

---

УДК 621.311

**Г.Б. Гулиев**, канд. техн. наук, **Н.Р. Рахманов**, д-р техн. наук  
Азербайджанский научно-исследовательский  
и проектно-изыскательский ин-т энергетики  
(Азербайджан, AZ1012, Баку, пр. Г. Зардаби, 94,  
тел. +994503479997, +994502687436,  
e-mail: huseyngulu@mail.ru, nariman@cpee.az)

## **Вероятностное моделирование потокораспределения в энергосистеме с распределенной генерацией и возобновляемыми источниками**

Приведены результаты исследования влияния глубины случайных флуктуаций мощности нагрузки системы на вероятности распределения напряжений в узлах и потоки активной и реактивной мощностей в линиях. Моделирование вероятностного потокораспределения в условиях стохастического изменения нагрузки выполнено для различных уровней флуктуаций и при утяжелении режима системы вплоть до пиковой мощности нагрузки. Тестовые исследования количественной оценки влияния стохастических изменений нагрузки на вероятностное распределение параметров режимов проведены на примере электрической сети реальной энергосистемы. Приведены результаты сравнительного анализа вероятностного потокораспределения, выполненного численным методом Монте-Карло на примерах тестовых схем и схемы реальной энергосистемы с распределенной генерацией и возобновляемыми источниками. Предложен алгоритм вероятностной оценки напряжения и потоков мощности в сети с распределенной генерацией для ветровых и солнечных электростанций.

Наведено результати дослідження впливу глибини випадкових флуктуацій потужності навантаження системи на ймовірність розподілу напружень у вузлах і потоки активної та реактивної потужностей в лініях. Моделювання ймовірносного потокорозподілу в умовах стохастичної зміни навантаження виконано для різних рівнів флуктуацій та при доведенні режиму системи до пікової потужності навантаження. Тестові дослідження кількісної оцінки впливу стохастичного змінювання навантаження на ймовірнісний розподіл параметрів режимів проведено на прикладі електромережі реальної енергосистеми. Наведено результати порівнювального аналізу ймовірносного потокорозподілу, виконаного чисельним методом Монте-Карло на прикладах тестових схем і схеми реальної енергосистеми з розподіленою генерацією та оновлюваними джерелами. Запропоновано алгоритм ймовірносної оцінки напружень і потоків потужності в мережі з розподіленою генерацією для повітряних та сонячних електростанцій.

*К л ю ч е в ы е с л о в а:* электрическая сеть, реактивная мощность, вероятностное потокораспределение, распределение плотности, флуктуации нагрузки, распределение напряжений.

© Г.Б. Гулиев, Н.Р. Рахманов, 2016

Увеличивающиеся мощности ветровых (WT) и солнечных (PV) электростанций являются стохастическими величинами, чем обусловлена необходимость выполнять анализ и управление режимом системы с использованием вероятностного моделирования. В настоящее время для проведения расчетов вероятностного потокораспределения используются два метода: численный метод и метод аналитического преобразования [1—3]. Численный метод основан на проведении повторяющихся расчетов установившихся режимов системы, выполняемых одним из детерминистических методов, например методом Ньютона—Рафсона. Расчеты проводятся для серии данных выработки мощности ветротурбин WT и PV агрегатов, полученной с помощью моделирования методом Монте-Карло [4, 5]. Многочисленное повторение расчетов делает такой численный метод громоздким.

Аналитический метод основан на задании выработки мощности в виде модели функции распределения [6, 7]. Для определения модели функции распределения применяют аппарат куммулянтов [8—10] либо используют линеаризованную модель установившихся режимов в виде зависимости функции распределения напряжений и перетоков по ветвям от распределения выработки мощности WT и PV.

