



К ПРОБЛЕМЕ ПОСТРОЕНИЯ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ТРЕХ-ФАЗНОЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Т.Т. Оморов, Р.Ч. Осмонова, Т.Д.Койбагаров, Б.О.Джолдошев,
Институт автоматике и информационных технологий НАН КР,
г.Бишкек

Рассматривается трехфазная распределительная электрическая сеть (РЭС), функционирующая в несимметричном режиме. Сформулирована задача идентификации математической модели РЭС в составе автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ) на основе данных, полученных с абонентских счетчиков электроэнергии по каналам связи. Предложена методика решения задачи на основе комплексного представления переменных состояния (токов и напряжений) и оптимизации квадратической критериальной функции.

Ключевые слова: трехфазная сеть, математическая модель, идентификация модели.

В целях автоматизации и информатизации процессов в распределительных электрических сетях (РЭС) начали широко применяться новые технологии в виде автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ) [1]. При этом главной функцией этих информационных систем является коммерческий учет электроэнергии. В то же время значительного повышения эффективности существующих АСКУЭ можно достичь за счет разработки и внедрения новых функциональных подсистем, предназначенных для оперативного мониторинга электрического состояния сети [2-5], потерь электроэнергии [3, 6, 7], а также управления режимами работы РЭС [8-13] в условиях несимметрии токов и напряжений [14-16]. Следует отметить, что существующие

методы и технологии не позволяют в достаточной степени решать эти задачи, так как в настоящее время практически отсутствуют соответствующие модели и методы их решения в режиме реального времени [7, 17-21]. В статье предлагается один из возможных методов идентификации математической модели трехфазной РЭС в условиях несимметрии токов и напряжений.

В качестве объекта рассматривается четырехпроводная РЭС, расчетная схема которой показана на рис.1, где k, ν - индексные переменные, обозначающие соответственно номера фаз А, В, С ($k = \overline{1,3}$) и электрических контуров ($\nu = \overline{1, n}$);

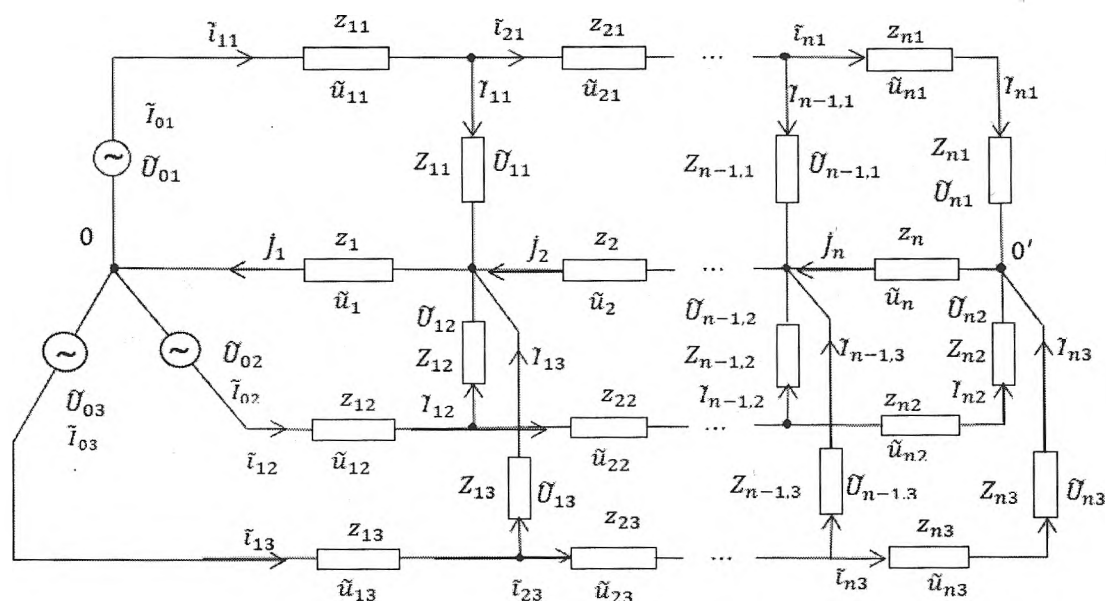


Рис. 1. Расчетная схема трехфазной РЭС

I_{vk}, U_{vk}, Z_{vk} – синусоидальные мгновенные ток, напряжение и сопротивление нагрузки (электроприемника) с координатой (v, k) ; i_{vk}, z_{vk} – мгновенный ток и комплексное сопротивление v -го межабонентского участка (МАУ) k -ой фазы; $\tilde{u}_{vk}, \tilde{u}_v$ – напряжения соответственно на v -ом МАУ k -й фазы и нейтрального провода; \tilde{I}_v, z_v – мгновенный ток и комплексное сопротивление v -го участка нейтрального провода; $U_{0k}, I_{0k} = \tilde{I}_{1k}$ – мгновенные синусоидальные напряжения и токи соответственно на входах соответствующих фаз.

