

Формирование расчетных моделей электроэнергетических систем для оценки показателей балансовой надежности

БЕЛЯЕВ Н.А., ЕГОРОВ А.Е., КОРОВКИН Н.В., ЧУДНЫЙ В.С.

Рассмотрен вопрос формирования расчетных моделей электрической сети для оценки показателей балансовой надежности энергосистем со слабыми связями сложной структуры. Задачам анализа балансовой надежности в отечественной и зарубежной литературе уделено большое внимание. Кроме различных моделей и методов оценки показателей балансовой надежности, к настоящему времени как в России, так и за рубежом для выполнения соответствующих расчетов разработаны специализированные программные комплексы. Выполнен анализ существующих подходов к формированию моделей энергосистем для анализа балансовой надежности. На основе метода сетевых коэффициентов введены коэффициенты загрузки элементов электрической сети и предложен формализованный подход к определению слабых сечений в электрической сети, с учетом которых определяются границы зон надежности и формируется многозонная модель энергосистемы, используемая для расчетов показателей балансовой надежности. Представлены результаты апробации предложенного подхода с использованием тестовой схемы IEEE.

К л ю ч е в ы е с л о в а: электроэнергетическая система, балансовая надежность, многозонная модель, поток мощности

Исследования балансовой надежности¹ (БН) традиционно представляют собой актуальную задачу планирования развития электроэнергетических систем (ЭЭС), интерес к которой проявляют не только научное сообщество и организации отрасли, непосредственно ответственные за надежность функционирования ЭЭС, но и субъекты рынка электроэнергии и мощности в целом. Это связано, прежде всего, с проблемой резервирования генерирующих мощностей, поскольку технологически необходимый для обеспечения требуемого уровня надежности электроснабжения потребителей резерв мощности, подлежащий оплате на рынке мощности, может быть объективно обоснован только на основе расчетов показателей балансовой надежности (ПБН) [1, 2].

Задачам анализа балансовой надежности в отечественной и зарубежной литературе уделено большое внимание. Кроме различных моделей и методов оценки показателей балансовой надежности, к настоящему времени как в России, так и за рубежом для выполнения соответствующих расчетов разработаны специализированные программные комплексы [3–5]. Тем не менее, отдельные аспекты исследований балансовой надежности по-прежнему представляют научный интерес, что обусловле-

но как расширением возможностей вычислительных средств, так и некоторыми тенденциями в развитии современных ЭЭС (внедрение технологий управляемого потребления, интеллектуальных энергосистем и др.).

Многозональные модели ЭЭС. В сложившейся практике расчетов ПБН структура передающей сети ЭЭС представляется *многозонной* (многоузловой) моделью, которая представляет собой совокупность зон *надежности* (концентрированных узлов) и связей между ними заданной пропускной способности [3, 6]. Каждая зона надежности является совокупностью узлов основной сети (район) ЭЭС, между которыми ограничения на передачу мощности отсутствуют или не влияют на возможности взаимного резервирования данных узлов в возможных схемно-балансовых ситуациях. Связи между зонами надежности определяются на основе топологии электрической сети и могут представлять собой одну или несколько линий электропередачи, поток мощности по которым ограничен по тем или иным критериям. При оценке ПБН их значения определяются в отношении каждой зоны надежности; таким образом, корректность формирования многозонной модели непосредственно определяет корректность результатов оценки ПБН.

Формирование многозонной модели ЭЭС является достаточно трудоемкой задачей, которая сводится к делению ЭЭС на зоны надежности, т.е. определению поузлового состава зон надежности и определению максимально допустимых потоков мощности (далее – МДП) по связям между ними.

¹ Надежность обеспечения баланса мощности ЭЭС (балансовая надежность) – способность ЭЭС обеспечивать совокупную потребность в электрической мощности и энергии потребителей с учетом ограничений в виде плановых и неплановых отключений элементов ЭЭС, а также ограничений на поставку энергоресурсов.

