззакова.- Бишкек, 2012.-№26. -С. 28-36.

Поступила в редакцию: 25. 09. 2024 г.