

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, ИССЛЕДОВАНИЯ, РАСЧЕТЫ

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2020-13-1-11-16>

УДК 621.311

Учет критерия балансовой надежности при оптимизации перспективной структуры энергосистемы

Беляев Н. А.^{1*}, Егоров А. Е.¹, Коровкин Н. В.², Чудный В. С.³

¹ ФГБУ «Российское энергетическое агентство Министерства энергетики Российской Федерации»
пр. Мира, д. 105, стр. 1, Москва, 129085, Россия

² ФГАОУ ВО Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого
ул. Политехническая, д. 29, Санкт-Петербург, 195251, Россия

³ АО «Научно-технический центр Единой энергетической системы»
ул. Курчатова, д. 1, лит. А, г. Санкт-Петербург, 194223, Россия

Поступила / Received 31.01.2020

Принята к печати / Accepted for publication 27.02.2020

Рассматривается метод оптимизации перспективной структуры электроэнергетической системы (далее — ЭЭС) по двум критериям: экономической эффективности (минимизации удельных приведенных затрат на электроснабжение потребителей) и балансовой надежности (минимизация вероятности дефицита мощности). Предлагаемый метод основан на применении генетического алгоритма. Представлены результаты апробации метода на примере оптимизации структуры генерирующих мощностей в концентрированной ЭЭС.

При планировании развития ЭЭС рассматриваются технические решения по развитию ЭЭС, которые по типу и технико-экономическим показателям могут быть сгруппированы в технологии. К технологиям развития генерации относятся агрегаты и энергоблоки электростанций разных типов различной единичной мощности. К технологиям развития электрической сети — новые линии электропередачи разных классов напряжения, а также средства компенсации реактивной мощности, позволяющие повысить их пропускную способность. Для каждой технологии должны быть заданы необходимые для вычисления целевых функций технико-экономические показатели и показатели надежности. Также в качестве исходных данных задаются параметры спроса на электроэнергию в ЭЭС: прогнозные электропотребление, максимум и график электрической нагрузки, показатели нерегулярных отклонений нагрузки с детализацией по отдельным узлам ЭЭС.

Для решения задачи, учитывая ее дискретность и наличие двух критериев, предлагается использовать генетический алгоритм. Расчет целевых функций на каждом шаге алгоритма производится с использованием метода Монте-Карло. В сравнении с классической постановкой задачи планирования развития ЭЭС решение предложенной задачи позволяет не только учесть нормативные требования к балансовой надежности ЭЭС, но и выбрать оптимальный уровень балансовой надежности, исходя из оценки прироста затрат на его обеспечение с учетом структуры конкретной ЭЭС и возможных технических решений.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: электроэнергетическая система, планирование развития, балансовая надежность, оптимизация затрат, генетический алгоритм

Адрес для переписки:

Беляев Н. А.
ФГБУ РЭА Минэнерго России
пр. Мира, д. 105, стр. 1, Москва, 129085, Россия
e-mail: Belyaev.NA@yandex.ru

Address for correspondence:

Belyaev N. A.
Russian Energy Agency Ministry of Energy of the Russian Federation
Mira av., 105, 1, Moscow, 129085, Russia
e-mail: Belyaev.NA@yandex.ru

Для цитирования:

Беляев Н. А., Егоров А. Е., Коровкин Н. В., Чудный В. С. Учет критерия балансовой надежности при оптимизации перспективной структуры энергосистемы. 2020. – Т. 13, №1. – С. 11–16.
<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2020-13-1-11-16>

For citation:

Belyaev N. A., Egorov A. E., Korovkin N. V., Chudny V. S. [Allowance for capacity adequacy criterion in optimizing the prospective structure of electric power system]. *Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry*. 2020, vol. 13, no. 1, pp. 11–16. (in Russian).
<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2020-13-1-11-16>

Consideration of capacity adequacy criterion in optimizing the prospective structure of electric power system

Belyaev N. A.^{1*}, Egorov A. E.¹, Korovkin N. V.², Chudny V. S.³

¹ Russian Energy Agency Ministry of Energy of the Russian Federation
Shchepkina str., 40, Moscow, 129110, Russia

² Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University
Polytechnicheskaya str., 29, St. Petersburg, 195251, Russia

³ Scientific and Technical Center of Unified Power System
Kurchatova str. 1A, St. Petersburg, 194223, Russia

This paper considers a method for optimization of the prospective structure of electric power system (EPS), with account made for two criteria: cost-efficiency (minimization of specific reduced energy costs for customers) and capacity adequacy (minimization of capacity shortage probability). The proposed procedure is based on application of a genetic algorithm. The results of procedure evaluation have been considered by the example of optimization of the structure of generating capacities within a concentrated electric power system.

