

УДК 621.311

*Н.А. Беляев, А.Е. Егоров,
Н.В. Коровкин, В.С. Чудный*

АНАЛИЗ БАЛАНСОВОЙ НАДЕЖНОСТИ КАК АКТУАЛЬНАЯ ЗАДАЧА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ ЕЭС РОССИИ

*N.A. Belyaev, A.E. Egorov,
N.V. Korovkin, V.S. Chudny*

RESOURCE ADEQUACY ANALYSIS AS A PRESSING PROBLEM OF PROGRESS OF RUSSIAN POWER NETWORKS

В статье рассмотрены актуальные задачи исследований балансовой надежности электроэнергетических систем. Выполнен анализ основных моделей и методов расчета показателей балансовой надежности, очерчены границы их применения. Сформулирована математическая постановка задачи расчета резерва мощности в электроэнергетической системе.

БАЛАНСОВАЯ НАДЕЖНОСТЬ. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА. РЕЗЕРВ МОЩНОСТИ. БАЛАНС МОЩНОСТИ. ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.

In the paper are considered the pressing problems of power system adequacy. Basic calculating methods and models of factors of resource adequacy are investigated and validity range of these methods and models are determined. The mathematical statement of problem of power reserve in power network is described.

RESOURCE ADEQUACY. POWER SYSTEM. POWER RESERVE. CAPACITY ADEQUACY. ELECTRICITY CONSUMPTION.

При контроле состояния и планировании развития электроэнергетических систем (ЭЭС) одна из важных задач — это анализ текущих и перспективных балансов электрической энергии и мощности, основные цели которого [1]:

оценка соответствия текущего состояния, а также и намеченного на перспективу развития генерирующих мощностей и электрических сетей требованиям обеспечения потребителей электроэнергией с заданной степенью надежности;

определение потребности в новых генерирующих мощностях с учетом перспективной динамики потребления электрической энергии и мощности в ЭЭС, планируемых объемов реконструкции и демонтажа оборудования, использования мощностей действующих электростанций, экспортных поставок электроэнергии.

Балансовая надежность (БН) определяется как способность ЭЭС обеспечивать совокупную потребность в электрической мощности и энергии потребителей с учетом ограничений в виде

плановых и unplanned отключений элементов ЭЭС и ограничений на поставку энергоресурсов [2] и определяет обеспечение спроса на электроэнергию и мощность с учетом характеристик и режимов работы элементов ЭЭС.

Исследования БН ЭЭС актуальны как на региональном уровне, так и на уровне ЭЭС [3]. Их цель — разработка решений по развитию ЭЭС, обеспечивающих надежное электроснабжение и удовлетворение спроса на электроэнергию и мощность со стороны промышленных и бытовых потребителей. Методам анализа БН посвящен ряд публикаций [1, 4–6], однако единого подхода к вопросам нормирования БН и расчета ее показателей пока не выработано. Цель нашей работы — обобщить накопленный опыт и сформулировать актуальные задачи исследований БН ЭЭС, показать особенности методов и моделей, используемых в расчетах БН, установить границы и проблемы их применения.

В начале статьи будут рассмотрены основные методы расчета БН и связь между уровнем БН и резервом мощности в ЭЭС, затем введены основные способы нормирования уровней БН и резервов мощности, далее рассмотрены существующие подходы к расчету резерва мощности для различных моделей ЭЭС.

Методы расчета показателей БН. Резервы генерирующей мощности

Уровень БН определяется на основе показателей, характеризующих вероятность возникновения дефицита мощности в ЭЭС. К важнейшим из них можно отнести: частоту и продолжительность перерывов электроснабжения, вызванных дефицитом мощности; объем неотпущенной электроэнергии из-за ее дефицита; объем резерва генерирующих мощностей. Уровень БН ЭЭС формируется под влиянием большого количества факторов. Для перспективных исследований БН ЭЭС их можно разделить на группы:

- состав и характеристики генерирующего оборудования ЭЭС;

- динамика и характеристики потребления электроэнергии;

- структура и параметры элементов передающей сети.

Сложность учета всех факторов при оценке уровней БН в основном связана с неопределенностью и вероятностным характером ряда

исходных данных. Так, аварийный выход из строя генератора — случайное событие; соответственно, аварийное снижение генерации мощности есть фактор неопределенности и характеризуется некоторой вероятностью. Дополнительным фактором неопределенности при расчете генерации мощности служит вероятностный характер изменений установленной мощности (вводов и демонтажей генерирующего оборудования), особенно в долгосрочной перспективе. Кроме того, неопределенность может присутствовать в прогнозах располагаемой мощности электростанций, режимы работы которых зависят, например, от климатических условий. Фактором неопределенности при прогнозировании потребления электроэнергии и мощности служит и непосредственно погрешность прогноза. При оценке вероятности возникновения дефицита мощности также необходимо учитывать неравномерность графика нагрузки, поскольку регулярные суточные и сезонные снижения нагрузки создают фактически дополнительный резерв мощности.

Наличие факторов неопределенности предполагает вероятностный характер возникновения дефицита мощности в ЭЭС и требует применения для его расчета вероятностных методов. Существуют два основных подхода к решению данной задачи: методы статистического моделирования и аналитические методы [4].

Методы статистического хронологического или нехронологического моделирования вычисляют показатели БН, анализируя множества случайных состояний ЭЭС. Хронологическое моделирование предусматривает последовательное моделирование на каждом временном отрезке расчетного периода. Нехронологическое моделирование заключается в рассмотрении крайних и наиболее опасных с точки зрения возникновения дефицита мощности схемно-режимных ситуаций, при этом должен быть предусмотрен вспомогательный аппарат, выявляющий такие ситуации. Данные методы характеризуются большим объемом вычислений и использованием широкой статистической базы, что и позволяет получать достаточно объективные результаты.