**Методы расчета вероятностного потокораспределения.** Для расчета вероятностного потокораспределения могут быть использованы полные нелинейные уравнения вида [3, 4]

$$P_i = U_i \sum_{k=1}^n U_k (G_{ik} \cos \delta_{ik} + B_{ik} \sin \delta_{ik}), \quad (1)$$

$$Q_i = U_i \sum_{k=1}^n U_k (G_{ik} \sin \delta_{ik} - B_{ik} \cos \delta_{ik}), \quad (2)$$

$$P_{ik} = -t_{ik} G_{ik} U_i^2 + U_i U_k (G_{ik} \cos \delta_{ik} + B_{ik} \sin \delta_{ik}), \quad (3)$$

$$Q_{ik} = t_{ik} B_{ik} U_i^2 - B_{ik} U_i^2 + U_i U_k (G_{ik} \sin \delta_{ik} - B_{ik} \cos \delta_{ik}). \quad (4)$$

Уравнение, описывающее мощность шунта в узле  $i$ , имеет вид

$$Q_{iш} = U_i^2 B_{iш}, \quad (5)$$

где  $P_i$ ,  $Q_i$  — активные и реактивные мощности  $i$ -х генерирующих узлов, в том числе узлов с подключенными возобновляемыми источниками;  $P_{ik}$ ,  $Q_{ik}$  — потоки активной и реактивной мощностей в линии  $ik$  от узла  $i$ ;  $U_i$ ,  $U_k$  — величины напряжения в узлах  $i$  и  $k$ ;  $\delta_{ik}$  — угол между векторами напряжений в узлах  $i$  и  $k$ ;  $G_{ik}$ ,  $B_{ik}$  — вещественная и мнимая части матрицы проводимости;  $Q_{iш}$  — реактивная мощность шунта в узле  $i$ ;  $B_{iш}$  — мнимая часть проводимости шунта в узле  $i$ ;  $t_{ik}$  — коэффициент, характеризующий дополнительный угол между проводимостями связи узлов  $i$  и  $k$ .

**Аналитический метод решения системы (1)–(5)** основан на линеаризации нелинейных уравнений (1)–(5), для решения которых принято допущение равенства узловых напряжений  $U_i = U_k$ . При этом  $G_{ik} = 0$ , так как активное сопротивление линии принято равным нулю. Используя эти допущения, из уравнения (1) получаем

$$P_i = \sum_{k=1}^n \frac{1}{X_{ik}} \delta_{ik},$$

или в матричной форме:

$$P = C\theta, \quad C_{ik} = \frac{-1}{X_{ik}}, \quad C_{ii} = \sum_{k=1, k \neq i}^n \frac{1}{X_{ik}},$$

где  $P$  — матрица активной мощности генерирующих узлов;

$$C = \begin{bmatrix} C_{11} & \cdots & C_{1n} \\ \cdots & \cdots & \cdots \\ C_{m1} & \cdots & C_{mn} \end{bmatrix} —$$

матрица проводимостей;  $C_{ik}$  и  $C_{ii}$  — взаимные и собственные проводимости;  $\theta = [\delta_{ik}]$  — матрица угла между векторами напряжений в узле  $i$  и  $k$ .

После преобразования получаем

$$\theta = C^{-1}P = \hat{C}P, \quad (6)$$

или

$$\delta_i = \sum_{k=1}^{n-1} \hat{C}_{ik} P_k, \quad i = \overline{1, n-1}; \quad k = \overline{1, m}, \quad (7)$$

где  $\hat{C} = C^{-1} = [\hat{C}_{ik}]$ . Аналогично из уравнения (6) можно получить

$$P_{ik} = \frac{\delta_i - \delta_k}{X_{ik}},$$

или с учетом (7) —

$$P_i = \frac{1}{X_{ik}} \sum_{j=1}^{n-1} (\hat{C}_{ij} - \hat{C}_{kj}) P_j.$$

Если узел  $i$  балансирующий, то справедливо равенство  $\hat{C}_{ij} = 0$ .

Как указано выше, линеаризация уравнений потокораспределения (1)–(5) проводится с целью определения функций плотности распределения для величин узловых напряжений и реактивных мощностей. При

