

## РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ МЕЖАБОНЕНТСКИХ УЧАСТКОВ РАСПРЕДСЕТИ

*Осмонова Рима Чынарбековна*, к.т.н., доцент, Кыргызский государственный технический университет им. И. Раззакова, Кыргызстан, 720044, г. Бишкек, пр. Ч.Айтматова 66, e-mail: [r.osmonova@mail.ru](mailto:r.osmonova@mail.ru)

*Койбагаров Таалайбек Джергалбекович*, аспирант, Национальная академия наук Кыргызской Республики, г.Бишкек, e-mail: [koibagarov@bk.ru](mailto:koibagarov@bk.ru).

*Жаныбаев Тилебалды Оторбекович*, зам.ген.директора, ОАО «Северэлектро», Кыргызская Республика, Чуйская область, Аламудунский район, с.Лебединовка, ул.Чкалова, e-mail: [zhanybaev1979@mail.ru](mailto:zhanybaev1979@mail.ru)

*Оморов Туратбек Турсунбекович*, д.т.н., член-корреспондент Национальной академии наук Кыргызской Республики, г.Бишкек, пр. Чуй, 66а, e-mail: [omorovtt@mail.ru](mailto:omorovtt@mail.ru). ORCIDID 0000- 0002- 5902- 0220

**Аннотация.** При эксплуатации распределительных сетей напряжением 0,4 кВ, в которых внедрены автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ), имеется возможность расчета сопротивлений (параметров) их межабонентских участков с целью диагностики проводов магистральных линий в режиме реального времени. При этом для этой цели можно использовать соответствующие методы идентификации указанных параметров и информационных технологий на их основе. В статье приводятся расчет параметров несимметричной распредсети напряжением 0,4 кВ заданной структуры с использованием разработанного авторами комплекса программных средств. Предполагается, что для этой цели используются исходные данные АСКУЭ, полученные по каналам связи со счетчиков электроэнергии, установленных у абонентов трехфазной сети. Особенностью используемого алгоритма является то, что при этом не идентифицируются векторы комплексных токов и напряжений, описывающих электрическое состояние трехфазной сети. Результатами расчета являются вещественные и мнимые части комплексных сопротивлений межабонентских участков сети, а также их модулей, которые можно использовать для диагностики состояний проводов ее магистральной линии на основе оценки уровня их износа.

**Ключевые слова:** распределительная сеть, параметры сети, расчет параметров сети.

## CALCULATION OF PARAMETERS OF INTER-SUBSCRIBER PLOTS OF THE DISTRIBUTION

*Osmonova Rima Chynarbekovna*, Ph.D., Senior Lecturer, Kyrgyz State Technical University I. Razzakova, Kyrgyzstan, 720044, Bishkek, 66 Aitmatova Ave., [r.osmonova@mail.ru](mailto:r.osmonova@mail.ru)

*Koibagarov Taalaibek Dzhyrgalbekovich*, Doctoral Candidate, National Academy of Sciences of the Kyrgyz Republic, Bishkek. [koibagarov@bk.ru](mailto:koibagarov@bk.ru).

*Zhanybaev Tilebaldy Otorbekovich*, Deputy General Director, OJSC Severelectro, Kyrgyz Republic, Chuy Oblast, Alamudun Region, Lebedinovka village, Chkalova St., e-mail: [zhanybaev1979@mail.ru](mailto:zhanybaev1979@mail.ru)

*Omorov Turatbek Tursunbekovich*, Doctor of Technical Sciences, Corresponding Member of the National Academy of Sciences of the Kyrgyz Republic, Bishkek city, Chui Ave., 66a, [omorovtt@mail.ru](mailto:omorovtt@mail.ru). ORCIDID 0000- 0002-5902-0220

**Annotation.** When operating distribution networks with a voltage of 0.4 kV, in which automated control and metering systems for electricity (ASKUE) are introduced, it is possible to calculate the resistances (parameters) of their inter-station sections for the purpose of real-time diagnostics of trunk lines. Moreover, for this purpose, you can use the appropriate methods for

identifying these parameters and information technologies based on them. The article presents the calculation of the parameters of an asymmetric distribution network with a voltage of 0.4 kV of a given structure using a software package developed by the authors. It is assumed that for this purpose, the initial ASCAE data is used, obtained through communication channels from electricity meters installed at subscribers of a three-phase network. A feature of the algorithm used is that it does not identify the vectors of complex currents and voltages that describe the electrical state of a three-phase network. The calculation results are the real and imaginary parts of the complex resistances of inter-subscriber sections of the network, as well as their modules, which can be used to diagnose the state of the wires of its trunk line based on the assessment of their wear level.