When planning EPS, engineering solutions should be examined that may be grouped in technologies based on the type and performance-based indicators. Technologies of generation development cover power station units and power generation plants of various types of different unit capacity. Technologies covering the development of electrical networks are as follows: construction of new power transmission lines of various voltage classes as well as means of reactive power compensation making possible to expand their capacity. Each technology should be provided with performance indicators and reliability data so as to ensure the calculation of target functions. Parameters related to the demand of power supply in EPS must be given as source data: forecast power consumption, peak electrical demands and electricity load curves, nonconforming load indicators with details for every node of electric power system.

To solve the problem while considering its discreteness and availability of two criteria, it is suggested to use a genetic algorithm. The calculation of target functions at each algorithm step is carried out by applying the Monte-Carlo technique. Compared to the standard problem statement of EPS planning, the solution of the proposed problem allows not only taking into account regulatory requirements as to EPS capacity adequacy but also selecting an optimal level of capacity adequacy on the basis of evaluation of a rise of costs incurred for providing the same, with due account made for the structure of a specific EPS and potential engineering solutions.

KEYWORDS: electric power system, development planning, capacity adequacy, cost optimization, genetic algorithm

Введение. Постановка задачи

Классическая постановка задачи планирования развития электроэнергетических систем ЭЭС сводится к минимизации суммарных приведенных затрат Z на электроснабжение потребителей [1, 2]:

$$Z(\mathbf{x}) = \sum_t (Z_t^K(\mathbf{x}) + Z_t^O(\mathbf{x})) \cdot (1 + d)^{-t} \rightarrow \min, \quad (1)$$
$$\mathbf{x} \in R,$$

где Z_t^K , Z_t^O — капитальные и операционные затраты в году t соответственно, d — ставка дисконтирования. Переменными $\mathbf{x}$ в задаче (1) являются основные технические решения по развитию систем производства, передачи и распределения электрической энергии, определяющие величину и структуру затрат. Область ограничений R определяется требованиями к надежности и безопасности ЭЭС, влияющими на выбор отдельных технических решений или их сочетаний. К таким ограничениям относятся, в том числе, требования к балансовой надежности ЭЭС, которые задаются в виде нормативного значения показателя балансовой

надежности (ПБН) или соответствующего ему необходимого резерва мощности [3, 4].

Такой подход к учету требований балансовой надежности имеет недостатки, поскольку требует технико-экономического обоснования указанного нормативного значения ПБН. Такое обоснование затруднено из-за отсутствия в настоящее время адекватных оценок ущербов от дефицита мощности и сложности их получения в связи с многообразием состава потребителей в ЭЭС и режимов их работы. Кроме того, известные методы обоснования нормативного значения ПБН [5] основаны на допущении линейной зависимости затрат на резервную мощность от ее величины, что, как правило, не справедливо, учитывая реальный состав генерирующих мощностей в энергосистемах.

В связи с этим предлагается двухкритериальная постановка задачи планирования развития ЭЭС, предусматривающая минимизацию затрат при минимизации ПБН — вероятности J_d дефицита мощности в ЭЭС

$$\begin{aligned} Z(\mathbf{x}) &\rightarrow \min, \\ J_d(\mathbf{x}) &\rightarrow \min, \\ \mathbf{x} &\in R. \end{aligned} \quad (2)$$

Исходные данные, переменные и ограничения в задаче

При планировании развития ЭЭС рассматриваются технические решения по развитию ЭЭС, которые по типу и технико-экономическим показателям могут быть сгруппированы в технологии [2]. Возможный состав таких технологий представлен в таблице. К технологиям развития генерации (G) относятся агрегаты и энергоблоки электростанций разных типов различной единичной мощности. К технологиям развития электрической сети — новые линии электропередачи разных классов напряжения, а также средства компенсации реактивной мощности, позволяющие повысить их пропускную способность. Для каждой технологии должны быть заданы необходимые для вычисления целевых функций (2) технико-экономические показатели и показатели надежности. Также в качестве исходных данных задаются параметры спроса на электроэнергию в ЭЭС: прогнозные электропотребление, максимум и график электрической нагрузки, показатели нерегулярных отклонений нагрузки с детализацией по отдельным узлам ЭЭС.