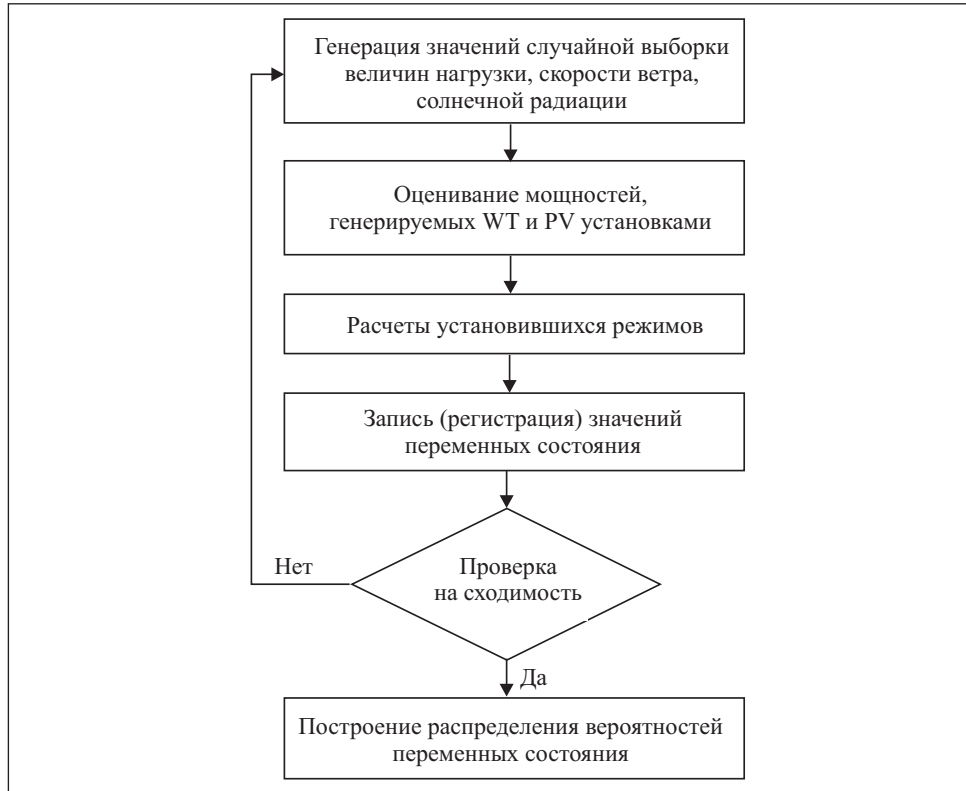


Рис. 1. Блок-схема моделирования методом Монте-Карло

этом предполагается, что активные и реактивные мощности в узлах могут рассматриваться раздельно [5, 6]. Кроме того, линейаризация при этих допущениях позволяет провести расчеты вероятностного потокораспределения детерминистическим способом.

Определим линейную зависимость для реактивной мощности генерации и напряжения в узлах электрической сети с учетом принятого ранее допущения о том, что напряжение в  $i$ -м узле  $U_i = 1$ . Тогда уравнение (4) может быть приведено к следующему виду:

$$Q_{ik} = \sum_{k=1}^n A_{ik} U_k, \quad (8)$$

где

$$A_{ik} = G_{ik} \sin \delta_{ik} - B_{ik} \cos \delta_{ik}, \quad (9)$$

$$A_{ii} = -B_{ii},$$

$$G_{ik} = \frac{-R_{ik}}{R_{ik}^2 + X_{ik}^2}, \quad (10)$$

$$B_{ik} = \frac{X_{ik}}{R_{ik}^2 + X_{ik}^2}. \quad (11)$$

Подставив в (9) выражения (10) и (11), а в (8) — значение  $A_{ik}$  (9), получим линеаризованные уравнения для напряжения во всех узловых точках, а также инъекций реактивной мощности в генерирующих узлах. Если обозначить  $U_i^2 = U_i$  и  $U_i U_k = U_k$ , то получим следующее линеаризованное уравнение:  $Q_{ik} = a_{ik} U_i + A_{ik} U_k$ , где  $a_{ik} = t_{ik} B_{ik} - B'_{ik}$ ;  $B'_{ik} = B_{ik} \sin(\delta_{ik} + \alpha_{ik})$ ;  $\alpha_{ik} = \arccos(R_{ik} \sqrt{R_{ik}^2 + X_{ik}^2})$ .

**Метод численного решения (1)—(5).** Суть предлагаемого метода численного решения (1)—(5) состоит в том, что случайная выработка

Таблица 1. Обобщенные параметры исследуемых систем

Исследуемая система	Число				Распределение мощностей	
	узлов	PV узлов	линий	шунтов	Активная	Реактивная
IEEE	14	5	20	1	Биномиальная	Нормальная
«Absheron oil»	92	1	67	0	"	"
«Азербээнержи»	216	30	224	1	"	"