**Keywords:** distribution network, network parameters, calculation of network parameters.

**Введение.** Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ) [1] находят все большее применение и внедряются по всему миру. Но в реализуемых АСКУЭ практически отсутствуют алгоритмические и программные средства, предназначенные для реализации таких важных диагностических и оптимизационных задач, как определение уровня износа магистральных линий распределительных электрических сетей (РЭС), идентификация обрывов [2-4] в них, локализация утечек тока в сети, включая несанкционированные отборы электроэнергии [5, 6], при этом возникают новые проблемы, требующие решения. Так, не удастся в полной мере использовать потенциальные возможности цифровых технологий, используемых при создании АСКУЭ, что не позволяет достичь достаточно высокого уровня технико-экономических показателей внедряемых автоматизированных систем и распределительных компаний.

Таким образом, проблема совершенствования существующих АСКУЭ тесно связана с разработкой новых моделей и методов, адаптированных к условиям функционирования распределительных сетей, для большинства которых характерны такие факторы как несимметрия токов и напряжений [10-12], а также периодическая изменчивость параметров магистральных линий РЭС в зависимости от климатических и других условий.

В связи с этим возникает проблема оценки параметров распределительных сетей. Известные методы параметрической идентификации [13-15] в недостаточной степени адаптированы для их применения в режиме реального времени.

В работе [16] предложен метод параметрической идентификации несимметричной РЭС, вычислительная схема которого основана на алгоритмах синтеза регуляторов систем автоматического управления техническими объектами [17, 18]. При этом в качестве исходных данных используются измерительная информация, полученная с абонентских счетчиков электроэнергии. Алгоритм метода ориентирован на создание алгоритмического и специального программного обеспечения подсистемы оперативного мониторинга потерь электроэнергии и диагностики состояний межабонентских участков магистральной линии распределительной сети в составе АСКУЭ. На основе этого метода разработан программный комплекс идентификации параметров распределительной сети по данным АСКУЭ. В данной статье указанный комплекс использован для расчета сопротивлений проводов межабонентских участков магистральной линии трехфазной сети заданной структуры.

**Постановка задачи.** В качестве объекта исследования рассматривается четырехпроводная РЭС напряжением 0,4 кВ, расчетная схема которой показана на рис. 1.

