

**СРАВНИТЕЛЬНАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ МЕТОДОВ РАСЧЕТА ПОКАЗАТЕЛЕЙ
БАЛАНСОВОЙ НАДЕЖНОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ****Р.Т. ВАЛИЕВ*, В.П. ОБОСКАЛОВ**, С.А. ГУСЕВ******Уральский федеральный университет, г. Екатеринбург****** Институт теплофизики УрО РАН**

Постепенное распространение задачи расчета показателей балансовой надежности (ПБН) электроэнергетических систем (ЭЭС) из сферы перспективных в область текущих расчетов (планирование и распределение оперативного и коммерческого резервов мощности) требует увеличения скорости получения решения при сохранении точности расчетов. В настоящее время основным методом расчета ПБН является метод статистического моделирования (МСМ) с известным его недостатком – неприемлемая для оперативных расчетов длительность расчетов. Предлагаемые аналитические методы (АМ) основаны на большом числе допущений и ограничений. Для оценки эффективности АМ требуются сопоставительные расчеты тестовых схем. В экспериментальной части при сравнении с МСМ из АМ основное внимание уделено алгоритму обеспеченного спроса и его модификациям. В качестве инструментария моделирования применялось программное обеспечение, написанное на языках программирования C# и VBA. Исследована эффективность аналитических методов в их сравнении с МСМ при расчетах ПБН ЭЭС. Сформулированы рекомендации по комбинированному использованию АМ и МСМ. Представленные результаты позволяют выбрать наиболее эффективный для заданных условий метод расчета ПБН.

Ключевые слова: показатели балансовой надежности; нормальный закон распределения; метод статистического моделирования; алгоритм обеспеченного спроса.

Введение

Одним из направлений теории надежности ЭЭС является балансовая надежность (БН) – свойство ЭЭС и ее территориальных частей иметь достаточную обеспеченность мощностями генерации (с учетом сетевых возможностей взаиморезервирования энергоисточников) и первичными энергоресурсами для удовлетворения спроса потребителей в электрической энергии.

БН связана с анализом и распределением дефицита мощности и/или энергии при отказах генерирующего оборудования, с ограничением или отключением потребителей и/или снижением качества электроэнергии вследствие снижения частоты при превышении нагрузкой располагаемой мощности ЭЭС. Одним из результатов анализа БН является определение необходимых резервов генерирующей мощности и повышение пропускных способностей межсистемных связей.

Развитие рыночных механизмов в электроэнергетике во всем мире привели к существенному снижению располагаемого резерва мощности в ЭЭС. Недостаточность резервной мощности приводит к повышению цены электроэнергии в часы пиковых нагрузок и к снижению надежности функционирования ОЭС в целом [1]. Адекватные расчеты ПБН позволяют более точно определить стоимость резерва генерирующей

мощности, упорядочить платежные балансы, оптимизировать инвестиционные потоки и повысить эффективность функционирования ЭЭС в целом.

В математическом аспекте основной задачей БН является определение вероятностных характеристик (функции распределения (ФР), частоты, математического ожидания, дисперсии и др.) дефицита мощности и энергии отдельных концентрированных ЭЭС, работающих в составе объединенных энергосистем (ОЭС) с ограниченной пропускной способностью (ПС) межсистемных связей (МСС). На основании результирующих ФР можно вычислить ожидаемый ущерб от недоотпуска электроэнергии, а следовательно, и решить, например, задачу об эффективности инвестиций на развитие ЭЭС.

Задачи оценки показателей балансовой надежности ЭЭС и средств ее обеспечения – резервов мощности территориальных зон и запасов пропускной способности связей между ними всегда были востребованы при разработке вариантов перспективного развития электроэнергетических объектов.

Основным математическим методом при расчете БН сложных ЭЭС в настоящее время стабильно является метод статистического моделирования (МСМ) [2, 3], поскольку именно он, при достаточно большой статистической выборке, гарантирует получение приемлемой точности при широком спектре реально существующих технологических ограничений.

В последнее время в математических алгоритмах БН акцент делается в сторону применения аналитических методов. Это объясняется, прежде всего, тем, что задача БН постепенно распространяется из сферы перспективных в область текущих расчетов.