Переменными в задаче являются дискретные величины $X_{k,i} \in X$, соответствующие количеству принимаемых к реализации мероприятий технологии k в узле i , под которым понимается часть энергосистемы (зона), внутри которой отсутствуют ограничения на передачу мощности [6].

Область R описывается следующими ограничениями:

- максимально или минимально возможное (с учетом существующей структуры ЭЭС и принятых к реализации решений) количество $(\underline{X}_{k,i}, \bar{X}_{k,i})$ мероприятий каждой технологии:

$$\underline{X}_{k,i} \leq X_{k,i} \leq \bar{X}_{k,i}, \quad (3)$$

- необходимый по величине максимальной электрической нагрузки $N_{\max}$ суммарный объем генерирующих мощностей:

$$\sum_i \sum_k P_k X_{k,i} \geq N_{\max}, \quad k \in G, \quad (4)$$

где P_k — единичная располагаемая мощность генерирующего оборудования по технологии k ,

- технические ограничения суммарной мощности $(\underline{P}_{k,i}, \bar{P}_{k,i})$ отдельных видов электростанций: по технологическому минимуму, поставкам топлива, по требуемому объему отпуска тепловой энергии (для ТЭЦ) и др.:

$$\underline{P}_{k,i} \leq P_k X_{k,i} \leq \bar{P}_{k,i}. \quad (5)$$

Решение задачи

Для решения задачи (2) с учетом ограничений (3) – (5), учитывая ее дискретность и наличие двух критериев, предлагается использовать генетический алгоритм, основные положения которого применительно к от-

раслевым задачам представлены в [8]. Расчет целевых функций на каждом шаге алгоритма производится с использованием метода Монте-Карло в следующем порядке:

1. Для каждого сформированного варианта решения разыгрывается множество случайных состояний ЭЭС с учетом плановых и неплановых ремонтов оборудования ЭЭС, регулярных и нерегулярных изменений нагрузки, изменений располагаемой мощности электростанций сезонного и стохастического (для солнечных и ветровых электростанций) характера на основе заданных в составе исходных данных показателей. Для каждого разыгранного состояния определяются: рабочая мощность P_{pi} электростанций в узлах, нагрузка N_i потребителей в узлах, пропускная способность $Z_{i,j}$ связей между узлами. Аналогично могут учитываться отклонения технико-экономических показателей от ожидаемых (прогнозных) значений.

2. Для каждого случайного состояния решается задача минимизации дефицита мощности D_i :

$$\begin{aligned} \sum_i D_i &\xrightarrow{P_{Hi}} \min \\ \sum_i (P_{Hi} - n_i) &= 0, \\ \forall i: D_i = N_i - n_i &\geq 0, \\ P_{Hi} &\leq P_{pi}, \\ \forall i, j: \sum_m k_m^{i,j} (P_{Hm} - n_m) &\leq Z_{i,j}, \end{aligned} \quad (6)$$

где P_{Hi} и n_i — фактические нагрузки электростанций и потребителей в узлах соответственно, $k_m^{i,j}$ — коэффициент линейной зависимости потока мощности между узлами i, j от мощности узла m (сетевой коэффициент). Порядок расчета сетевых коэффициентов представлен в [9].

3. Для полученных в результате решения (6) значений n_i решается задача минимизации операционных затрат 3^0 :

$$\begin{aligned} 3^0 &\xrightarrow{P_{Hi}} \min \\ \sum_i (P_{Hi} - n_i) &= 0, \\ \forall i: P_{Hi} &\leq P_{pi}, \\ 3^0 &= \sum_i \sum_k P_{Hk,i} 3_k^0, \\ \forall i, j: \sum_m k_m^{i,j} (P_{Hm} - n_m) &\leq Z_{i,j}, \end{aligned} \quad (7)$$

где 3_k^0 — удельные операционные затраты технологии k ($k \in G$).

4. По результатам решения (6) и (7) для множества случайных состояний определяются значения целевых функций (2) для сформированного варианта решения. Вероятность дефицита мощности определяется как относительное число состояний с дефицитом мощности, полученных по результатам решения (6), величина суммарных затрат — в соответствии с (1) с учетом средней величины 3^0 , полученной по результатам решения (7).