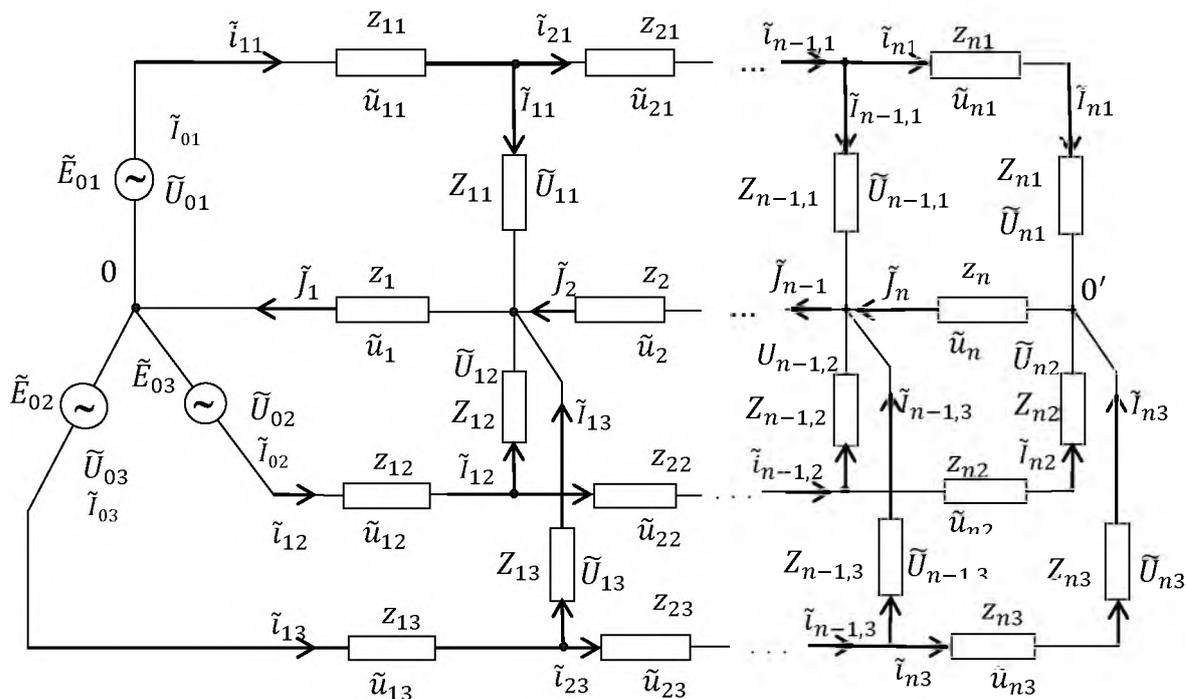


Рис.1. Расчетная схема трехфазной сети

Обозначения имеют следующий смысл:  $k, \nu$  - индексные переменные, обозначающие соответственно номера фаз A, B, C ( $k = \overline{1,3}$ ) и электрических контуров сети ( $\nu = \overline{1,n}$ );  $\tilde{E}_{0k}$  - ЭДС -ой фазы;  $\tilde{U}_{0k}, \tilde{I}_{0k} = \tilde{i}_{1k}$  - мгновенные синусоидальные напряжения и токи соответственно на входах соответствующих фаз;  $\tilde{I}_{\nu k}, \tilde{U}_{\nu k}, Z_{\nu k}$  - синусоидальные мгновенные ток, напряжение и сопротивление нагрузки (электроприемника) с координатой  $(\nu, k)$ ;  $\tilde{i}_{\nu k}, z_{\nu k}$  - мгновенный ток и комплексное сопротивление  $\nu$ -го межабонентского участка (МАУ)  $k$ -ой фазы;  $\tilde{u}_{\nu k}, \tilde{u}_{\nu}$  - напряжения соответственно на  $\nu$ -ом МАУ  $k$ -й фазы и нейтрального провода;  $\tilde{J}_{\nu}, z_{\nu}$  - мгновенный ток и комплексное сопротивление  $\nu$ -го участка нейтрального провода.

Далее предполагается, что выполняются следующие условия:

- 1) трехфазная сеть является линейной системой;
- 2) фазные и нейтральные провода сети имеют одинаковые сечения, т.е. межабонентские сопротивления  $z_{\nu k} = z_{\nu}$  ( $k = \overline{1,3}, \nu = \overline{1,n}$ );
- 3) в системе используются технические средства для подавления высших гармонических составляющих токов и напряжений в сети;
- 4) со счетчиков электроэнергии ( $S_{\nu k}$ ), установленных у абонентов сети и в трансформаторной подстанции, 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  $I_{\nu k}$  и напряжений  $U_{\nu k}$  на нагрузках сети;
- коэффициенты мощности  $c_{\nu k} = \cos \varphi_{\nu k}$ , определяемые фазовыми сдвигами  $\varphi_{\nu k}$  между соответствующими напряжениями  $\tilde{U}_{\nu k}$  и токами  $\tilde{I}_{\nu k}$  ( $k = \overline{1,3}, \nu = \overline{0,n}$ ).

Как известно, в существующих АСКУЭ межабонентские комплексные токи  $i_{\nu k}, j_{\nu}$  и напряжения  $\dot{u}_{\nu k}, \dot{u}_{\nu}$  не идентифицируются и не контролируются. В то же время в АСКУЭ имеется возможность их определения по данным со счетчиков электроэнергии системы, что позволяет осуществлять оперативный мониторинг электрического состояния РЭС [1,2,3]. При этом, мгновенные синусоидальные токи  $\tilde{I}_{\nu k}$ , напряжения  $\tilde{U}_{\nu k}$  на соответствующих нагрузках и их сопротивления  $Z_{\nu k}$  в установившемся режиме можно представить в комплексной форме:

$$\dot{i}_{\nu k} = I_{\nu k}^B + jI_{\nu k}^M = I_{\nu k} e^{j(\beta_k + \alpha_{\nu k})}, \quad (1)$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_{\nu k} &= U_{\nu k}^B + jU_{\nu k}^M = U_{\nu k} e^{j(\beta_k + \psi_{\nu k})}, \\ Z_{\nu k} &= Z_{\nu k}^B + jZ_{\nu k}^M = \bar{Z}_{\nu k} e^{j\varphi_{\nu k}}, \quad \nu = \overline{1, n}, \quad k = \overline{1, 3}, \end{aligned} \quad (2)$$

где символы «В» и «М» обозначают вещественные и мнимые части соответствующих комплексных переменных;  $I_{\nu k}$ ,  $U_{\nu k}$ ,  $\bar{Z}_{\nu k}$  – модули этих переменных. При этом

$$\varphi_{\nu k} = \psi_{\nu k} - \alpha_{\nu k}, \quad \beta_k = 2(k - 1)\pi/3,$$