Для решения данной задачи в ЭЭС должны быть выделены сечения, пропускная способность которых в вероятных режимно-балансовых ситуациях может быть недостаточна для обеспечения спроса на мощность в одной из частей ЭЭС (далее – *слабые сечения*). В соответствии с этими сечениями должны быть определены границы зон надежности. Между тем, поиск слабых сечений в ЭЭС в рамках формирования многозонной модели для оценки ПБН представляет собой самостоятельную задачу, решение которой для общего случая требует разработки соответствующих критериев и алгоритмов.

Обзор мировой практики исследований БН [3] показывает, что несмотря на достаточно широкое внедрение программных средств для оценки ПБН, полностью формализованные подходы к формированию многозонных моделей ЭЭС отсутствуют. Это связано прежде всего с тем, что в развитых странах исследования БН ЭЭС проводятся на регулярной основе и накопленный опыт расчетов и эксплуатации позволяет задать слабые сечения и границы зон надежности без применения формализованного анализа структуры и возможных режимов работы ЭЭС. Кроме того, в ряде случаев определить слабые сечения на экспертном уровне позволяет достаточно простая структура ЭЭС.

Использование экспертного подхода для формирования многозонной модели ЭЭС России затруднено, поскольку ЭЭС России имеет большое число слабых связей сложной конфигурации. В период плановой экономики для анализа БН в качестве зон надежности принимались объединенные энергосистемы (ОЭС) [3]. Однако данный подход не является обоснованным, поскольку слабые сечения имеются и внутри ОЭС и был обусловлен исключительно ограничениями по вычислительным ресурсам того времени. Учитывая производительность современных вычислительных средств, возможно более детализированное представление модели ЭЭС России, что позволит повысить корректность расчетов ПБН.

В то же время в ЭЭС России сложилась практика описания области допустимых режимов работы ЭЭС по активной мощности с использованием значений МДП в контролируемых сечениях [7]. Однако использование контролируемых сечений при формировании многозонной модели также затруднено по двум причинам. Во-первых, ограничение по МДП в контролируемом сечении необязательно приводит к необходимости ограничения потребителей в различных режимно-балансовых ситуациях и, соответственно, необязательно должно учитываться в расчетах БН [6]. Во-вторых, часть контролируемых сечений являются частичными, что затрудняет их учет при подготовке многозонной модели, так как требует доопределения границ

зон надежности и перерасчета МДП с учетом наличия шунтирующих связей.

Учитывая изложенное, представляет интерес формализация определения слабых сечений ЭЭС в рамках формирования многозонных моделей для оценки ПБН. Сложность этой задачи заключается в необходимости анализа загрузки электрической сети во множестве состояний ЭЭС, возникающих при отключении различных элементов ЭЭС.

Метод сетевых коэффициентов. Расчёт потоков мощности в различных балансовых ситуациях (состояниях) ЭЭС может выполняться с использованием стандартных методов расчёта установившихся режимов. Но в расчётах БН данные методы, как правило, не находят применения по двум основным причинам. Во-первых, расчетные состояния ЭЭС при анализе БН в общем случае не сбалансированы по активной мощности, что необходимо для расчета установившегося режима. Во-вторых, итерационные методы, используемые для расчёта режима, не обеспечивают сходимость режима, что необязательно связано с балансом активной мощности. В связи с этим для расчета потокораспределения в задачах БН используются упрощенные модели [8].

В частности, оценка потоков активной мощности в ЭЭС может быть выполнена путем решения системы линейных уравнений:

$$\mathbf{B}\Theta = \mathbf{P}, \quad (1)$$

где \mathbf{B} – $N \times N$ матрица реактивных узловых проводимостей; N – общее число узлов (исключая балансирующий); Θ и \mathbf{P} – векторы фазовых углов напряжений и активных мощностей узлов соответственно.