Далее предполагается, что выполняются следующие условия:

1) фазные и нейтральные провода сети имеют одинаковые сечения, т.е. комплексные сопротивления $Z_{vk} = z_v$ ($k = \overline{1,3}, v = \overline{1,n}$), которые предварительно определяются и записываются в базу данных АСКУЭ [5];

2) в системе используются технические средства для подавления высших гармонических составляющих токов и напряжений в сети;

3) с абонентских счетчиков электроэнергии ($C_{\xi, vk}$) в базу данных АСКУЭ по каналам связи в дискретные моменты времени $t \in [t_{\xi}, t_{\xi+1}]$ с шагом дискретизации $\Delta t_{\xi} = t_{\xi+1} - t_{\xi}$ ($\xi = 1, 2, \dots$) поступают следующие данные:

- действующие значения токов I_{vk} и напряжений U_{vk} на нагрузках Z_{vk} ;
- величины активных P_{vk} и реактивных Q_{vk} мощностей на нагрузках Z_{vk} и коэффициенты мощности $\cos \varphi_{vk}$, определяемые фазовыми сдвигами φ_{vk} между соответствующими напряжениями U_{vk} и токами I_{vk} .

Как известно, мгновенные синусоидальные токи I_{vk} и напряжения U_{vk} на нагрузках Z_{vk} в установившемся режиме можно представить в комплексной форме [3, 18]

$$I_{vk} = I_{vk}^E + jI_{vk}^M = I_{vk} e^{j\alpha_{vk}}, \quad (1)$$

$$U_{vk} = U_{vk}^E + jU_{vk}^M = U_{vk} e^{j\psi_{vk}}, \quad (2)$$

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

где символы «в» и «м» обозначают вещественные и мнимые части соответствующих комплексных переменных; $I_{vk}, U_{vk}, \alpha_{vk}, \psi_{vk}$ – модули и фазовые сдвиги этих переменных. При этом

$$\alpha_{vk} = \alpha_{vk}^* + \alpha_{vk}, \quad \psi_{vk} = \psi_{vk}^* + \psi_{vk},$$

$$\varphi_{vk} = \psi_{vk} - \alpha_{vk},$$

$$\alpha_{vk}^* = 2(k-1)\pi/3, \quad \psi_{vk}^* = 2(k-1)\pi/3,$$

где α_{vk}, ψ_{vk} – приращения фазовых сдвигов относительно их номинальных значений α_{vk}^* и ψ_{vk}^* , обусловленные несимметрией токов и напряжений в сети. Следует отметить, что в существующих АСКУЭ межабонентские комплексные токи i_{vk}, \tilde{I}_v и напряжения $\tilde{u}_{vk}, \tilde{u}_v$ не

измеряются и не контролируются, что не дает возможность осуществлять оперативный мониторинг электрического состояния РЭС. В случае, когда построена модель нагрузок в форме (1) и (2) их можно определить на основе известных законов электротехники [22] (см. рис.1):

$$i_{vk} = \sum_{l=v}^n I_{lk} = \sum_{l=v}^n (I_{lk}^E + jI_{lk}^M),$$

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

$$\tilde{I}_v = i_{v1} + i_{v2} + i_{v3}, \quad \tilde{u}_v = \tilde{I}_v z_v, \quad v = \overline{1, n}. \quad (4)$$

Система соотношений (1) – (4) представляет собой математическую модель распределительной сети, функционирующей в условиях несимметрии токов и напряжений. Таким образом, по существу задача построения модели трехфазной сети сводится к задаче определения неизвестных приращений фазовых сдвигов α_{vk} и ψ_{vk} по данным, полученным со счетчиков электроэнергии и хранящимся в базе данных АСКУЭ.

Задача заключается в том, чтобы на основе данных, хранящихся в базе данных АСКУЭ построить модель рассматриваемой трехфазной сети (1) – (4), что позволяет идентифицировать не доступные для измерения переменные состояния несимметричной РЭС.