где  $\alpha_{\nu k}$ ,  $\psi_{\nu k}$  – приращения фазовых сдвигов относительно их номинальных значений  $\beta_k$ , обусловленные несимметрией токов и напряжений в сети. В случае, когда построена модель нагрузок в форме (1) и (2) межабонентские токи и напряжения можно оценить на основе известных законов электротехники (рис. 1), т.е.:

$$i_{\nu k} = \sum_{l=\nu}^n \dot{i}_{lk} = \sum_{l=\nu}^n (I_{lk}^B + jI_{lk}^M) = I_{\nu k} e^{j(\beta_k + \tilde{\alpha}_{\nu k})}, \quad (3)$$

$$\dot{j}_{\nu} = i_{\nu 1} + i_{\nu 2} + i_{\nu 3}, \quad \dot{z}_{\nu} = j_{\nu} z_{\nu}, \quad \nu = \overline{1, n}, \quad k = \overline{1, 3}, \quad (4)$$

где  $I_{\nu k}$ ,  $\tilde{\alpha}_{\nu k}$  – действующее значение и приращение фазового сдвига межабонентского комплексного тока  $i_{\nu k}$  соответственно.

Введем вектор  $Z_0$ , составленный из оценок сопротивлений  $z_{\nu}$  в текущем интервале наблюдения  $[t_{\xi}, t_{\xi+1}]$ :

$$Z_0 = [z_1, z_2, \dots, z_n].$$

В результате вектор параметров распределенной сети (сопротивлений)  $Z_0 = [z_1, z_2, \dots, z_n]$  межабонентских участков сети можно определить на основе модели РЭС, представленной системой соотношений (1) – (4). Как видно из этих соотношений для их оценки необходимо, чтобы предварительно были определены фазовые сдвиги токов  $\alpha_{\nu k}$  и напряжений  $\psi_{\nu k}$  на нагрузках сети, что является самостоятельной задачей. Дальнейшие исследования показали, что указанные выше параметры можно определить без предварительного представления токов и напряжений сети в комплексной форме.

Задача заключается в том, чтобы на основе данных АСКУЭ, полученных со счетчиков электроэнергии, идентифицировать вектор параметров  $Z_0 = [z_1, z_2, \dots, z_n]$  межабонентских участков несимметричной трехфазной сети в режиме реального времени.

Метод решения сформулированной выше задачи описан в [16]. На его основе разработан комплекс программных средств для расчета указанных параметров распределенной сети напряжением 0,4 кВ. В качестве примера рассматривается структура распределительной сети РЭС для случая, когда  $n=12$ . Ниже приводятся численные расчеты.

При этом считается, что в результате опроса абонентских счетчиков электроэнергии распределенной сети получены исходные данные задачи, которые приведены в табл. 1 и 2.

Таблица 1

Измеренные данные, полученные со счетчиков абонентов

Наименование фаз	Номер абонента нагрузки	$I_{kv}$ , А	$U_{kv}$ , В	$\cos\varphi_{kv}$
Фаза А ( $k = 1$ )	$\nu=1$	1.4	228	0.83
	$\nu=2$	2.5	227	0.9
	$\nu=3$	2.4	226.8	0.85
	$\nu=4$	2.0	226	0.9
	$\nu=5$	2.5	225.9	0.85
	$\nu=6$	2.6	225	0.82
	$\nu=7$	2.8	224	0.83
	$\nu=8$	1.3	222	0.9
	$\nu=9$	2.4	220	0.89

<b>Фаза В</b> ( <i>k</i> = 2)	<i>v</i> =10	2.0	218	0.91
	<i>v</i> =11	2.3	209.6	0.88
	<i>v</i> =12	2.2	208.5	0.82
	<i>v</i> =1	4.2	228	0.9
	<i>v</i> =2	3.8	227	0.92
	<i>v</i> =3	4.4	226.8	0.79
	<i>v</i> =4	3.0	226	0.91
	<i>v</i> =5	1.7	225.9	0.9
	<i>v</i> =6	3.0	225	0.85
	<i>v</i> =7	2.8	224	0.82
	<i>v</i> =8	3.3	222	0.95
	<i>v</i> =9	2.8	220	0.93
	<i>v</i> =10	2.0	217.2	0.91
	<i>v</i> =11	4.9	210.6	0.9
	<i>v</i> =12	3.3	209.5	0.85
<b>Фаза С</b> ( <i>k</i> = 3)	<i>v</i> =1	5.2	228	0.95
	<i>v</i> =2	4.8	227	0.93
	<i>v</i> =3	2.1	226.8	0.91
	<i>v</i> =4	3.9	226	0.9
	<i>v</i> =5	2.7	225.9	0.85
	<i>v</i> =6	3.0	225	0.82
	<i>v</i> =7	2.8	224	0.95
	<i>v</i> =8	1.7	222	0.93
	<i>v</i> =9	3.8	220	0.91
	<i>v</i> =10	2.5	216	0.85
	<i>v</i> =11	2.8	211.7	0.88
	<i>v</i> =12	1.6	210.5	0.82