Из решения Θ уравнений (1) можно определить вектор $\vec{\mathbf{P}}$ потоков активных мощностей в ветвях:

$$\vec{\mathbf{P}} = \mathbf{V}_V \mathbf{A}^T \Theta, \quad (2)$$

где \mathbf{V}_V – диагональная матрица $V \times V$ реактивных проводимостей ветвей; V – общее число ветвей; \mathbf{A} – матрица инцидентности.

С учётом (1) и (2) может быть записано равенство:

$$\vec{\mathbf{P}} = \mathbf{V}_V \mathbf{A}^T \mathbf{B}^{-1} \mathbf{P} = \mathbf{K} \mathbf{P}, \quad (3)$$

где \mathbf{K} – матрица сетевых коэффициентов: $\mathbf{K} = \mathbf{V}_V \mathbf{A}^T \mathbf{B}^{-1}$.

Таким образом, потоки мощности в контролируемых сечениях могут быть представлены в виде линейной функции мощностей узлов с коэффициентами пропорциональности (сетевыми коэффициентами), зависящими от проводимости ветвей и топологии схемы.

Использование сетевых коэффициентов значительно упрощает оценку потоков активной мощности в сравнении с расчётом установившегося режима и обеспечивает получение решения, в том числе для дефицитных состояний ЭЭС.

Для оценки допущений, использованных при выводе (1) [9], выполнен расчёт абсолютных погрешностей определения потоков мощности методом сетевых коэффициентов для цифровой модели ОЭС Сибири. Абсолютная погрешность определения потока мощности определялась для каждой i -й ветви схемы как разность значений, полученных расчётом по (3) и при расчёте установившегося режима в ПК «RastrWin». В первом случае, поскольку (1) и (3) не учитывают потери мощности в ветвях, эти потери в расчётах учитывались дополнительным потреблением мощности, которое распределялось по узлам пропорционально заданному в них потреблению. Полученное по результатам расчётов распределение значений погрешностей представлено на рис. 1.

Представленные на рис. 1 данные показывают, что абсолютная погрешность оценки потоков мощности методом сетевых коэффициентов не превышает 10 МВт для 94,5% ветвей, что на практике соответствует точности определения МДП в контролируемых сечениях. Таким образом, по результатам проведённых расчётов точность оценки потоков мощности в ЭЭС методом сетевых коэффициентов является приемлемой для рассматриваемых задач анализа балансовой надежности.

Коэффициенты загрузки элементов электрической сети. С использованием матрицы сетевых коэффициентов при известных значениях активной мощности узлов в соответствии с (3) может быть выполнена оценка загрузки элементов электрической сети ЭЭС. Для определения \vec{P} необходимо задать распределение генерации и потребления мощности по узлам ЭЭС. Распределение потребления прини-

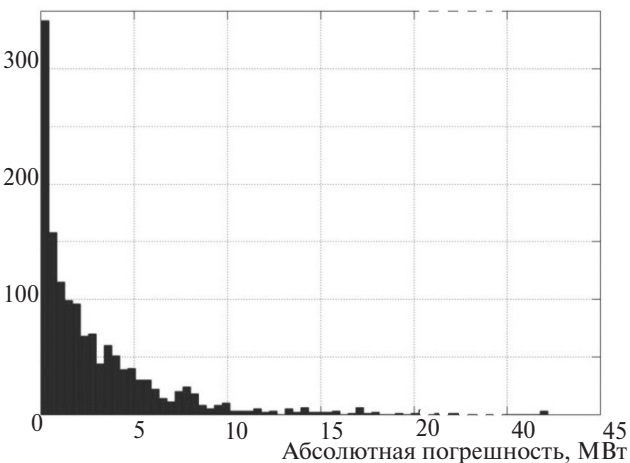


Рис. 1. Гистограмма погрешностей расчёта потоков мощности для ОЭС Сибири

мается в соответствии с исходными данными о поузловом потреблении мощности. Для распределения генерации по узлам необходимо определить распределение резерва мощности между электростанциями ЭЭС. Резерв мощности может быть как распределен между включенными в работу агрегатами и блоками, так и сосредоточен на отдельных резервных единицах генерирующего оборудования. Пусть поузловые значения рабочей мощности электростанций (за исключением резервной) и потребления мощности заданы векторами \mathbf{P}_p и \mathbf{P}_n соответственно. Тогда из (3) следует:

$$\vec{P} = \mathbf{K}\mathbf{P} = \mathbf{K}(\mathbf{P}_p - \mathbf{P}_n) = \mathbf{K}(\rho_p - \rho_n)P_{max}, \quad (4)$$

где $\rho_p = \mathbf{P}_p / \sum \mathbf{P}_p$; $\rho_n = \mathbf{P}_n / \sum \mathbf{P}_n$ – векторы распределения генерации и потребления; P_{max} – максимум потребления мощности ЭЭС.

Выражение (4) может быть также представлено в виде:

$$\vec{P} = \mathbf{k}_z P_{max},$$

где \mathbf{k}_z – вектор коэффициентов загрузки:

$$\mathbf{k}_z = \mathbf{K}(\rho_p - \rho_n) = \mathbf{V}_V \mathbf{A}^T \mathbf{V}^{-1} (\rho_p - \rho_n). \quad (5)$$

Коэффициенты загрузки позволяют определять загрузку ветвей ЭЭС в долях максимума потребления мощности ЭЭС для заданного состояния ЭЭС. При изменении состояния ЭЭС, т.е. при изменении состава включенного оборудования, коэффициенты загрузки подлежат корректировке.

1. При изменении состава рабочего генерирующего оборудования \mathbf{K} остается неизменной, корректируется ρ_p . При этом ρ_n остается неизменным, в том числе при возникновении дефицита мощности, если он распределяется по узлам пропорционально потребляемой мощности.

2. При изменении состава включенных сетевых элементов требуется корректировка \mathbf{K} в соответствии с (3) с учетом изменения топологических матриц [9]. Векторы ρ_p, ρ_n при этом не изменяются.

С использованием коэффициентов загрузки для заданного состояния ЭЭС, если оно не дефицитное ($\sum \mathbf{P}_p > \sum \mathbf{P}_n$), возможна оптимизация загрузки электрической сети за счет перераспределения резерва мощности между электростанциями. Для этого может быть рассмотрена следующая задача:

$$\left. \begin{aligned} \sum_i c_i k_{zi}^2 &\rightarrow \min; \\ 0 \leq \rho_p &\leq \mathbf{P}_p / \sum \mathbf{P}_n; \\ \sum \rho_p &= 1, \end{aligned} \right\} \quad (6)$$

где $k_{3i} \in \mathbf{k}_3$; \mathbf{k}_3 определяется в соответствии с (5); c_i – весовые коэффициенты, определяемые в соответствии с классом напряжения и пропускной способностью ветвей.

Ограничение-неравенство в данной задаче определяет диапазон возможного изменения ρ_p за счет перераспределения резерва, ограничение-равенство соответствует условию баланса мощности. Задача (6) представляет собой задачу квадратичного программирования, методы решения которой известны.

Таким образом, расчет и оптимизация \mathbf{k}_3 для любых состояний ЭЭС не представляет сложности. При этом значения \mathbf{k}_3 позволяют не только оценить загрузку элементов электрической сети в определенном состоянии ЭЭС, но и проанализировать изменение загрузки отдельных элементов в большом числе случайных состояний ЭЭС или в выборке наиболее характерных состояний. Такой анализ может позволить определить наиболее чувствительные элементы электрической сети, подверженные значительному изменению загрузки в определенных состояниях ЭЭС, и выделить слабые сечения.