Одним из аналитических решений задачи БН является алгоритм обеспеченного спроса (АОС) [4], суть которого заключается в том, что в результате итерационных расчетов последовательно уточняются вероятностные характеристики транспортных потоков энергии. Для оценки эффективности данного метода необходимы проверочные расчеты, которые позволили бы оценить полученные результаты. С этой целью предлагается произвести сравнительный анализ результатов расчета показателей балансовой надежности для тестовых схем при использовании метода статистического моделирования и алгоритма обеспеченного спроса.

Стратегии взаимодействия между системами

Основной процедурой в МСМ является генерация случайного состояния элементов и параметров ОЭС (генераторы, МСС, величина нагрузки отдельных концентрированных ЭЭС). На следующем этапе, который, по существу, является надстройкой МСМ, определяются перетоки мощности по связям и управляющие воздействия $\bar{U} = \{u_1, u_2, \dots, u_n\}$ – ограничения электропотребления, которые позволяют свести к минимуму целевую функцию, определяемую стратегией оказания взаимопомощи. Эта задача известна как задача распределения дефицита мощности (РДМ). Как правило, в качестве целевой функции рассматривается ожидаемый недоотпуск электроэнергии потребителям или суммарный ущерб от недоотпуска электроэнергии.

В стратегии минимального недоотпуска электроэнергии игнорируются интересы отдельных ЭЭС. В качестве критерия оптимизации здесь принимается минимум суммарного по ОЭС недоотпуска электроэнергии. Проблема РДМ представляется в виде задачи линейного программирования:

$$\min_{X, U} \left\{ F(U) = \sum_{i=1}^n u_i \right\}. \quad (1)$$

Варьируемыми переменными являются УВ $\{u_i\}$ и перетоки мощности по связям $\{x_{ij}\}$, удовлетворяющие системе ограничений:

$$0 \leq P_{n,i} - u_i + \sum_{j=1, j \neq i}^n x_{ij} - \sum_{j=1, j \neq i}^n x_{ji} \leq G_i, \quad (2)$$

$$0 \leq x_{ij} \leq x_{ij}^{\max}, j \neq i, \quad (3)$$

$$0 \leq u_i \leq P_{n,i}, \quad (4)$$

где $P_{n,i}$, G_i – мощность, соответственно, нагрузки и располагаемой генерации в узле i , МВт; $x_{ij}^{\max}$ – максимальная пропускная способность МСС.

Известно, что задача линейного программирования может иметь бесконечное множество решений (на грани многогранника ограничений). Отсюда априори можно утверждать, что при таком подходе поузловые результирующие ПБН в зависимости от механизма выбора решения могут существенно отличаться.

Стратегия минимального ущерба от недоотпуска электроэнергии является естественным развитием предыдущей стратегии (1). В качестве критерия оптимизации здесь принимается минимум суммарного по ОЭС ущерба от недоотпуска электроэнергии. При этом целевая функция (1) принимает вид

$$\min_{X, U} \left\{ F(U) = \bar{C}^T \bar{U} \right\}, \quad (5)$$

где $\bar{C} = \{c_1, c_2, \dots, c_n\}$ – вектор удельных ущербов от недоотпуска электроэнергии потребителям, руб./МВт·ч;

В частном случае, при $c_i = 1, \forall i$ критерий (1) преобразуется в минимум суммарного по ОЭС недоотпуска электроэнергии.

Рассматриваемая стратегия становится особенно актуальной в условиях рыночных отношений, где вводятся договорные механизмы ответственности ЭЭС за надежную поставку электроэнергии, в том числе и в аварийных ситуациях. Распределение дефицитов мощности здесь выполняется в зависимости от договорной стоимости ущерба и определяется исключительно экономическими соображениями: если $c_i > c_j$, то выгоднее снизить дефицит мощности в узле i за счёт его увеличения в узле j (если это позволяет ПС МСС).

В математической модели (5) нагрузка может быть ограничена как в дефицитном, так и в избыточном узле, если это позволяет снизить общесистемный дефицит. Ограничение нагрузки в избыточном узле возможно, если цена ограничения нагрузки в этом узле меньше, чем в соседних узлах. Отсюда в рассматриваемой стратегии генерация ЭЭС не привязана к собственной нагрузке.