По результатам решения задачи (2) определяется

множество Парето-оптимальных решений, анализ которого позволяет, в том числе, определить влияние изменения нормативного значения ПБН на величину необходимых для его достижения затрат и выбрать наиболее приемлемый вариант развития ЭЭС.

Необходимо отметить, что для достижения приемлемой точности расчета целевых функций (2) количество разыгрываемых случайных состояний для каждого варианта решения должно составлять $\sim 10^6$. При этом для обеспечения сходимости генетического алгоритма при характерном количестве переменных ~ 20 численность одного поколения должна составлять не менее 10^3 . Таким образом, при числе поколений $\sim 10^2$ для получения решения рассматриваемой задачи необходимо выполнить оценку $\sim 10^{11}$ случайных состояний ЭЭС с решением (6) и (7).

Апробация

Расчеты выполнены для концентрированной (одно-узловой) ЭЭС. Максимум электрической нагрузки ЭЭС составляет 12,87 ГВт, коэффициент неравномерности графика нагрузки 0,77, коэффициент заполнения — 0,92. Для выполнения расчетов состав технологий принят по данным таблицы, показатели надежности оборудования, включая показатели планового и аварийного простоя (по данным [10]). Полученные результаты представлены на рисунке.

На рисунке по осям отложены значения целевых функций (2): по оси абсцисс — вероятность дефицита мощности, по оси ординат — себестоимость электроэнергии, соответствующая полученным суммарным затратам. Точками отмечены полученные решения. Общее количество полученных решений составило 375.

В советский период было обосновано и до настоящего времени применяется нормативное значение ПБН — вероятности бездефицитной работы на уровне

0,996 [5], что соответствует $J_d = 0,004$. Таким образом, при использовании такого норматива необходимо выбрать решение, которое выделено меткой на рисунке, цена на электроэнергию в этом случае составит 1,73 руб./кВт·ч. Но такой вариант оказывается неоптимальным, если рассмотреть другие полученные решения. Так, незначительное увеличение цены в пределах 1 коп./кВт·ч позволяет снизить J_d до уровня 0,00226. Также следует отметить, что объективно, с учетом неопределенности условий функционирования ЭЭС на долгосрочную перспективу, погрешность задания ряда параметров технологий, используемых в задаче в качестве исходных данных, прежде всего стоимостных показателей, может составлять до 5% и более, что соответственно влияет на точность определения затрат. При этом увеличение цены на 5% по сравнению с отмеченным на рисунке 1 решением (до 1,81 руб./кВт·ч, показано горизонтальным пунктиром) позволяет снизить J_d до уровня 0,00016, то есть более чем на порядок.

Дальнейшее снижение J_d может быть нецелесообразным, поскольку затраты растут более высоким темпом и незначительное снижение J_d ведет к существенному росту цены. При цене 1,97 руб./кВт·ч достигается минимальное значение $J_d \sim 6,3 \cdot 10^{-5}$, которое практически нечувствительно к увеличению цены. Диапазон изменения установленной мощности по полученным решениям составил от 14,95 ГВт до 22,15 ГВт, что соответствует величине полного резерва мощности от 16,2% до 72,1% от максимума нагрузки ЭЭС. Для отмеченного на рисунке решения, соответствующего нормативному ПБН, резерв мощности составил 19,7%. Для решения с ценой 1,81 руб./кВт и $J_d = 0,00016$ резерв мощности равен 29,8%.