Таблица 2. Исходные данные режима для расчета потокораспределения

Номер узла	Тип шины	Напряжение, о.е.	Активная мощность		Суммарная реактивная мощность, МВАр
			Генерация, МВт	Нагрузка, МВт	
1	Базисная	1,06			
2	PU	1,045	40,04	24,94	12,7
3	PU	1,01		95,01	19,0
4	PQ			47,8	-3,9
5	PQ			7,6	1,6
6	PU	1,07		13,2	2,65
7	PU	1,085	42,8		
8	PU	1,09			
9	PQ			33,5	5,0
10	PQ			10,1	3,7
11	PQ			3,7	1,1
12	PQ			5,1	1,6
13	PQ			13,5	5,8
14	PQ			14,9	5,0

мощности от WT и PV агрегатов, связанных с соответствующими узлами схемы, рассматривается как случайное потребление мощности в узлах нагрузки, но с отрицательным знаком. В этом случае модель расчета вероятностного потокораспределения может быть составлена аналогично модели потокораспределения со случайно заданной вариацией узловых нагрузок. Для получения стохастической составляющей нагрузки вычитаем из случайной величины мощности потребления мощность возобновляемого источника, прикрепленного к соответствующему узлу генерации.

Расчет вероятностного потокораспределения с учетом стохастичности нагрузки и стохастичности мощности генерации WT можно выполнить с учетом только стохастичности нагрузки по методу, описанному в [11—15]. При этом нагрузочные узлы моделируются в виде  $PQ$  шин с заданными значениями активной и реактивной мощностей, а узлы с возобновляе-

Таблица 3. Исходные данные схемы для расчета потокораспределения

Номер узла		Сопротивление, Ом	Реактивное сопротивление, Ом	Проводимость, См	Разветвление трансформатора, %
Начало линии	Конец линии				
1	2	0,01938	0,05917	0,02640	
1	5	0,05403	0,22304	0,02640	
2	3	0,04699	0,19797	0,02190	
2	4	0,05811	0,17632	0,01870	
2	5	0,05695	0,17388	0,01700	
3	4	0,06701	0,17103	0,01730	
4	5	0,01335	0,04211	0,00640	
4	7		0,20912		-2,2
4	9		0,55618		-3,1
5	6		0,25202		-6,8
6	11	0,09498	0,19890		
6	12	0,12291	0,25581		
6	13	0,06615	0,13027		
7	8		0,17615		
7	9		0,11001		
9	10	0,03181	0,08450		
9	14	0,12711	0,27038		
10	11	0,08205	0,19270		
12	13	0,22092	0,19988		
13	14	0,17093	0,34802		
9	9		-5,26000		