Таблица 2

Данные трехфазного счетчика, установленного в трансформаторной подстанции (ТП)

Наименование фаз	Показания трехфазного счетчика		
	$I_{kv}$ , А	$U_{kv}$ , В	$\cos\varphi_{kv}$
<b>Фаза А</b> ( <i>k</i> = 1)	60.6	230.0	0.9
<b>Фаза В</b> ( <i>k</i> = 2)	73.5	230.0	0.9
<b>Фаза С</b> ( <i>k</i> = 3)	71.0	230.0	0.9

В программном комплексе исходные данные, приведенные в табл. 1 и 2, представлены в виде следующих матриц и векторов:

$$I = \begin{bmatrix} 1.4 & 2.5 & 2.4 & 2.0 & 2.5 & 2.6 & 2.8 & 1.3 & 2.4 & 2.0 & 2.8 & 2.2 \\ 4.2 & 3.8 & 4.4 & 3.0 & 1.7 & 3.0 & 2.8 & 3.3 & 2.8 & 2.0 & 4.9 & 3.3 \\ 5.2 & 4.8 & 2.1 & 3.9 & 2.7 & 3.0 & 2.8 & 1.7 & 3.8 & 2.5 & 2.8 & 1.6 \end{bmatrix};$$

$$U = \begin{bmatrix} 228 & 227 & 226.8 & 226 & 225.9 & 225 & 224 & 222 & 220 & 218 & 209.6 & 208.5 \\ 228 & 227 & 226.8 & 226 & 225.9 & 225 & 224 & 222 & 220 & 217.2 & 210.6 & 209.5 \\ 228 & 227 & 226.8 & 226 & 225.9 & 225 & 224 & 222 & 220 & 216 & 211.7 & 210.5 \end{bmatrix};$$

$$cf = \begin{bmatrix} 0.83 & 0.9 & 0.85 & 0.9 & 0.85 & 0.82 & 0.83 & 0.9 & 0.89 & 0.91 & 0.88 & 0.82 \\ 0.9 & 0.92 & 0.79 & 0.91 & 0.9 & 0.85 & 0.82 & 0.95 & 0.93 & 0.91 & 0.9 & 0.85 \\ 0.95 & 0.93 & 0.91 & 0.9 & 0.85 & 0.82 & 0.95 & 0.93 & 0.91 & 0.85 & 0.88 & 0.82 \end{bmatrix};$$

Указанные исходные данные приведены на рис. 1 и 2.