Поиск слабых сечений. Исследование предложенного подхода выполнено с использованием тестовой схемы IEEE RTS–96, состоящей из 24 узлов [10], представленной на рис. 2. Состав генерирующего оборудования и поузловое потребление мощ-

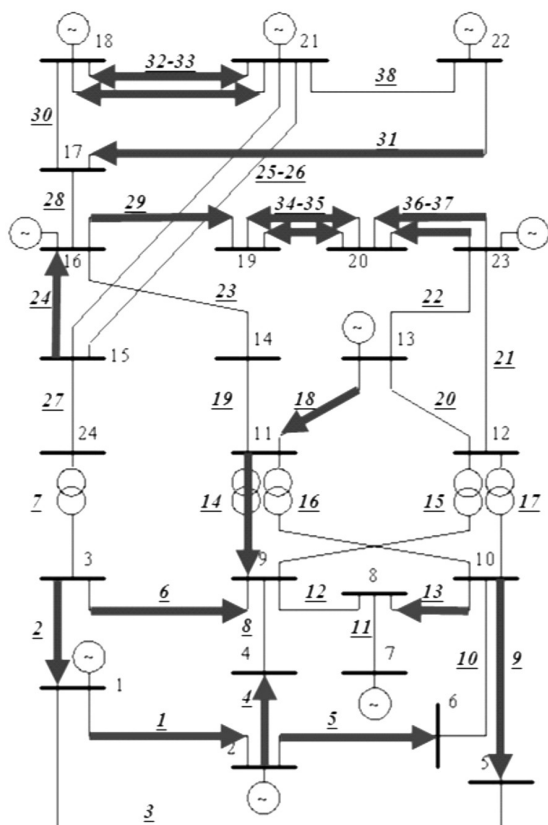


Рис. 2. Тестовая схема IEEE RTS–96

ности представлены в таблице. Суммарная установленная мощность электростанций ЭЭС составляет 3151 МВт, максимум потребления мощности – 2850 МВт.

Номер узла	Мощность, МВт	
	установленная	потребляемая
1	4×43	108
2	4×43	97
3	–	180
4	–	74
5	–	71
6	–	136
7	4×60	125
8	–	171
9	–	175
10	–	195
11	–	–
12	–	–
13	4×80	265
14	–	194
15	5×43	317
16	4×43	100
17	–	–
18	4×100	333
19	–	181
20	–	128
21	4×100	–
22	4×100	–
23	4×165	–
24	–	–

Для данной ЭЭС сгенерирован набор случайных состояний при отключениях как отдельных единиц генерирующего оборудования, так и отдельных ветвей ЭЭС. Для каждого состояния в соответствии с (5) рассчитаны коэффициенты загрузки элементов электрической сети.

Необходимо отметить, что в реальных ЭЭС, уровень балансовой надежности в которых близок к нормативному (интегральная вероятность бездефицитной работы 0,996 или выше), большинство случайных состояний являются бездефицитными при соблюдении допустимых значений параметров режима ЭЭС. Таким образом, обоснованно можно принять, что усредненные по множеству случайных состояний ЭЭС значения коэффициентов загрузки являются допустимыми для соответствующих ветвей ЭЭС.

При поиске слабых сечений ЭЭС интерес представляют случаи, в которых коэффициенты загрузки