Метод решения задачи

Решение сформулированной выше задачи включает следующие основные этапы:

1. Определение уравнений электрических контуров сети.
2. Идентификация фазовых сдвигов.
3. Оценка токов и напряжений в трехфазной сети.

Определение уравнений электрических контуров сети. Предположим, что в момент времени $t \in [t_{\xi}, t_{\xi+1}]$ путем опроса счетчиков электроэнергии ($C_{\xi, vk}$) в базу данных АСКУЭ поступили данные измерений, перечень которых приведен выше. В целях оптимизации дальнейших вычислительных операций комплексные напряжения U_{vk} и токи I_{vk} преобразуем в относительные переменные u_{vk} и i_{vk} , описываемые следующими выражениями [15]:

$$u_{vk} = U_{vk}^E + jU_{vk}^M = U_{vk} e^{j\psi_{vk}},$$

$$i_{vk} = I_{vk}^E + jI_{vk}^M = I_{vk} e^{j\alpha_{vk}},$$

$$v = \overline{1, n}, \quad k = \overline{1, 3}. \quad (5)$$

где соответствующие модули, вещественные и мнимые части определяются формулами

$$u_{vk} = U_{vk}/U_{vk}^*, \quad i_{vk} = I_{vk}/I_{vk}^*, \quad (6)$$

$$U_{vk}^E = U_{vk}^E/U_{vk}^*, \quad U_{vk}^M = U_{vk}^M/U_{vk}^*,$$

$$I_{vk}^E = I_{vk}^E/I_{vk}^*, \quad I_{vk}^M = I_{vk}^M/I_{vk}^*,$$

а I_{vk}^*, U_{vk}^* – константы, определяющие базовые значения соответственно действующих токов I_{vk} и напряжений U_{vk} . В случае, когда $I_{vk}^* = I_{vk}$, а $U_{vk}^* = U_{vk}$ с учетом (6) выражения (5) упрощаются, т.е.

$$\dot{u}_{vk} = e^{j\dot{\psi}_{vk}}, \quad l_{vk} = e^{j\dot{\delta}_{vk}}. \quad (7)$$

Анализ показывает, что идентификация искомым параметров α_{vk} и ψ_{vk} упрощается, если для их определения рассматривать только отдельные фазы РЭС. В начале предположим, что функционирует только фаза А, т.е. $k=1$, а остальные фазы (В и С) отключены. Теперь рассмотрим конечный электрический контур указанной фазы с координатой $(n, 1)$. По условиям задачи сопротивления межабонентских участков рассматриваемого контура являются известными и равными, т.е. $z_{n1} = z_n$. В целях краткости записи в дальнейшем в качестве обозначений для исходных относительных величин сопротивлений и напряжений межабонентских участков сети принимаем исходные обозначения (z_n, Z_n, \dot{u}_{n1}) , использованные для обозначений соответствующих безотносительных величин. В этом случае баланс напряжений для конечного контура с координатой $(n, 1)$ имеет вид (рис. 1):

$$\dot{u}_{n-1,1} = 2\dot{u}_{n1} + \dot{u}_{n1}. \quad (8)$$

Через токи и сопротивления соотношение (8) можно записать в виде

$$l_{n-1,1} Z_{n-1,1} = l_{n1} (2Z_n + Z_{n1}),$$

который эквивалентен следующему выражению:

$$l_{n-1,1} Z_{n-1,1} = l_{n1} Z, \quad (9)$$

где

$$Z = 2Z_n + Z_{n1} = Z e^{j\beta} = Z \cos \beta + j Z \sin \beta.$$

$$l_{n-1,1} = e^{j\dot{\alpha}_{n-1,1}} = \cos \dot{\alpha}_{n-1,1} + j \sin \dot{\alpha}_{n-1,1},$$

$$l_{n1} = e^{j\dot{\alpha}_{n1}} = \cos \dot{\alpha}_{n1} + j \sin \dot{\alpha}_{n1}, \quad (10)$$

$$Z_{n-1,1} = e^{j\varphi_{n-1,1}} = \cos \varphi_{n-1,1} + j \sin \varphi_{n-1,1}.$$