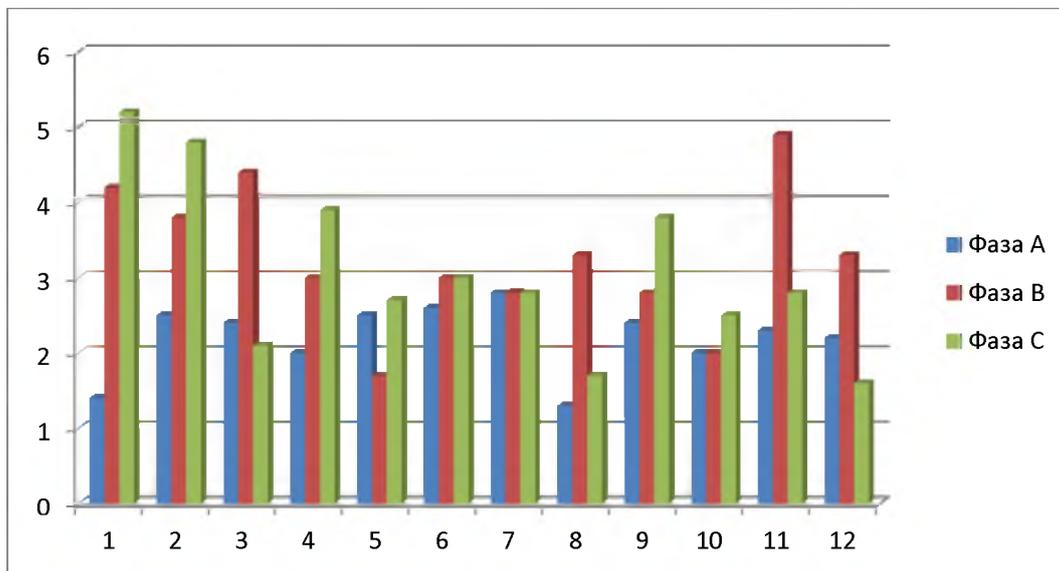


Рис. 1. Измеренные токи нагрузок абонентов

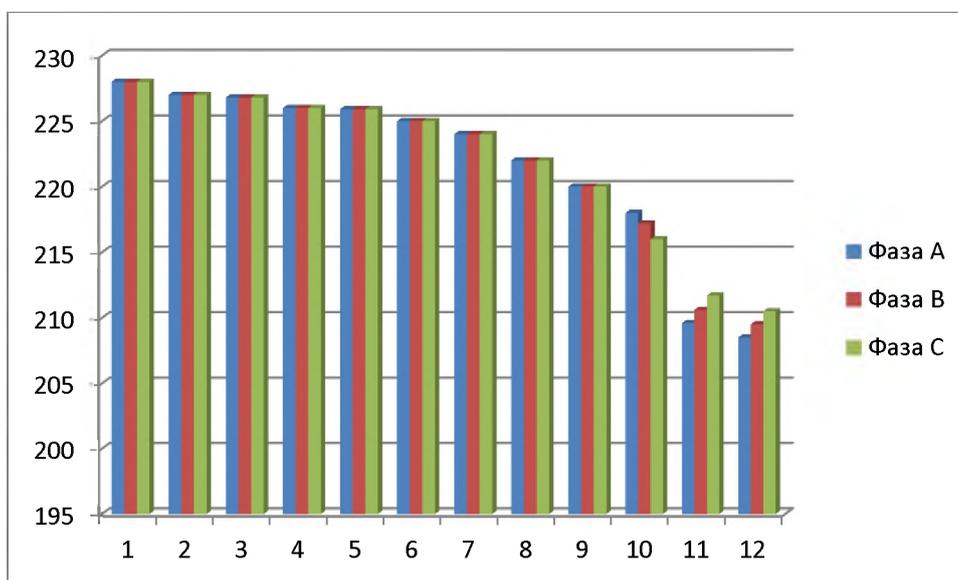


Рис. 2. Измеренные напряжения нагрузок абонентов

Результаты идентификации параметров РЭС приведены в табл. 3-5, а также на рис. 3 и 4. На основе полученных результатов можно определить уровень износа проводов межабонентских участков магистральной линии распределительной сети, т.е. диагностировать их состояние по методике, изложенной в [16,19]

Оценки комплексных сопротивлений нагрузок трехфазной сети

Наименование фаз	Номер абонента (нагрузки) РЭС	$\varphi_{kv}$ , градус	$\bar{Z}_{kv}$ , Ом	$Z_{kv}^B$ , Ом	$Z_{kv}^M$ , Ом
Фаза А ( $k = 1$ )	$\nu=1$	36	58.3	46.6	34.4
	$\nu=2$	32.8	45	37.8	24.3
	$\nu=3$	23	79.5	73.14	31
	$\nu=4$	28.5	53.7	46.7	26.3
	$\nu=5$	20	30	28.2	10.2
	$\nu=6$	0	62.2	62.2	0
	$\nu=7$	33.9	38.85	29.7	21.5
	$\nu=8$	23	41	37.7	16
	$\nu=9$	29.5	30.3	26.4	14.8
	$\nu=10$	25.8	55.5	44.4	22.2
	$\nu=11$	36.9	35.4	28.3	15.6
	$\nu=12$	20	33.7	31.7	11.5
Фаза В ( $k = 2$ )	$\nu=1$	23	41.2	37.7	16
	$\nu=2$	33.9	74.7	62	41.8
	$\nu=3$	23	53.8	49.5	21
	$\nu=4$	14	21.79	21	5.2
	$\nu=5$	11.5	25.9	25.4	5.2
	$\nu=6$	28.36	32.8	28.9	15.7
	$\nu=7$	8.1	31	30.7	4.3
	$\nu=8$	24.5	22.7	21.3	7.7
	$\nu=9$	19.9	38.4	35.3	14.9
	$\nu=10$	33.9	28.2	23.4	15.8
	$\nu=11$	23	68.5	63	26.7
	$\nu=12$	36.87	45.6	36.5	27.36
	$\nu=1$	35.9	42	34.02	24.78
	$\nu=2$	0	49.8	49.8	0
	$\nu=3$	25.8	27.6	25.9	11.9
	$\nu=4$	20	28.7	27	9.8
	$\nu=5$	23	45	41.4	17.6
	$\nu=6$	29.5	68.6	59.7	33.6
	$\nu=7$	28.4	28.8	25.3	13.5
	$\nu=8$	0	44.4	44.4	0
	$\nu=9$	33.9	31.7	26.3	17.8
	$\nu=10$	23	35.5	32.7	13.8
	$\nu=11$	29.5	35.3	30.7	17.3
	$\nu=12$	25.8	22.6	20.3	9.9