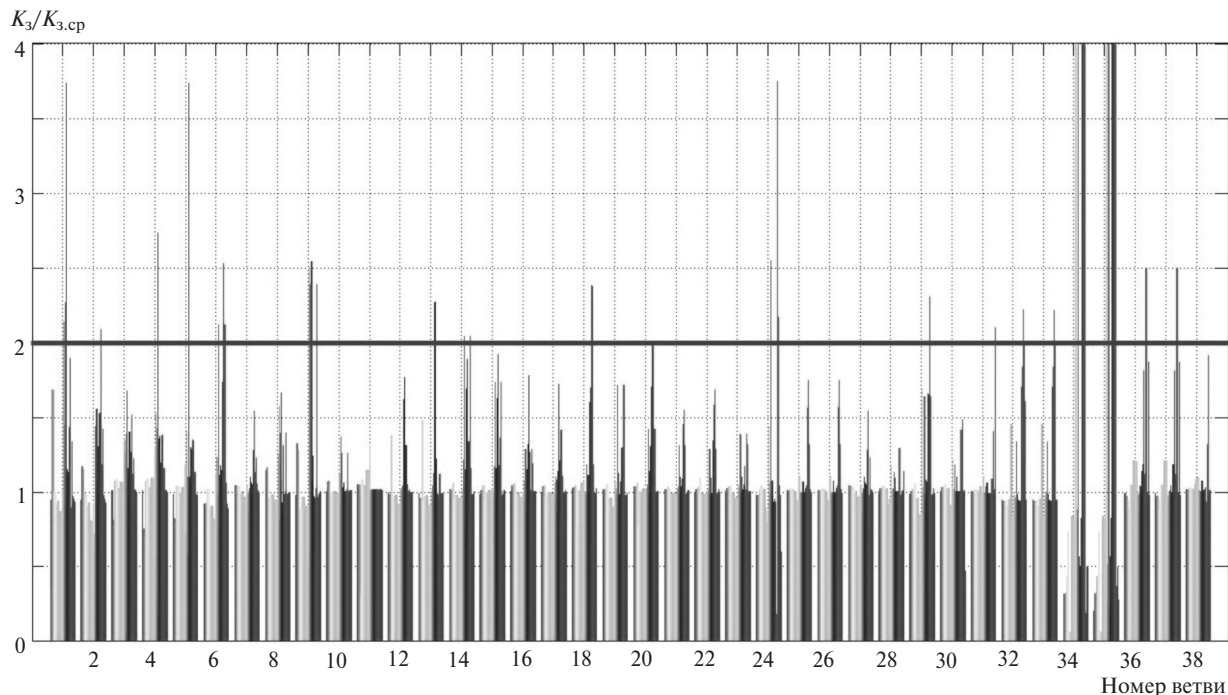


Рис. 3. Распределение коэффициентов загрузки ветвей ЭЭС

ки отдельных ветвей значительно отклоняются от средних значений, полученных по результатам анализа всего множества случайных состояний.

На рис. 3 приведены результаты расчета коэффициентов загрузки для набора случайных состояний рассматриваемой ЭЭС. По оси абсцисс отложены номера ветвей, которые указаны на рис. 2 (подчеркнуты). Для каждой ветви i представлено распределение значений k_{3i} , полученных для рассмотренных случайных состояний и отнесенных к среднему значению k_{3i} . Для определения слабых сечений выделены ветви, для которых значение k_{3i} в отдельных состояниях ЭЭС превышает среднее более чем в 2 раза (соответствующий уровень показан на рис. 3 полужирной горизонтальной линией). Эти ветви выделены на рис. 2 стрелками, указывающими направление потока мощности в них.

Анализ полученных результатов позволяет выделить в рассматриваемой ЭЭС следующие слабые сечения:

сечение 1 — ветвь 1;

сечение 2 — ветви 4 и 5; совместно с сечением 1 выделяет в отдельную зону надежности узел 2;

сечение 3 — ветви 2, 6, 14, 13, 9, а также шунтирующие их ветви 5 и 15; данное сечение выделяет в отдельные зоны надежности группу узлов 4, 7–9, а также узлы 1 и 5;

сечение 4 — ветви 18, 36, 37 и шунтирующие их ветви 15 и 17; выделяет в отдельную зону надежности узлы 12, 13 и 23, а также с учетом сечения 3 — узлы 6 и 10;

сечение 5 — ветви 24, 31, 32, 33; выделяет в отдельную зону надежности узлы 3, 15, 21, 22, 24;

сечение 6 — ветвь 29.

С учетом других сечений выделяет в отдельные зоны надежности группы узлов 11, 14, 16–18, а также узлы 19 и 20.