В стратегии «локального эгоизма» помощь оказывается только тогда, когда есть свободные резервы мощности. При этом ограничения (2) трансформируются к виду:

$$\begin{cases} \sum_{j=1, j \neq i}^n x_{ij} - \sum_{j=1, j \neq i}^n x_{ji} \leq G_i - P_{n,i}, u_i = 0, G_i \geq P_{n,i}; \\ 0 \leq P_{n,i} - u_i \leq G_i + \sum_{j=1, j \neq i}^n (x_{ji} - x_{ij}), G_i < P_{n,i}. \end{cases} \quad (6)$$

В результате при такой стратегии в избыточной ЭЭС невозможно ограничение электропотребления.

Алгоритм обеспеченного спроса

В данном алгоритме итерационно определяются вероятностные параметры межсистемных перетоков мощности (МСПМ). На текущей итерации МСС А-В рассматривается совместно со смежными ЭЭС А, В по модели диполя (рис. 1). При текущих вероятностных характеристиках ЭЭС А и В (с учетом связи с иными ЭЭС) определяются вероятностные параметры МСПМ по связи А-В. При этом учитываются возможности смежных ЭЭС в обеспечении вероятностной реализации случайной величины потока мощности.

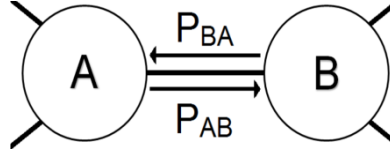


Рис. 1. Представление МСС по модели диполя

Функция распределения (ФР) потока небаланса мощности по МСС зависит от состояния смежных ЭЭС на очередном итерационном шаге и определяется исходя из условий: переток мощности в направлении от ЭЭС А к ЭЭС В больше x , если в ЭЭС А имеется избыточный резерв мощности, а в ЭЭС В – дефицит мощности объемом не менее $x > 0$, или (в противоположном направлении, $x < 0$) в ЭЭС А имеется дефицит, а в ЭЭС В – избыток мощности того же объема. Это описывается формулой

$$F_{AB}^{(k+1)}(x) = \begin{cases} F_{B/A}^{(k+1)}(x) [1 - F_{A/B}^{(k)}(-x)], & -\pi_{ij} \leq x \leq 0 \\ 1 - F_{A/B}^{(k+1)}(-x) [1 - F_{B/A}^{(k)}(x)], & 0 \leq x \leq \pi_{ij} \end{cases} \quad (7)$$

где: $F_{AB}^{(k+1)}$ – функция распределения (ФР) потока мощности по МСС А-В на итерации $k+1$; $F_{AB}^{(k+1)}$ – ФР НМ в узле А при условии отсутствия связи с узлом В; $F_{B/A}^{(k)}$ – аналогично для узла В при отсутствии связи с узлом А.

ФР позволяет получить ее параметры (математическое ожидание (МО) m_{AB} , второй начальный момент (ВНМ) χ_{AB} , и дисперсию σ_{AB}^2), что, в свою очередь, при принятом законе распределения НМ в ЭЭС позволяет учесть вероятностные параметры МСПМ в небалансе мощности смежных ЭЭС. Наличие ограниченной ПС МСС предопределяет оперирование с редуцированными ФР [5]:

$$\begin{aligned} m_{AB} &= M^P(\pi_{AB}, \pi_{BA}, m_{A/B}, \sigma_{A/B}^2, m_{B/A}, \sigma_{B/A}^2); \\ \chi_{AB} &= \chi^P(\pi_{AB}, \pi_{BA}, m_{A/B}, \sigma_{A/B}^2, m_{B/A}, \sigma_{B/A}^2); \\ \sigma_{AB}^2 &= \chi_{AB} - m_{AB}^2. \end{aligned} \quad (8)$$

Расчет математического ожидания дефицита мощности тестовых схем

Для проведения расчетов было принято 2 варианта тестовых схем, изображенных на рис. 2.

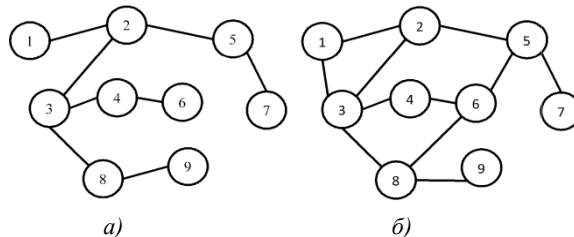


Рис. 2. Тестовые схемы: а) вариант №1 б) вариант №2

Исходные данные для расчетов представлены в табл. 1.