Отметим, что модуль Z и аргумент β комплексного сопротивления Z вычисляются на основе исходных данных, которые по условиям задачи являются известными величинами и хранятся в базе данных АСКУЭ. Для фазы А, т.е. при $k=1$, фазовые сдвиги $\dot{\alpha}_{n-1,1} = \dot{\alpha}_{n1} = \alpha_{n-1,1}$, $\dot{\alpha}_{n1} = \alpha_{n1}$ так как $\alpha_{n-1,1}^* = \alpha_{n1}^* = 0$. Для наглядности и краткости записи в дальнейших выкладках введем следующие обозначения:

$$\alpha_1 = \alpha_{n-1,1}, \quad \alpha_2 = \alpha_{n1},$$

$$c_1 = \cos \varphi_{n-1,1}, \quad c_2 = \cos \varphi_{n1},$$

$$s_1 = \sin \varphi_{n-1,1}, \quad s_2 = \sin \varphi_{n1},$$

$$a_1 = Z \cos \beta, \quad a_2 = Z \sin \beta.$$

Тогда с учетом выражений (10) соотношение (9) можно представить в виде:

$$E_1(\alpha_1, \alpha_2) + j E_2(\alpha_1, \alpha_2) = 0, \quad (11)$$

где вещественная и мнимая части соотношений (11) определяются по формулам

$$E_1(\alpha_1, \alpha_2) = c_1 \cos \alpha_1 + s_1 \sin \alpha_1 - a_1 \cos \alpha_2 + a_2 \sin \alpha_2,$$

$$E_2(\alpha_1, \alpha_2) = c_1 \sin \alpha_1 + s_1 \cos \alpha_1 - a_1 \sin \alpha_2 - a_2 \cos \alpha_2. \quad (12)$$

Для определения искомым параметров α_1 и α_2 будем использовать алгоритм, пред-

ложенный в [22-24]. Основная его идея состоит в следующем. Вводятся ошибки идентификации, определяемые функциями $E_1(\alpha_1, \alpha_2)$ и $E_2(\alpha_1, \alpha_2)$, и вектор-параметр $\alpha = [\alpha_1, \alpha_2]$, составленные из искомым параметров. Далее на их основе определяется квадратическая критериальная (штрафная) функция в виде:

$$E(\alpha) = E_1^2(\alpha) + E_2^2(\alpha). \quad (13)$$

В результате задача определения вектора $\alpha = [\alpha_1, \alpha_2]$, обеспечивающего минимум критериальной функции $E(\alpha)$ сводится к решению следующей экстремальной задачи:

$$\min_{\alpha \in R^2} E(\alpha) = E(\alpha^*), \quad (14)$$

где R^2 — двумерное арифметическое пространство; α^* — искомый вектор-параметр.

Для решения экстремальной задачи (14) можно использовать известные численные методы [25-27]. Далее рассмотрим применение вычислительной процедуры, предложенной в [22, 23]. В процессе поиска экстремума штрафной функции $E(\alpha)$, вектор-параметр α изменяется во времени t , следовательно, варьируются и значения функции $E(t) = E[\alpha(t)]$. Для того, чтобы штрафная функция $E(\alpha)$, определяемая формулой (13), убывала с течением времени t достаточно выполнения следующего соотношения:

$$\int_0^t E \frac{dE}{dt} dt < 0. \quad (15)$$

Поддержание критериального соотношения (15) обеспечивается целенаправленным движением (адаптацией) вектора $\alpha = [\alpha_1, \alpha_2]$ в пространстве искомым параметров. Для этой цели необходимо получить уравнения адаптации компонентов вектора α во времени t . Вначале определяется производная штрафной функции:

$$\frac{dE}{dt} = 2E_1 \frac{dE_1}{dt} + 2E_2 \frac{dE_2}{dt}.$$

Производные функций $E_1(\alpha_1, \alpha_2)$ и $E_2(\alpha_1, \alpha_2)$ по времени t на основе выражений (12) определяются по следующим формулам:

$$\frac{dE_1}{dt} = -(c_1 \sin \alpha_1 + s_1 \cos \alpha_1) \frac{d\alpha_1}{dt} + (a_1 \sin \alpha_2 + a_2 \cos \alpha_2) \frac{d\alpha_2}{dt},$$

$$\frac{dE_2}{dt} = -(c_1 \cos \alpha_1 + s_1 \sin \alpha_1) \frac{d\alpha_1}{dt} + (a_1 \sin \alpha_2 - a_2 \cos \alpha_2) \frac{d\alpha_2}{dt}.$$