Идентифицированные действующие значения токов на участках фазных проводов

Номера межабонентских участков трехфазной сети	Действующие значения токов $I_{vk}$ (А) на участках фазных проводов		
	Фаза А ( $k = 1$ )	Фаза В ( $k = 2$ )	Фаза С ( $k = 3$ )
$v=1$	60.6	73.5	71.4
$v=2$	56.8	68	66
$v=3$	51.8	65	61.5
$v=4$	49	60.9	53.5
$v=5$	44.9	50.9	45.9
$v=6$	37.6	42.6	41.1
$v=7$	34.1	36.1	38
$v=8$	28.1	29.3	30.7
$v=9$	22.9	20.1	26
$v=10$	15.9	14.7	19.5
$v=11$	12.1	7.4	13.7
$v=12$	6.2	4.5	9.9

Таблица 5

Идентифицированные параметры (сопротивления) межабонентских участков  
трехфазной сети

Номера межабонентских участков (МАУ) сети	Вещественная и мнимая части сопротивления $Z_v$		Модуль сопротивления $Z_v$ , Ом
	$Z_v^B$	$Z_v^M$	
$v=1$	0.235	0.018	0.2369
$v=2$	0.221	0.015	0.2369
$v=3$	0.224	0.018	0.2466
$v=4$	0.231	0.017	0.2369
$v=5$	0.243	0.021	0.2369
$v=6$	0.241	0.021	0.2466
$v=7$	0.240	0.021	0.2466
$v=8$	0.242	0.022	0.2466
$v=9$	0.236	0.017	0.2466
$v=10$	0.234	0.015	0.2369
$v=11$	0.242	0.021	0.2466
$v=12$	0.244	0.023	0.2466