Таблица 1

Исходные данные для расчетов					
Узел	P расп, МВт	P нагр, МВт	P откл, МВт	D откл, МВт ²	s нагр, МВт
1	14300	12500	731	123435	625
2	13450	12500	688	116142	625
3	13300	12500	682	115662	625
4	13550	12500	692	116526	625
5	13400	12500	686	116046	625
6	13450	13000	688	116142	650
7	13850	13300	707	118989	665
8	13450	12500	688	116142	625
9	13750	13000	703	118605	650

При проведении расчетов МСМ для каждой схем были получены результаты при проведении 100, 200, 500, 1000, 2000, 5000 и 10000 испытаний. Расчеты показали, что для оценки ПБН рассматриваемых схем достаточно 5000 испытаний. Сравнение АОС с МСМ показано на рис. 4 и 5. Длительности расчетов по модели МСМ и АОС составили, соответственно, 2400 и 2 сек.

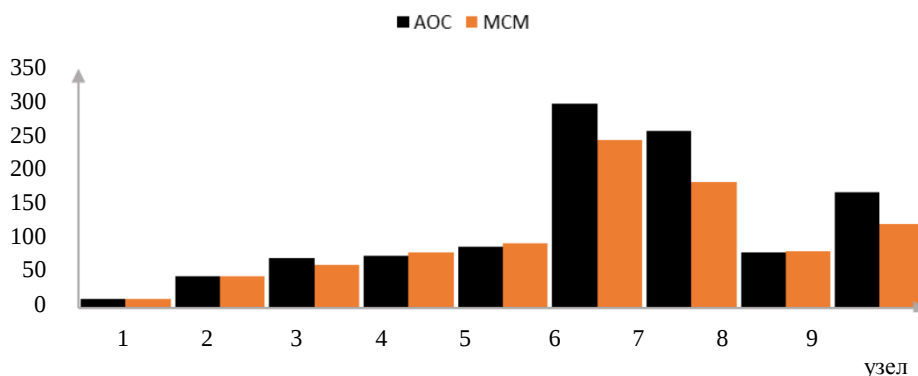


Рис. 4. МО дефицита мощности при использовании АОС и МСМ для тестовой схемы №1

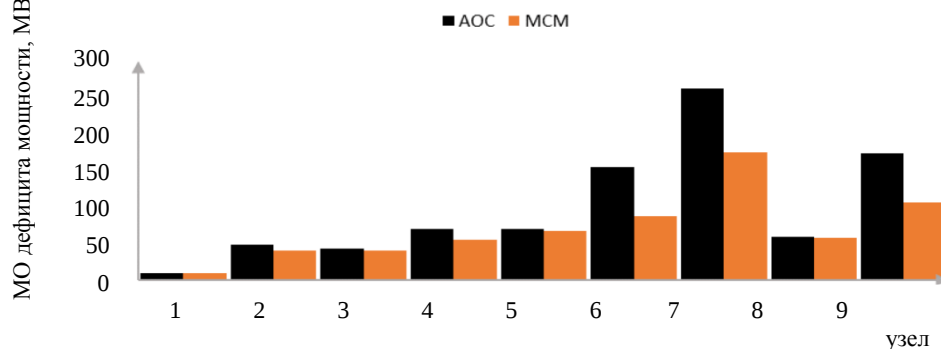


Рис. 5. МО дефицита мощности при использовании АОС и МСМ для тестовой схемы №2

При анализе полученных данных следует учитывать различие реализованных в методах стратегий взаимопомощи. В МСМ задача сводится к минимизации общесистемного дефицита мощности при абсолютизированных условиях транзита мощности, а в АОС помощь соседнему узлу оказывается только в случае покрытия

собственной нагрузки – в результате покрытие дефицита зависит от удаленности дефицитных узлов от избыточных. По этой причине наибольшие расхождения в МО дефицита мощности наблюдаются для наиболее удаленных узлов. Несмотря на различие используемых стратегий, результаты достаточно близки, что, прежде всего, свидетельствует о приемлемости быстрого АОС для выполнения практических расчетов. Следует заметить, что существенное влияние на результаты как АОС, так МСМ оказывает ограничение ПС МСС. Увеличение числа МСС позволяет увеличить отдачу избытка мощности из узлов, тем самым позволяя избежать наличия «запертой мощности», когда избыток мощности не может быть использован из-за ограниченной ПС МСС. Подобные расчеты могут быть полезны при долгосрочном планировании, когда необходимо принять решение о необходимости усиления МСС в системе.