Ветви 34 и 35 находятся с ветвями 29, 36 и 37 в одном транзите с промежуточными нагрузочными узлами 19 и 20. Таким образом, ветви 34 и 35 могут не включаться в какие-либо сечения. Передача мощности по ним может контролироваться с учетом сечения 6.

Таким образом, в рассматриваемой ЭЭС выделено шесть слабых сечений и восемь зон надежности, из них две не имеют генерирующего оборудования, т.е. надежность электроснабжения потребителей в них определяется исключительно пропускной способностью соответствующих сечений. В полученных сечениях МДП могут быть рассчитаны известными методами [7].

Использование предложенного подхода позволяет в целом формализовать формирование многозонных моделей для оценки ПБН. Разработанный подход протестирован с использованием 24-узловой тестовой схемы IEEE.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Волькену И.М., Зейлигер А.Н., Хабачев Л.Д. Экономика формирования электроэнергетических систем. — М.: Энергия, 1981, 322 с.
2. Маркович И.М. Режимы энергетических систем. Изд. 4-е, переработ. и доп. — М.: Энергия, 1969, 352 с.
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 с.

4. **Krupenev D., Perzhabinsky S.** Algorithm for the Adequacy Discrete Optimization by Using Dual Estimates When Planning the Development of Electric Power Systems. — Proc. of International Scientific Conf. EPE 2016 (ELECTRIC POWER ENGINEERING), Prague (Czech Republic), 16–18 may 2016.

5. **Billinton R., Huang D.** Basic Considerations in Generating Capacity Adequacy Evaluation. — Canadin Conf. on Electrical and Computer Engineering. 1–4 May 2005, pp. 611–614.

6. **Беляев Н.А., Егоров А.Е., Коровкин Н.В., Чудный В.С.** Разработка моделей электроэнергетических систем для анализа надёжности обеспечения баланса мощности. — Электрические станции, 2015, №. 11, с. 47–53.

7. **Шаргин Ю.М., Ковязин А.Л., Попов Е.Е., Смирнова Л.С.** Определение предельного перетока в контролируемых сечениях с помощью метода эквивалентных преобразований. — Известия НИИ постоянного тока, 2011, № 65, с. 66–76.

8. **Endrenyi J.** Reliability Modeling in Electric Power Systems. — Toronto: John Wiley & Sons Ltd., 1978, 336 p.

9. **Беляев Н.А., Коровкин Н.В., Чудный В.С.** Расчёт показателей балансовой надёжности энергосистем с учётом переменной топологии электрической сети. — Электричество, 2016, № 4, с. 4–10.

10. <http://www.energy.komisc.ru>

[22.01.2018]

А в т о р ы: **Беляев Николай Александрович** окончил электромеханический факультет Национального исследовательского С. Петербургского государственного политехнического университета в 2012 г. В 2017

г. защитил кандидатскую диссертацию «Оценка показателей балансовой надёжности электроэнергетических систем произвольной структуры». Главный специалист ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Минэнерго РФ.

Егоров Андрей Евгеньевич окончил Московский энергетический институт (Технический университет) в 2001 г. Начальник отдела ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Минэнерго РФ.

Коровкин Николай Владимирович окончил электромеханический факультет Ленинградского политехнического института в 1977 г. В 1997 г. защитил докторскую диссертацию «Построение синтетических схем для численного анализа электромагнитных процессов, описываемых жесткими уравнениями». Профессор, заведующий кафедрой «Теоретическая электротехника и электромеханика» С. Петербургского политехнического университета Петра Великого.

Чудный Владимир Сергеевич окончил электромеханический факультет СПбГПУ в 1998 г. В 2002 г. защитил кандидатскую диссертацию «Оптимизация параметров воздушных линий постоянного тока сверх- и ультравысокого напряжения с учетом требований надежности и экологии». Доцент кафедры «Электрические системы и сети» С. Петербургского политехнического университета Петра Великого.