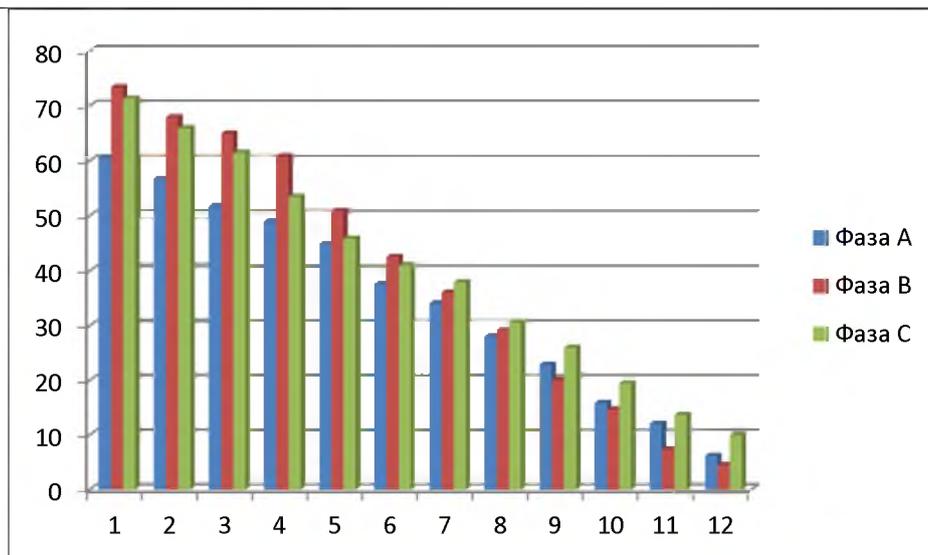


Рис. 3. Действующие токи в межабонентских участках МЛ

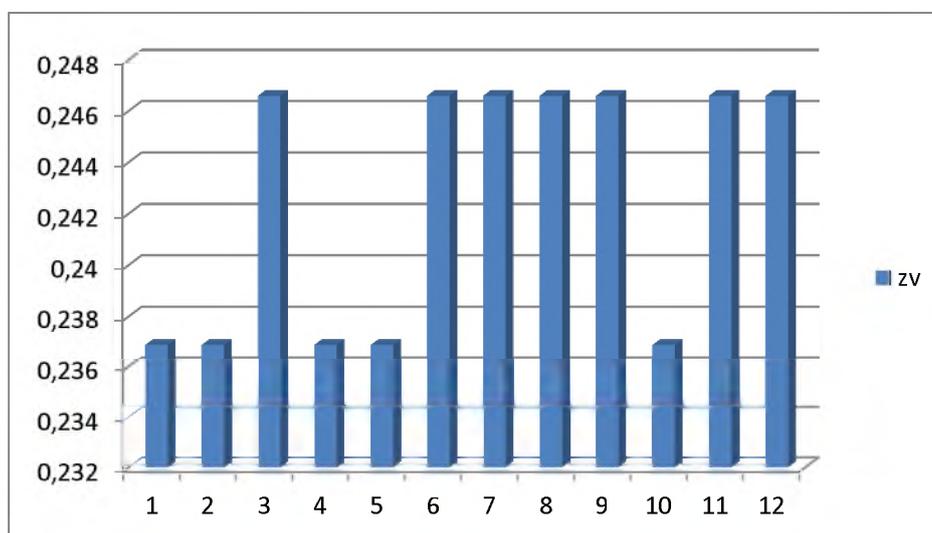


Рис. 4. Идентифицированные параметры (сопротивления) межабонентских участков трехфазной сети

### Выводы

На основе метода идентификации параметров распределительной сети напряжением 0,4 кВ разработан программный комплекс, который использован для выполнения расчета сопротивлений проводов межабонентских участков магистральной линии трехфазной сети заданной структуры. В качестве исходных данных используется измерительная информация, полученная с абонентских счетчиков электроэнергии. Приведены численные результаты решения задачи параметрической идентификации. Анализ полученных результатов показывает, что найденные оценки сопротивлений межабонентских участков магистральной линии исследуемой распределительной сети соответствуют их значениям, вычисленным по паспортным данным ее проводов линий электропередач.

### Литература

1. Еремина М.А. Развитие автоматических систем коммерческого учета энергоресурсов (АСКУЭ) // Молодой ученый. 2015. №3. С. 135-138.

2. Ершов А.М., Филатов О.В., Молоток А.В. и др. Система защиты электрической сети напряжением 380В от обрывов воздушной линии // Электрический станции. 2016. №5. С.28-33.
3. Оморов Т.Т., Такырбашев Б.К., Закиряев К.Э. К проблеме диагностики обрывов электрических линий трехфазных распределительных сетей в составе АСКУЭ // Электричество. 2018. №8. С.24-28.
4. Клочков А.Н. [Устройство для обнаружения трехфазных сетей с обрывом фазного провода.](#) – [Вестник Красноярского государственного аграрного университета, № 1, 2011, с. 221-223.](#)
5. 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.
6. Tanveer A. Non-technical loss analysis and prevention using smart meters //Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2017. Vol. 72. Pp. 573-589.
7. Киселев М.Г., Лепанов М.Г. Симметрирование токов в сетях электроснабжения силовым электрическим регулятором неактивной мощности // Электротехника. 2018. №11. С.63-70.
8. Патент № 2490768 (РФ). И.В. Наумов, Д.А. Иванов, С.В. Подьячих, Гантулга Дамдинсүрэн. Симметрирующее устройство для трехфазных сетей с нулевым проводом // Бюлл. № 23. 20.08.2013.
9. Оморов Т.Т. Симметрирование распределенной электрической сети методом цифрового регулирования // Мехатроника, автоматизация, управление. 2018. Т. 19. № 3. С. 194-200.
10. Пономаренко О.И., Холиддинов И.Х. Влияние несимметричных режимов на потери мощности в электрических сетях распределенных систем электроснабжения // Энергетик. 2015. №12. С.6-8.
11. 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.
12. Оморов Т. Т. Оценка влияния несимметрии токов и напряжений на потери электроэнергии в распределительной сети с использованием АСКУЭ // Электричество. 2017. № 9. С. 17-23
13. 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.
14. 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.
15. Будникова И.К., Белашова Е.С. [Компьютерное моделирование параметров распределительной электрической сети](#) // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2014. № 9-10. С. 75-81.
16. Оморов Т.Т., Закиряев К.Э., Осмонова Р.Ч., Такырбашев Б.К. Метод идентификации параметров трехфазной распределительной сети на основе решения оптимизационной задачи // Приборы и системы. Управление, контроль, диагностика. 2020. №4. С.2-9.
17. Оморов, Т.Т., Кожекова Г.А. Синтез законов управления взаимосвязанными электроприводами // Приборы и системы. Управление, контроль, диагностика. 2009. №10. С. 10-13.
18. Оморов, Т.Т., Кожекова Г.А. Синтез системы управления синхронным генератором // Приборы и системы. Управление, контроль, диагностика.- М., 2011.- №1. -С.5-9.
19. Оморов, Т.Т. Проблемы совершенствования современных АСКУЭ / Такырбашев Б.К., Койбагаров Т.Дж., Джаныбаев Т.О. // “Известия КГТУ” Информационные технологии. №2. 1 часть (50). 2019. С.168-176.