Теперь подставляя выражение для dE/dt в соотношение (15) на основе методики, изложенной в [22, 23], получаем следующие уравнения адаптации искомого вектор-параметра $\alpha = [\alpha_1, \alpha_2]$:

$$\frac{d\alpha_1}{dt} = \gamma_1 f_1(\alpha_1, \alpha_2), \quad (16)$$

$$\frac{d\alpha_1}{dt} = \gamma_2, f_2(\alpha_1, \alpha_2),$$

где $f_1(\alpha_1, \alpha_2)$ и $f_2(\alpha_1, \alpha_2)$ функции, определяемые по формулам

$$f_1(\alpha_1, \alpha_2) = E_2(c_1 \cos \alpha_1 - s_1 \sin \alpha_1) - E_1(c_1 \sin \alpha_1 + s_1 \cos \alpha_1),$$

$$f_2(\alpha_1, \alpha_2) = E_1(a_1 \sin \alpha_2 + a_2 \cos \alpha_2) + E_2(a_2 \sin \alpha_2 - a_1 \cos \alpha_2);$$

γ_1, γ_2 – вещественные отрицательные числа, т.е. $\gamma_1 < 0, \gamma_2 < 0$.

Далее определяем установившиеся решения системы дифференциальных уравнений (16):

$$\lim_{t \rightarrow \infty} \alpha_1 = \alpha_1^*, \quad \lim_{t \rightarrow \infty} \alpha_2 = \alpha_2^*.$$

При достаточно малом значении $E(\alpha^*)$, близком к нулю, компоненты найденного вектора $\alpha^* = [\alpha_1^*, \alpha_2^*]$ являются искомыми параметрами, т.е. $\alpha_{n-1,1} = \alpha_1^*$ и $\alpha_{n1} = \alpha_2^*$. Далее определяются приращения фазовых сдвигов $\psi_{n-1,1}$ и ψ_{n1} напряжений $\dot{U}_{n-1,1}$ и \dot{U}_{n1} на нагрузках $Z_{n-1,1}$ и Z_{n1} по известным формулам [18]:

$$\psi_{n-1,1} = \alpha_1^* + \varphi_{n-1,1}, \quad \psi_{n1} = \alpha_2^* + \varphi_{n1}.$$

Расчет приращений фазовых сдвигов $\alpha_{n-1,2}, \alpha_{n2}, \psi_{n-1,2}, \psi_{n2}$ и $\alpha_{n-1,3}, \alpha_{n3}, \psi_{n-1,3}, \psi_{n3}$ напряжений и токов на соответствующих нагрузках конечных электрических контуров фаз С и В сети осуществляется по вышеизложенной методике.

Оценка токов и напряжений в трехфазной сети. Полученные выше результаты позволяют определить токи i_{vk}, j_v и напряжения \dot{u}_{vk}, \dot{u}_v межабонентских участков сети, которые не доступны для измерения. Для этой цели используются формулы (1) - (4). При этом расчет указанных переменных необходимо осуществлять начиная с конечных электрических контуров трехфазной сети (последовательно принимается, что $v = n, v = n-1, v = n-2, \dots, v = 1$):

$$i_{vk} = \sum_{l=v}^n I_{lk} = \sum_{l=v}^n (I_{lk}^R + jI_{lk}^X), \quad v = n, n-1, \dots, 1,$$

$$\dot{u}_{vk} = i_{vk} z_{vk}, \quad k = \overline{1,3}.$$

$$j_v = i_{v1} + i_{v2} + i_{v3}, \quad \dot{u}_v = j_v z_v.$$

Таким образом, полученные выше результаты дают возможность идентифицировать электрическое состояние распределительной сети в условиях несимметрии токов и напряжений.

Выводы. Предложена методика построения математической модели трехфазной распределительной сети, функционирующей в несимметричном режиме. Ее основу составляет вычислительная схема, позволяющая идентификацию неизвестных фазовых сдвигов токов и напряжений на нагрузках по измерительным данным АСКУЭ, полученным по каналам связи с абонентских счетчиков электроэнергии. При этом процедура нахождения искомым параметров сводится к выполнению определен-