Заключение

В сравнении с классической постановкой задачи пла-

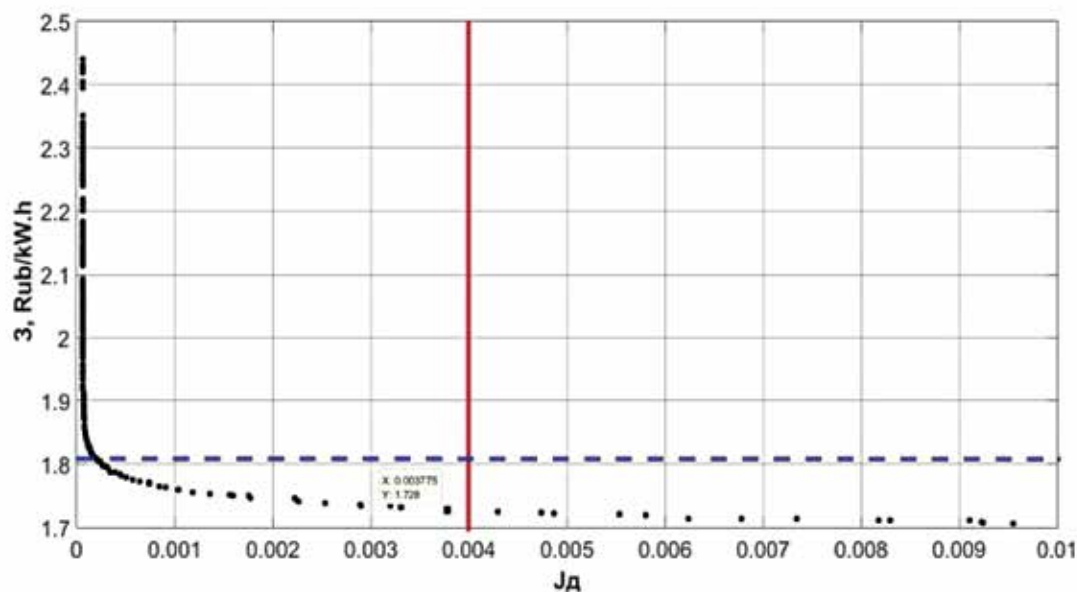


Рисунок. Результаты расчетов
Figure. Calculation results

Таблица. Состав технологий при планировании развития ЭЭС
Table. Structure of technologies at EPS planning

Тип	Название	Располагаемая (максимальная) мощность, МВт	Технологический минимум, МВт	Удельные капитальные затраты, тыс.руб./кВт, (млн руб./км)	Удельные операционные затраты, руб./кВт·ч,
Type	Name	Available (maximum) capacity, MW	Technological minimum, MW	Specific capital costs, th. Rub/kW (mln Rub/km)	Specific operational costs, Rub/ kW·h
Генерация / Generation					
ТЭЦ TRP	T-50 ST-50	50	40	55	1,17
ТЭЦ TRP	T-100 ST-100	100	80	50	1,11
КЭС CTPP	K-50 CTST-50	50	25	50	1,17
КЭС CTPP	K-100 CTST-100	100	50	45	1,11
КЭС CTPP	K-200 CTST-200	200	100	40	1,08
КЭС CTPP	K-300 CTST-300	300	150	37	1,05
КЭС CTPP	K-500 CTST-500	500	250	35	1,03
КЭС CTPP	K-600 CTST-600	600	360	50	0,70
КЭС CTPP	K-800 CTST-800	800	400	34	1,00
КЭС CTPP	ПГУ-150 CCP-150	150	60	60	0,77
КЭС CTPP	ПГУ-450 CCP-450	450	180	50	0,73
КЭС CTPP	ПГУ-800 CCP-800	800	240	40	0,69
КЭС CTPP	ГТ-50 GT-50	50	0	65	1,24
КЭС CTPP	ГТ-100 GT-100	100	0	60	1,17
ГЭС HPP	ГА-100 Hydraul- ic unit-100	100	15	145	-
ГЭС HPP	ГА-300 Hydraul- ic unit-300	300	30	120	-
АЭС NPP	ВВЭР-1200 LWGR-1200	1200	1200	110	-
ВЭС WG	ВЭС-50 WG-50	*	*	150	-
Сеть / Network					
ЛЭП TL	220 кВ 220 kV	249	-	12	-
ЛЭП TL	330 кВ 330 kV	748	-	13	-
ЛЭП TL	500 кВ 500 kV	1698	-	19	-
УШР CSR	на 1 кВАр per 1 kVAr	-	-	3	-
БСК CB	на 1 кВАр per 1 kVAr	-	-	0,4	-

* задается как ряд распределения вероятностей [7]

* to be specified as probability distribution series [7]

нирования развития ЭЭС (1) решение предложенной задачи (2) позволяет не только учесть нормативные требования к балансовой надежности ЭЭС, но и вы-

брать оптимальный уровень балансовой надежности, исходя из оценки прироста затрат на его обеспечение с учетом структуры конкретной ЭЭС и возможных тех-

нических решений. При этом на основе выполненных расчетов показана возможность значительного улучшения ПБН относительно нормативного уровня при незначительном, в пределах точности задания исходных данных, увеличении затрат.