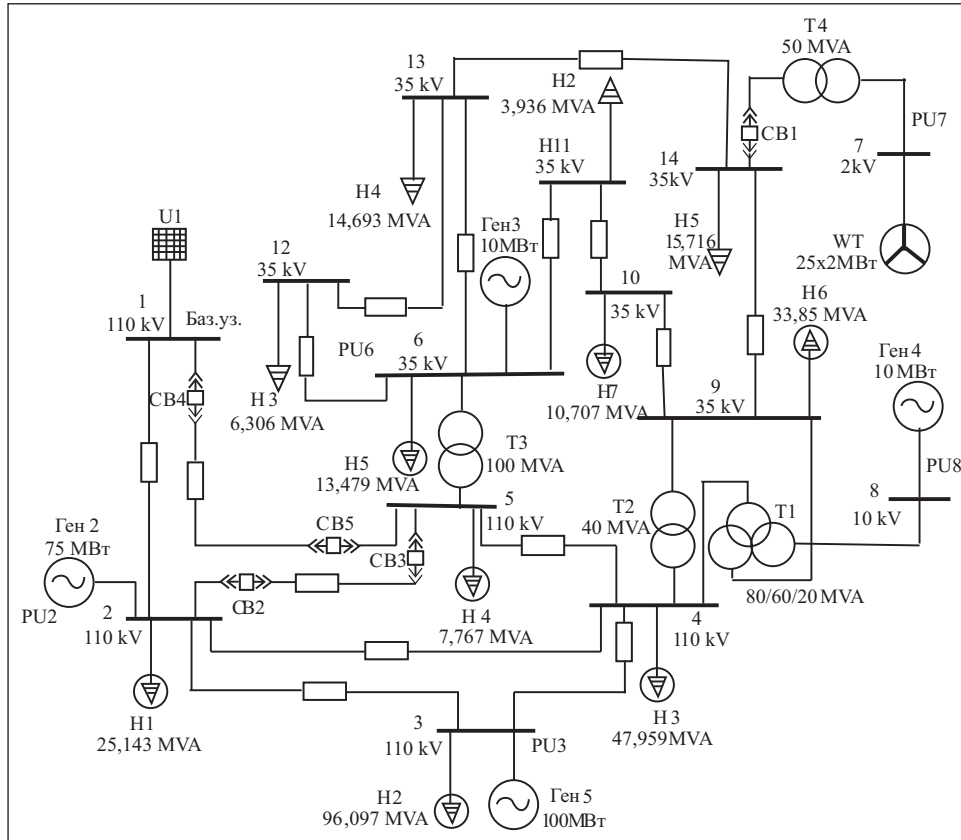


Рис. 2. Исследуемая 14-узловая схема IEEE

мыми источниками моделируются в отрицательных значениях  $PQ$  узлов нагрузок. Для проверки сходимости можно использовать уравнение [12]

$$\bar{X} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i, \text{ где } x_i \text{ — переменные состояния (узловые напряжения, потоки}$$

активной и реактивной мощностей в сети, потери мощности в системе);  $\bar{X}$  — среднее значение переменных  $x_i$ ;  $N$  — число состояний системы.

**Анализ вероятностного потокораспределения в электрической системе с возобновляемыми источниками.** Результаты расчетов вероятностного потокораспределения на примере 14-узловой тестовой схемы IEEE (рис. 1) и реальной схемы системы «Азерэнержи» приведены в табл. 1, где указаны параметры исследуемых систем, а также принятые закономерности функций распределения величин мощностей, генерируемых ветроэнергоагрегатами в виде биномиальных распределений и узловых

нагрузок. В 14-узловой схеме IEEE внешняя энергосистема представлена в виде электростанции, состоящей из шести агрегатов мощностью по 50 МВт каждая, с коэффициентом аварийного простоя 0,08 [6]. Согласно биномиальному распределению математическое ожидание активной мощности этой станции:  $\mu = 6(1-0,08) 50 = 276$  МВт. Для того чтобы сравнить вероятностную оценку потокораспределений с соответствующим потокораспределением, получаемым традиционными детерминистическими методами,

**Таблица 4. Вероятностные характеристики напряжений и инъекций реактивной мощности в узлах электрической сети**

Номер узла	Тип шины	Напряжение, о.е.	Активная мощность		Реактивная мощность	
			$\mu_P$ , МВт	$\sigma_P$ , %	$\mu_Q$ , МВАр	$\sigma_Q$ , %
<i>Нормальное распределение</i>						
2	PU	1,04	-24,94		-12,7	9,2
3	PU	1,01	-95,01		-19	10,5
4	PQ	—	-47,8		3,9	9,7
5	PQ	—	-7,6		-1,6	5,0
6	PU	1,07	-13,2		-2,65	6,3
7	PU	1,085	0,0		0,0	0,0
8	PU	1,09	0,0		0,0	0,0
10	PQ	—	-10,1	10	-3,7	10
11	PQ	—	-3,7	9,5	-1,1	9,5
12	PQ	—	-5,1	7,6	-1,6	8,6
13	PQ	—	-13,5	10,5	-5,8	9,5
14	PQ	—	-14,9	8,6	-5,0	8,6
<i>Дискретное распределение</i>						
9	PQ		-13,4	0,01	-7,5	0,01
			-19,6	0,15	-11,0	0,15
			-30,2	0,30	-17,0	0,30
			-34,8	0,25	-19,6	0,25
			-37,3	0,20	-21,0	0,20

**Таблица 5. Вероятностные характеристики напряжений и инъекций реактивной мощности в узлах электрической сети при биномиальном распределении**

Номер узла	Тип шины	Напряжение, о.е.	$\mu_P$ , МВт	$\sigma_P$ , %	Число источников
1		1,06	50	8	10
2	PU	1,045	22	9	2