Выводы

В условиях современных рыночных отношений надежность электроснабжения становится покупаемой услугой (что не исключает необходимости использования нормативов надежности), в результате чего стоимость дефицита мощности для различных систем различна. Представленные в данной статье стратегии позволяют в большей степени оценить общесистемные дефициты мощности, однако для учета экономического фактора необходимо использование весовых коэффициентов, отражающих стоимость ущерба для каждого из узлов. Подобный подход позволяет преобразовать стратегию «локального эгоизма» в «рыночную» и, тем самым, учесть в расчетах экономические отношения между системами. Помимо этого, подобный подход позволяет оценить стоимость обеспечения надежности, что особенно актуально для систем с большим количеством возобновляемых источников электроэнергии, где не только нагрузка, но и генерация становятся случайными величинами, зависящими от внешних условий.

Учитывая приемлемую точность расчетов при использовании АОС, можно сделать вывод о возможности использования АОС для практических расчетов балансовой надежности ОЭЭС. При этом необходимо учитывать, что стратегия взаимопомощи ЭЭС является значимой при определении ПБН ОЭЭС, по этой причине разрабатываемые ПК по расчету БН ОЭЭС должны быть адаптированы к выбору стратегии.

Summary

Calculating generation adequacy indices (GAI) is performed not only for planning problems but also for on-line computation. Practically, the main mathematical method for calculating GAI of electrical grid with complex structure is Monte-Carlo simulation (MCS). It provides sufficiently accurate results, but the computation is time-consuming for large systems. On-line GAI computation requires an accurate method with low computation time. For that reason, analytical methods for GAI calculations have been proposed. Most of the proposed analytical methods include a lot of constraints and suppositions in calculating GAI. comparative analysis of the case study results helps to estimate efficiency for the analytical methods. Test results have been calculated by MCS and by analytical calculations based on the supplied demand algorithm. Analytical solution was implemented by the C# and VBA programming language. Input data includes generation set data, generation and load probability indices. The comparison of supplied demand algorithm and MCS in calculating GAI has been made. Guidelines for combined using of analyzed methods have been formulated. Investigation results allow to select proper method for calculating GAI.

Keywords: *generation adequacy indices; normal distribution; mathematical modeling method; supplied demand algorithm.*

Литература

1. Концепция обеспечения надёжности в электроэнергетике / Н.И. Воропай и д.р. Москва: ООО ИД «ЭНЕРГИЯ», 2013. 212 с.
2. Чукреев Ю.Я. Модели обеспечения надежности электроэнергетических систем. Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 1995.
3. Зоркальцев В.И., Ковалев Г.Ф., Лебедева Л.М. Исследование моделей дефицита мощности электроэнергетических систем // Известия РАН. Энергетика. 2002. №5. С. 76–87.
4. Обоскалов В.П. Алгоритм удовлетворенного спроса для определения показателей балансовой надежности ЭЭС // Современные подходы к обеспечению надежности электроэнергетических систем. Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 2014. С. 26–32.
5. Обоскалов В.П. Надежность обеспечения баланса мощности электроэнергетических систем. Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2002. 210 с.

Поступила в редакцию

27 октября 2016 г.

Обоскалов Владислав Петрович – д-р техн. наук, профессор кафедры «Автоматизированные электрические системы» Уральского федерального университета (УрФУ). Тел.: 8(905)806-88-39. E-mail: vpo1704@mail.ru.

Валиев Рустам Талгатович – аспирант кафедры «Автоматизированные электрические системы» Уральского федерального университета (УрФУ). Тел.: 8(982)6651503. E-mail: Rust-1202@yandex.ru.

Гусев Сергей Александрович – ассистент кафедры «Автоматизированные электрические системы» Уральского федерального университета (УрФУ). Тел.: 8(906)8009561. E-mail: sergeyalexgusev@gmail.com.