Следует также отметить возможность развития поставки (2) путем включения в нее дополнительных критериев, актуальных при планировании развития ЭЭС. Такими критериями могут быть минимизация воздействия на окружающую среду (минимизация выбросов топливных электростанций), обеспечение энергетической безопасности (минимизация дефицита установленной мощности в отдельных узлах ЭЭС) и другие.

Список использованных источников

1. Ли В. Вероятностное планирование системы передачи электроэнергии. М. 2016;: 308.
2. Веселов Ф. В., Новикова Т. В., Федосова А. В. Основы экономики электроэнергетики: Методические указания. М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина 2016;: 80.
3. Чукреев Ю. Я., Чукреев М. Ю. Модели оценки показателей балансовой надёжности при управлении развитием электроэнергетических систем. Сыктывкар: Коми научный центр УрО РАН 2014;: 207.
4. Ковалёв Г. Ф., Лебедева Л. М. отв. ред. Н. И. Воропай. Надежность систем электроэнергетики. Новосибирск: Наука 2015;: 224.
5. Крупнев Д. С., Лебедева Л. М., Ковалев Г. Ф., Беляев Н. А., Егоров А. Е., Громов Р. Е. К оценке уровня резервирования генерирующей мощности в Единой энергосистеме России. Энергетическая политика 2018; (1): 33–44.
6. Belyaev N., Egorov A., Korovkin N., Chudny V. Economic aspects of ensuring the capacity adequacy of electric power systems. E3S Web of Conferences 2018; (58): 01010.
7. Krupnev D. Assessment of power system adequacy with renewable energy sources and energy storage systems. E3S Web of Conferences 2018; (58): 01012.
8. Korovkin N. V., Odintsov M. V., Frolov O. V. Operational planning in power systems based on multi-objective optimization. Power Technology and Engineering 2016; (1): 75–78.

9. Беляев Н. А., Коровкин Н. В., Чудный В. С. Формирование расчетных моделей электроэнергетических систем для оценки показателей балансовой надежности. Электричество 2018; (5): 11–17.

10. Непомнящий В. А. Надежность оборудования энергосистем. М.: Изд-во журнала «Электроэнергия. Передача и распределение» 2013;: 196.

References

1. Li W. Probabilistic transmission system planning. IEEE, EIC BC Hydro 2016;: 308. (In Eng.)
2. Veselov F. V., Novikova T. V., Fedosova A. V. Fundamentals of electric power's economics: Guidelines. M.: Publishing House of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas 2016;: 80. (In Russ.)
3. Chukreev Yu. Ya., Chukreev M. Yu. Models of evaluation of capacity adequacy indices when managing the development of electric power systems. Syktvykar: Komi scientific centre of RAS Ural division 2014;: 207. (In Russ.)
4. Kovaliov G. F., Lebedeva L. M., main editor N.I. Voropay. Reliability of electric power systems. Novosibirsk: Nauka 2015;: 224. (In Russ.)
5. Krupnev D. S., Lebedeva L. M., Kovalev G. F., Belyaev N. A., Yegorov A. Ye., Gromov R. E. On assessment of generating capacity redundancy margin within the Unified Energy System of Russia. Energeticheskaya politika 2018; (1): 33–44. (In Russ.)
6. Belyaev N., Egorov A., Korovkin N., Chudny V. Economic aspects of ensuring the capacity adequacy of electric power systems. E3S Web of Conferences 2018; (58): 01010. (In Eng.)
7. Krupnev D. Assessment of power system adequacy with renewable energy sources and energy storage systems. E3S Web of Conferences 2018; (58): 01012. (In Eng.)
8. Korovkin N. V., Odintsov M. V., Frolov O. V. Operational planning in power systems based on multi-objective optimization. Power Technology and Engineering 2016; (1): 75–78. (In Eng.)
9. Belyaev N. A., Korovkin N. V., Chudny V. S. Development of computational models of electric power systems for the evaluation of capacity adequacy indices. Elektrichestvo 2018; (5): 11–17. (In Russ.)
10. Nepomniaschiy V. A. Reliability of electrical power system equipment. M.: Publishing House of magazine "Electroenergiya. Transmission and distribution" 2013;: 196. (In Russ.)