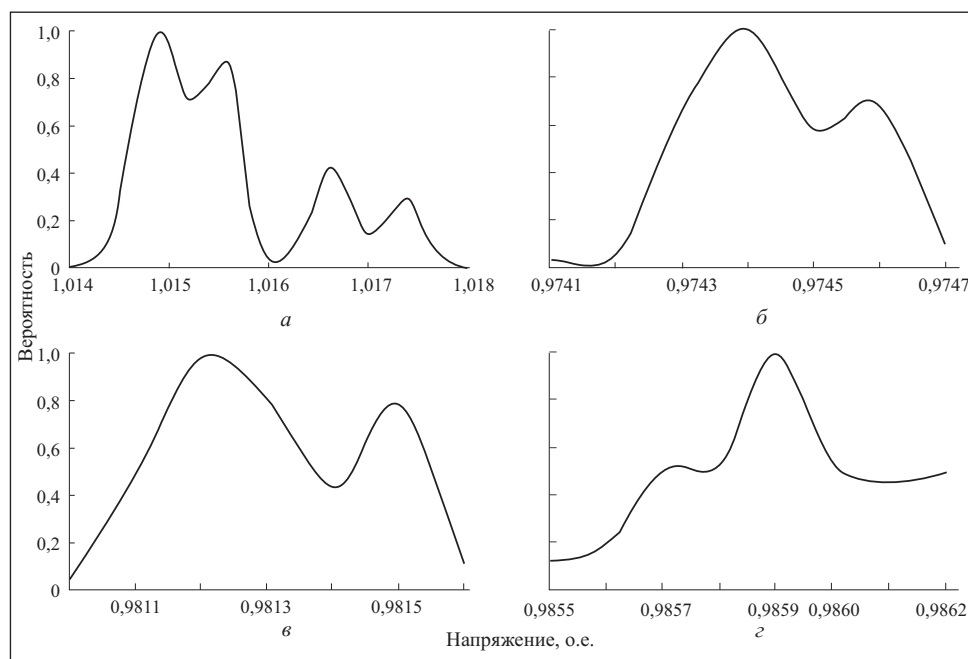


Рис. 3. Кривые распределения вероятностей напряжения в узлах 4 (а), 7 (б), 5 (в) и 14 (г)

для 14-узловой схемы были проведены расчеты потокораспределения по исходным данным, приведенным в табл. 2 и 3 [4, 6].

Поскольку данные для исследуемой 14-узловой системы (рис. 2) являются детерминистическими, вероятностная природа входных величин имитирована данными, приведенными в таблицах 4 и 5. Во всех случаях детерминистические значения величин предполагаются равными их средним значениям. Предполагается также, что все узлы нагрузок  $N$  (с отрицательным знаком в табл. 4, за исключением узла 9) имеют нормальное распределение.

Для нагрузки, подключенной к узлу 9, принята дискретная характеристика распределения, математическое ожидание которой равно заданной детерминистической величине (табл. 1). Средняя величина мощности двух источников, подключенных к узлу 2 с установленной мощностью 22 МВт каждый, с общим периодом нерабочего состояния в год 0,09, также имеют мощность, равную детерминистической величине (см. табл. 2).

Методом Монте-Карло установлено, что математическое ожидание мощности на шинах базисного узла 1 схемы, равно 219 МВт со стандартом отклонения 16,27 МВт, как и в случае применения традиционного подхода. В табл. 4 и 5 приведены также значения математических ожиданий и

стандартов отклонений для напряжений и инъекций реактивной мощности в узлах электрической сети.

На рис. 3, а, представлена кривая распределения вероятности напряжения в узле 4. Среднее значение математического ожидания и стандарт отклонения величины напряжения составляют соответственно  $\mu_U = 1,015$  о.е. и  $\sigma_U = 0,09\%$ .

## Выводы

В современных энергосистемах возрастание доли генерации в зависимости от компонентов возобновляемых источников приводит к необходимости проведения расчета и исследования потокораспределения в вероятностной постановке.