ных критериальных условий, обеспечивающих выполнение заданных требований к ошибкам идентификации. Найдены уравнения адаптации фазовых сдвигов токов и напряжений на нагрузках сети, решение которых позволило определить искомые параметры математической модели трехфазной сети. Полученные результаты можно использовать для оперативного мониторинга электрического состояния распределительной сети и потерь электроэнергии в режиме реального времени в составе АСКУЭ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Еремина М.А. Развитие автоматических систем коммерческого учета энергоресурсов (АСКУЭ) // Молодой ученый. 2015. №3. С. 135-138.
2. Vanin A.S., Valyanski A.V., Nasyrov R.R., Tul'skii V.N. Quality monitoring of electrical power to evaluate the operational reliability of power equipment and active-adaptive voltage control in distribution power grids. Russian Electrical Engineering. 2016. Т. 87. № 8. pp. 452-456.
3. Оморов Т.Т., Такырбашев Б.К. Идентификация и мониторинг потерь электроэнергии в распределительной сети в составе АСКУЭ // Электричество. 2016, №11. С.4–11.
4. Genin V.S., Koznov V.V., Fel'dman S.O. Diagnostic monitoring in a distribution network Russian Electrical Engineering. 2015. Т. 86. № 2. pp. 79-82.
5. Оморов Т.Т., Такырбашев Б.К. Диагностика состояний электрических линий распределительных сетей в составе АСКУЭ // Контроль. Диагностика. 2017. №5. С.44-48.
6. Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии. –М.: ЭНАС, 2009. –456с.
7. Сапронов А.А., Кужеков С.Л., Тынянский В.Г. Оперативное выявление неконтролируемого потребления электроэнергии в электрических сетях напряжением до 1 кВ // Изв.вузов. Электромеханика. 2004. №1. С.55-58.
8. Omorov T.T., Takyrbashev B. K., Osmonova R.Ch. Synthesis of the managing director of the subsystem for optimization of the operating mode of the distributive electric network // Engineering Studies. 2016, №3. pp. 606-615.
9. Солопов Р.В. Критериальная комплексная оптимизация в электроэнергетических системах // Электротехника. 2017. №5. С. 41-45.
10. Бесараб А.Н., Невольниченко В.Н., Шабовта М.Ю., Соколов Я.А., Тищенко И.И. Оптимизация параметров режимов распределительных сетей сельскохозяйственного назначения напряжением 35 кВ // Электротехнические и компьютерные системы. 2016. № 22 (98). С. 183-188.
11. Коровкин Н.В., Одинцов М.В., Фролов О.В. Управление установившимися режимами энергосистем с использованием векторного

критерия качества // Электричество. №1, 2015. С.13-19.

12. Оморов Т.Т. Симметрирование распределенной электрической сети методом цифрового регулирования // Мехатроника, автоматизация, управление. 2018. Т. 19. № 3. С. 194-200.

13. Косоухов Ф.Д., Васильев Н.В., Филиппов А.О. Снижение потерь от несимметрии токов и повышение качества электрической энергии в сетях 0,38 кВ с коммунально-бытовыми нагрузками // Электротехника. 2014. №6. С. 8-12.

14. Пономаренко О.И., Холиддинов И.Х. Влияние несимметричных режимов на потери мощности в электрических сетях распределенных систем электроснабжения // Энергетик. 2015. №12. С.6-8.

15. Оморов Т.Т., Такырбашев Б.К., Осмонова Р.Ч. К проблеме моделирования несимметричных распределительных электрических сетей в составе АСКУЭ // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. 2017. Т. 17. № 1. С. 21-28.

16. Авербух М.А., Жилин Е.В. О потерях электроэнергии в системах электроснабжения индивидуального жилищного строительства // Энергетик. 2016. №6. – С. 54-56.

17. Кочергин С.В., Кобелев А.В., Хребтов Н.А., Киташин П.А., Терехов К.И. Моделирование сельских распределительных электрических сетей 10/0,4 кВ // Fractal simulation. 2013. №1. С.5-13.

18. Демирчян К.С. Теоретические основы электротехники /Демирчян К.С., Нейман Л.Р., Коровкин А.В. Т.1. –СПб.: Питер, 2009. -512 с.

19. Kavalerov B.V., Petrochenkov A.B., Odin K.A., Tarasov V.A. A method for development of software packages for mathematical simulation of electric power systems. Russian Electrical Engineering. 2015. Т. 86. № 6. pp. 331-338.

20. Степанов А.С., Степанов С.А., Костюкова С.С. Идентификация параметров моделей элементов электрических сетей на основе теоремы Теллегена // Электротехника. 2016. №7. С. 8-11.

21. Зеленский Е.Г., Кононов Ю.Г., Левченко И.И. Идентификация параметров распределительных сетей по синхронизированным измерениям токов и напряжений // Электротехника. 2016. №7. С.3-8.