Elektrichestvo, 2018, No. 5, pp. 11–17

DOI:10.24160/0013-5380-2018-5-11-17

Constructing the Analysis Models of Electric Power Systems for Estimating the Balance Reliability Indicators

BELYAYEV Nikolay A. («Russian Power Agency» of Ministry of Energy Russian Federation, St. Petersburg, Russia) — Main specialist, Cand. Sci. (Eng.)

YEGOROV Andrey Ye. («Russian Power Agency» of Ministry of Energy Russian Federation, Moscow, Russia) — Chief of department

KOROVKIN Nikolay V. (St. Petersburg, Polytechnic University of Peter Great, St. Petersburg, Russia) — Professor, Dr. Sci. (Eng.)

CHUDNY Vladimir S. (St. Petersburg Polytechnic University of Peter Great, St. Petersburg, Russia) — Associate professor, Cand. Sci. (Eng.)

Matters concerned with constructing electric network analysis models for estimating the balance reliability indicators of power systems with intricately configured weak ties are discussed. Problems relating to analyzing balance reliability are a subject to which much attention is paid in the Russian and foreign literature. Along with various models and methods for estimating the balance reliability indicators, dedicated software systems for carrying out the relevant calculations have been developed both in Russia and abroad. The existing approaches to constructing power system models intended for evaluating balance reliability are analyzed. The electric network elements loading coefficients are introduced based on the network coefficients method, and a formalized approach for determining weak cut sets in the electric network is proposed. The obtained cut sets are used for determining the reliability domain boundaries, and a power system multizone model is constructed, which is used for calculating the balance reliability indicators. The results from approbating the proposed method using the IEEE test power system configuration are presented.

Key words: electric power system, balance reliability, multizone model, power flow

REFERENCES

1. **Vol'kenau I.M., Zeiliger A.N., Khabachev L.D.** *Ekonomika formirovaniya elektroenergeticheskikh sistem* (Economy of forming of the electroenergy systems). Moscow, Publ. «Energiya», 1981, 322 p.
2. **Markovich I.M.** *Rezhimy energeticheskikh sistem. 4ye izd.* (Modes of the power system 4th Edit.) Moscow, Publ. «Energiya», 1969, 352 p.
3. **Chukreyev Yu.Ya., Chukreyev M.Yu.** *Modeli otsenki pokazatelei balansovoi nadezhnosti pri upravlenii razvitiyem elektroenergeticheskikh sistem* (Models of estimation of balance reliability indexes at a mandgement by development of the electroenergy systems). Syktyvkar: Komi scientific center of the Ural division of Russian Academy of Sciences, 2014, 207 p.
4. **Krupenev D., Perzhabinsky S.** Algorithm for the Adequacy Discrete Optimization by Using Dual Estimates When Planning the Development of Electric Power Systems. – Proc. of International Scientific Conf. EPE 2016 (ELECTRIC POWER ENGINEERING), Prague (Czech Republic), 16–18 may 2016.
5. **Billinton R., Huang D.** Basic Considerations in Generating Capacity Adequacy Evaluation. – Canadian Conf. on Electrical and Computer Engineering. 1–4 May 2005, pp. 611–614.
6. **Belyayev N.A., Yegorov A.Ye., Korovkin N.V., Chudnyi V.S.** *Elektricheskiye stantsii – in Russ. (Power stations)*, 2015, No. 11, pp. 47–53.
7. **Shargin Yu.M., Kovyazin A.L., Popov Ye.Ye., Smirnova L.S.** *Izvestiya NII postoyannogo toka – in Russ. (News of Research Institute of Direct-Current)*, 2011, № 65, pp. 66–76.
8. **Endrenyi J.** Reliability Modeling in Electric Power Systems. – Toronto: John Wiley & Sons Ltd., 1978, 336 p.
9. **Belyayev N.A., Korovkin N.V., Chudnyi V.S.** *Elektrichestvo – in Russ. (Electricity)*, 2016, № 4, pp. 4–10.
10. <http://www.energy.komisc.ru>

[22.01.2018]