Сравнительная оценка результатов расчетов различной выработки мощности на ВТ показывает, что различный характер распределения и вероятностей напряжения в различных узлах электрической сети требует специальных подходов при решении задач диспетчерского управления и планирования режимов электрической сети.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Alvarado F., Nu Y. and Adapa R.* Uncertainty in power system Modeling and computation // IEEE International Conference on Systems, Man and Cybernetics. — 1992. — Vol. 1 (13). — P. 754—760.
2. *Anders G.J.* Probability Concepts in Electric power Systems, New-York.: Wiley, 1990. — 682 p.
3. *Borkowska B.* Probabilistic load flow // IEEE Trans. Power Apparatus and Systems.— Vol. Pas-93. — May-Jun, 1974.— No. 3. — P. 752—755.
4. *Allan R.N., Borkowska B. and Grigg C.H.* Probabilistic analysis of power flows // Proceedings of the Institution of Electrical Engineers (London). — 1974. — Vol. 121, No. 12. — P. 1551—1556.
5. *Jorgensen P., Christensen J.S. and Tande J.O.* Probabilistic load flow calculation using Monte Carlo techniques for distribution network with wind turbines // 8th International Conference on Harmonics and Quality of Power. — 1998. — Vol. 2. — P. 1146—1151.
6. *Allan R.N., Gregg C.H. and Al-Shakarchi M.R.G.* Numerical techniques in probabilistic load flow problems // International Journal for Numerical Methods in Engineering. — 1976. — Vol. 10. — P. 853—860.
7. *Hatziaargyriou N.D., Karakatsanis T.S. and Papadopoulos M.* Probabilistic load flow in distribution systems containing dispersed wind power generation // IEEE Trans. Power Systems. — 1993. — Vol. 8, No. 1. — P. 159—165.
8. *Celli G., Mocci S., Pilo F. and Cicoria R.* Probabilistic optimization of MV distribution network in presence of distributed generation // 14th Power Systems Computation Conference, Sevilla, Lun. — 2002. — p(1). — P. 1—7.
9. *El-Khattam W., Hegazy Y.G. and Salama M.M.* Investigating distributed generation systems performance using Monte Carlo simulation // IEEE Trans. Power Systems. — 2006. — Vol. 21, No. 2. — P. 524—532.

10. *Chen P., Chen Z., Bak-Jensen B., Villafafila R. and Sorensen S.* Study of power fluctuation from dispersed generations and loads and its impact on a distribution network through a probabilistic approach // 9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilization. — EPQU 2007. — Oct. 2007. — P. 1—5.
11. *Гулиев Г.Б., Рахманов Н.Р.* Оценивание потоков мощности в сети с распределенной генерацией с учетом неопределенностей выработки и потребления // Международный научный семинар им. Ю.Н. Руденко. Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Надежность либерализованных систем энергетики. — 2015. — Выпуск 65, Санкт-Петербург. — С. 511—516.
12. *Кремер Н.Ш.* Теория вероятностей и математическая статистика. ЮНИТИ-ДАНА, М. — 2004. — 573 с.
13. *Рахманов Н.Р., Гулиев Г.Б., Ибрагимов Ф.Ш.* Моделирование процесса выработки мощности ветроэлектростанций при прогнозировании режима покрытия мощности нагрузки в энергосистеме во внутри суточных циклах // Проблемы энергетики. — 2015. — № 3. — С. 3—11.
14. *Гусейнов Ф.Г., Рахманов Н.Р.* Оценка параметров и характеристик энергосистем. — М.: Энергоатомиздат. — 1988. — 152 с.
15. *Zang P., Lee S.T.* Probabilistic Load Flow Computation Using the Method of Combined Cumulants and Graw-Charlier Expansion // IEEE Transactions on Power Systems. — 2004. — Vol. 19, No 1. — P. 676—682.

*H.B. Guliyev, N.R. Rahmanov*

#### PROBABILITY LOAD FLOW MODELING IN THE POWER SYSTEM WITH DISTRIBUTED GENERATION AND RENEWABLE ENERGY SOURCES

Impact of random fluctuations of system load power on probabilistic distribution of voltages in nodal points and flows of active and reactive power in branches are reported in the paper. Modeling of probabilistic power flow under conditions of stochastic load changes is performed for different fluctuation levels and increased load level up to peak load condition. Stochastic variation of load impact on probabilistic distribution of regime parameters were studied on the example of the Azerbaijan Power System network. The results of comparative analysis of probabilistic power flow for load fluctuation data are presented in a form of discrete samples of active power obtained by the Monte Carlo analytical method and measuring parameters live values in the studied network with distributed generation and renewable sources. An algorithm of probability estimation of voltage and power flows in the network with distributed generation for the wind-power and solar electric power stations has been offered.

*Key words:* power network, reactive capacity, probability load flow, distribution of density, loading fluctuations, distribution of voltage.