22. Оморов Т.Т., Осмонова Р.Ч., Курманалиева Р.Н., Такырбашев Б.К. К проблеме идентификации состояний распределительных сетей в системах автоматизации контроля и учета электроэнергии // Автоматизация и управление в технических системах. 2016. № 3 (20). С. 5.

23. Оморов Т.Т., Кожекова Г.А. Синтез законов управления взаимосвязанными электроприводами // Приборы и системы. Управление, контроль, диагностика. 2009. №10. -С.10-13.

24. Оморов Т.Т., Кожекова Г.А. Синтез системы управления синхронным генератором // Приборы и системы. Управление, контроль, диагностика. 2011. №1. -С. 5-9.

25. Бахвалов Н.С. Численные методы. – М.: Наука, 1975. -632с.

26. Пшеничный Б.Н., Данилин Ю.М. Численные методы в экстремальных задачах. –М.: Наука, 1975. -319с.

27. Реклейтис Г., Рейвиндран А., Рэгсдел К. Оптимизация в технике. Книга 2. –М.: Мир, 1986. -320с.

1. Eremina M.A. Razvitie avtomaticheskikh sistem kommercheskogo ucheta jenergoresursov (ASKUJE) [Development of automatic systems for commercial accounting of energy resources (AMRMS)] // Molodoj uchenyj. 2015. №3. pp. 135-138.
2. Vanin A.S., Valjanski A.V., Nasyrov R.R., Tul'skii V.N. Quality monitoring of electrical power to evaluate the operational reliability of power equipment and active-adaptive voltage control in distribution power grids. Russian Electrical Engineering. 2016. Т. 87. № 8. С. 452-456.
3. Omorov T.T., Takyrbashev B.K. Identification and monitoring of losses of the electric power in distributive network as a part of ACSEA. Electricity. 2016, no.11. pp.4-11.
4. Genin V.S., Koznov V.V., Fel'dman S.O. Diagnostic monitoring in a distribution network Russian Electrical Engineering. 2015. Т. 86. № 2. С. 79-82.
5. Omorov T.T., Takyrbashev B.K. Diagnostika sostoyanij ehlektricheskikh linij raspreditel'nyh setej v sostave ASKUEH [Diagnostics of conditions of electric lines of distributive networks as a part of ASCAE] // Kontrol'. Diagnostika. -2017. №5. pp.44-48.
6. Zhelezko Ju.S. Poteri jelektroenergii. Reaktivnaj amoshnost'. Kachestvo jelektroenergii [Power loss. Reactive power. Power quality]. Moscow, JeNAS Publ., 2009, 456 p.
7. Saponov A.A., Kuzhekov S.L., Tynjanskij V.G. [Expeditious identification of uncontrollable electricity consumption in electric networks up to 1 kV]. Izvestija vuzov. Jelektromehanika [News of higher education institutions. Electromechanics] 2004. no.1. pp. 55-58.
8. Omorov T.T., Takyrbashev B. K., Osmonova R.Ch. Synthesis of the managing director of the subsystem for optimization of the operating mode of the distributive electric network // Engineering Studies. 2016, №3. pp. 606-615.
9. Solopov R.V. Criterion complex optimization in electric-power systems // Russian Electrical Engineering. 2017. Т. 88. № 5. С. 280-284.
10. Besarab A.N., Nevol'nichenko V.N., SHabovta M.JU., Sokolov JA.A., Tiwenko I.I. Optimizacija parametrov rezhimov raspreditel'nyh setej

- sel'skoho-zajstvennogo naznachenija naprjazheniem 35 kv [Optimization of parameters of modes of distribution networks of agricultural purpose with a voltage of 35 kV] // JElektrotehnikeskie i komp'juternye sistemy. 2016. № 22 (98). pp. 183-188.
11. Korovkin N.V., Odintsov M.V., Frolov O.V. Upravlenie ustanovivshimisya rezhimami energosistem s ispolzovaniem vektornogo kriteriya kachestva [Management of steady-state power system modes using the vector quality criterion] // Elektrichestvo. No.1. 2015. pp.13-19.
 - 12.
 13. Kosouhov F.D., Vasil'ev N.V., Filippov A.O. Snizhenie poter' ot nesimmetrii tokov i povyshenie kachestva ehlektricheskoi ehnergii v setyah 0,38 kV s kommunal'no-bytovymi nagruzkami [Decrease in losses from asymmetry of currents and improvement of quality of electric energy in networks of 0,38 kV with household loadings]. Elektrotehnika [Electrical Equipment]. 2014. no.6. pp.8-12. (in Russ.)
 14. Ponomarenko O.I., Holiddinov I.H. Vliyanie nesimmetrichnykh rezhimov na poteri moshchnosti v ehlektricheskikh setyah raspredelennykh sistem ehlektrosnabzheniya [Influence of the asymmetrical modes on losses of power in electric networks of the distributed systems of power supply] // EHnergetik. 2015. №12. p.6-8.
 15. Omorov T.T., Takyrbashev B. K., Osmonova R.Ch. K probleme modelirovaniya nesimmetrichnykh raspredelitel'nykh ehlektricheskikh setej v sostave ASKUEH [On modelling unbalanced distributive networks incorporated in ASCAE] // Vestnik yuzhno-ural'skogo gosudarstvennogo universiteta. Seriya ehnergetika. -2017. №1. pp.21-28
 16. Averbuh M.A., ZHilin E.V. O poteryah elektroehnergii v sistemah ehlektrosnabzheniya individual'nogo zhilishchnogo stroitel'stva [About losses of the electric power in systems of power supply of individual housing construction]. – Energetik. 2016. no.6. – S. 54–57.
 17. Kochergin S.V., Kobelev A.V., Hrebtov N.A., Kitashin P.A., Terehov K.I. Modeling of rural distributive electric networks 10/0,4 of kV. Fractalsimulation Publ., 2013. no.1.
 18. Demirchjan K.S., Nejman L.R., Korovkin A.V. Teoreticheskie osnovy jelektrotehniki [Theoretical foundations of electrical engineering] Vol.1. SPb., Piter, 2009, 512 p.
 19. Kavalerov B.V., Petrochenkov A.B., Odin K.A., Tarasov V.A. A method for development of software packages for mathematical simulation of electric power systems. Russian Electrical Engineering. 2015. T. 86. № 6. C. 331-338.
 20. Stepanov A.S., Stepanov S.A., Kostyukova S.S. Identification of parameters of models of electric network elements on the basis of Tellegen's theorem // Russian Electrical Engineering. 2016. T. 87. № 7. C. 369-372.
 21. Zelenskii E.G., Kononov Y.G., Levchenko I.I. Identification of the parameters of distribution networks by synchronized current and voltage measurements // Russian Electrical Engineering. 2016. T. 87. № 7. C. 363-368.
 - 22.
 23. Reklaitis G.V., Ravindran A., Ragsdell K.M. Engineering optimization methods and applications. V.2. –M.: Mir, 1986. -320p.

Оморов Туратбек Турсунбекович, д-р техн. наук, член-корр., зав.лабораторией, Национальная академия наук Кыргызской Республики. Тел.: +996770001760. E-mail: omorovtt@mail.ru.
 Осмонова Рима Чынарбековна, млад.науч.сотр, Национальная академия наук Кыргызской Республики. Тел.: +996553730328. E-mail: r.osmonova@mail.ru.
 Койбагаров Таалайбек Джергалбекович, аспирант, Национальная академия наук Кыргызской Республики. Тел.: +996550008267. E-mail: koibagarov@bk.ru
 Джолдошев Бекболот Оморович, глав.науч.сотр, Национальная академия наук Кыргызской Республики. Тел.: +996770210157. E-mail: bekbolot2009@vandex.ru.
 Omorov Turatbek Tursunbekovich, Doctor of Engineering Sciences, corresponding member, Head of the laboratory, National Academy of Science of the Kyrgyz Republic, Tel.: +996770001760. E-mail: omorovtt@mail.ru

Приложение 1

Omorov T.T., Osmonova R.CH., Koibagarov T.J.,
Takyrbashev B.K.

TO THE PROBLEM OF CONSTRUCTION OF THE MATHEMATICAL MODEL OF A THREE PHASE DISTRIBUTION ELECTRIC NETWORK

It is considered three-phase distribution
electric network (DEN), operating in an

asymmetrical mode. The task of identifying a
mathematical model of a DEN as part of an
automated meter reading and control system
(AMRCS) is formulated based on data obtained
from customer meters of electricity via
communication channels. A method for solving
the task based on a complex formulation of state
variables (currents and voltages) and optimization
of a quadratic criterial function is proposed.

Keywords: three-phase electric network,
mathematical model, identification of model.