#### REFERENCES

1. Alvarado, F.Nu.Y. and Adapa, R. (1992), Uncertainty in power system modeling and computation, *Trans. IEEE International Conference on Systems, Man and Cybernetics*, Vol. 1(13), pp. 754-760.
2. Anders, G.J. (1990), Probability concepts in electric power systems, Wiley, New-York, USA.
3. Borkowska, B. (1974), Probabilistic load flow, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. Pas-93, no. 3, pp 752-755.
4. Allan, R.N., Borkowska, B. and Grigg, C.H. (1974), Probabilistic analysis of power flows, *Proceedings of the Institution of Electrical Engineers* (London), Vol. 121, no. 12, pp. 1551-1556.

5. Jorgensen, P., Christensen, J.S. and Tande, J.O. (1998), Probabilistic load flow calculation using Monte Carlo techniques for distribution network with wind turbines, *Transactions of the 8<sup>th</sup> International Conference on Harmonics and Quality of Power*, Vol. 2, pp. 1146-1151.
6. Allan, R.N., Gregg, C.H. and Al-Shakarchi, M.R.G. (1976), Numerical techniques in probabilistic load flow problems, *International Journal for Numerical Methods in Engineering*, Vol. 10, pp. 853-860.
7. Hatziargyriou, N.D., Karakatsanis, T.S. and Papadopoulos, M. (1993), Probabilistic load flow in distribution systems containing dispersed wind power generation, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 8, no. 1, pp. 159-165.
8. Celli, G., Mocci, S., Pilo, F. and Cioria, R. (2002), Probabilistic optimization of MV distribution network in presence of distributed generation, *Proceedings of the 14<sup>th</sup> Power Systems Computation Conference*, Sevilla, Lun, p(1), pp. 1-7.
9. El-Khattam, W., Hegazy, Y.G. and Salama, M.M. (2006), Investigating distributed generation systems performance using Monte Carlo simulation, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 21, no. 2, pp. 524-532.
10. Chen, P., Chen, Z., Bak-Jensen, B., Villafila, R. and Sorensen, S. (2007), Study of power fluctuation from dispersed generations and loads and its impact on a distribution network through a probabilistic approach, *Proceedings of the 9<sup>th</sup> International Conference on Electrical Power Quality and Utilization*, EPQU 2007, pp. 1-5.
11. Guliyev, H.B. and Rakhmanov, N.R. (2015), "Estimation of power flows in the network with distributed generation taking into account uncertainties of development and consumption", *Methodical research questions the reliability of large-scale power systems. Reliability liberalized energy systems*, St-Petersburg, Iss. 65, pp. 511-516.
12. Kremer, N.Sh. (2004), *Teoriya veroyatnosti i matematicheskaya statistika* [Theory of probability and mathematical statistics], Yunity-Dana, Moscow, Russia.
13. Rakhmanov, N.R., Guliyev, H.B. and Ibrahimov, F.Sh. (2015), "Modeling process of capacity manufacture by wind power station at forecasting of the mode covering capacity of loading in the power supply system inside daily cycles", *Problemy energetiki*, no. 3, pp. 3-11.
14. Guseynov, F.G. and Rakhmanov, N.R. (1988), *Otsenka parametrov i kharakteristik energosistem* [Estimation of power system parameters and characteristics], Energoatomizdat, Moscow, Russia.
15. Zang, P. and Lee, S.T. (2004), Probabilistic load flow computation using the method of combined cumulants and Graw-Charlier expansion, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, no 1, pp. 676-682.

Поступила 02.06.16;  
после доработки 11.08.16

ГУЛИЕВ Гусейнгулу Байрам оглы, канд. техн. наук, доцент, зав. отделом «Режимные проблемы энергосистем» Азербайджанского научно-исследовательского и проектно-изыскательского ин-та энергетики, доцент кафедры «Автоматика и управление» Азербайджанского технического университета. В 1985 г. окончил Азербайджанский ин-т нефти и химии. Область научных исследований — качество электроэнергии, моделирование и управление режимными параметрами энергосистем, применение нечеткой логики в энергетике, устойчивость энергосистем.

РАХМАНОВ Нариман Рахманович, д-р техн. наук, профессор, гл. науч. сотр. Азербайджанского научно-исследовательского и проектно-изыскательского ин-та энергетики. В 1960 г. окончил Азербайджанский ин-т нефти и химии. Область научных исследований — моделирование и оптимизация режимов энергосистем, разработка и применение методов искусственного интеллекта для управления и прогнозирования, устойчивость энергосистем.