Второй подход использует аналитическое представление вероятностей величин, определяющих возникновение дефицита, и дальнейшее

сложение рядов распределения данных вероятностей с целью построения распределения вероятности дефицита мощности ЭЭС. Аналитические функции позволяют не только рассчитать вероятность возникновения и величину дефицита, но и выполнить анализ рассматриваемой ЭЭС в целом, в частности определить факторы наибольшего влияния на возникновение и величину дефицита. Существенным недостатком данного метода ранее считалась высокая сложность получения аналитического распределения вероятностей дефицита с учетом всех влияющих факторов, которая приводила к необоснованным упрощениям (эквивалентированию) исходной модели [1, 6]. Применение современных программных комплексов позволяет отказаться от упрощений и получать достоверный результат, точность которого соответствует точности задания исходных данных.

Обеспечение заданного уровня БН ЭЭС, предотвращение вынужденного отключения или ограничения потребителей невозможно без постоянного наличия в ЭЭС избыточной мощности. Следовательно, БН ЭЭС обеспечивается созданием в ЭЭС необходимого резерва генерирующей мощности. Расчет показателей БН сводится к расчетам баланса мощности для различных состояний исследуемой ЭЭС, то есть при различных составах и мощностях генерирующего оборудования и мощностях потребителей. По результатам данных расчетов определяется вероятность возникновения дефицита мощности в ЭЭС и, соответственно, необходимая величина резерва. Поскольку речь идет о прогнозировании широкого набора состояний ЭЭС, то для оценки вероятности возникновения дефицита необходима оценка вероятности наступления соответствующих состояний — балансовых ситуаций ЭЭС. Для ее расчета используется накопленная статистика по режимам работы генерирующего оборудования и режимам потребления электроэнергии в исследуемой ЭЭС.

Топология ЭЭС и пропускная способность линий электропередачи — один из наиболее важных и один из наиболее сложно учитываемых факторов, влияющий на БН и степень резервирования. Наличие в ЭЭС «слабых» сечений, «узких» мест, ограничений по передаче мощности приводит к тому, что уровни БН (вероят-

ности возникновения дефицита) разных частей ЭЭС различны.

При исследованиях БН выделяют две различные модели ЭЭС — концентрированную и распределенную. Выбор одной из них зависит от структуры исследуемой ЭЭС и во многом обуславливает методы определения показателей БН или величины резерва. Концентрированная модель ЭЭС предполагает, что все узлы ЭЭС полностью взаиморезервируемые. В этой модели отсутствуют сетевые ограничения, и расположение генерирующих источников с точки зрения балансовой ситуации не имеет значения. Соответственно, для концентрированной модели ЭЭС расчеты производятся без учета ограничений на пропускные способности связей, наличие в ЭЭС дефицита или избытка мощности определяется только по текущему состоянию нагрузок и генерирующего оборудования. Естественно, что корректность использования такой модели для оценки БН должна обосновываться.

Задача расчета резерва мощности и показателей БН ЭЭС с помощью ее распределенной модели — более общая. В данной модели учитываются ограничения на передачу мощности внутри ЭЭС и покрытие дефицита определяется как наличием резерва мощности, так и возможностью его передачи в дефицитный район с учетом ограничений по пропускной способности связей. Очевидно, что учет конечной пропускной способности связей в распределенной модели ЭЭС приводит к росту величины требуемого резерва в сравнении с расчетами, выполненными для концентрированной модели ЭЭС, поскольку ограничения по пропускной способности не позволяют полностью использовать резерв, установленный в каком-либо узле распределенной модели ЭЭС. Предлагается задачу определения необходимого резерва мощности разделить на две:

задачу поиска наименьшей величины резерва R , обеспечивающего заданный уровень БН во всех узлах ЭЭС. Ее математическая формулировка может быть представлена в виде

$$R(\mathbf{p}) \xrightarrow{\mathbf{p} \in G} \min, \quad (1)$$

где \mathbf{p} — вектор значений резервной мощности в узлах ЭЭС; G — множество вариантов резервирования, обеспечивающих заданный уровень БН ЭЭС;

задачу поиска наилучшего размещения L генерирующей мощности по узлам ЭЭС, обеспечивающего наименьшую вероятность J возникновения дефицита мощности в узлах ЭЭС вследствие ограничений на пропускную способность. Математическая формулировка данной задачи:

$$J(\mathbf{p}, L) \xrightarrow{L \in \mathbf{L}} \min, \quad (2)$$

где \mathbf{L} — множество допустимых размещений, соответствующих вариантам резервирования G .

При расчете резерва мощности с использованием концентрированной модели ЭЭС решению подлежит только задача (1), поскольку в такой модели зависимость J от размещения L отсутствует, и задача (2) не имеет смысла. Для расчета резерва с использованием распределенной модели ЭЭС требуется последовательное решение задач (1) и (2). Отметим важные особенности данных задач:

вектор оптимизируемых параметров \mathbf{p} определен на дискретном множестве, что существенно ограничивает выбор методов решения (1), исключая, в частности, градиентные методы;

множества G , L для крупных ЭЭС весьма представительны, и, соответственно, решение задач (1) и (2) на основе перебора невозможно;

минимизируемые функционалы, как правило, обладают свойством жесткости, которое здесь можно упрощенно понимать как значительное различие в скорости изменении функционала R при малых изменениях различных компонент вектора \mathbf{p} .

Соответственно, основные свойства задач (1), (2) — это недифференцируемость, жесткость и большая размерность. Отметим также и наличие у функционалов R и J локальных минимумов, что в совокупности с предыдущим обуславливает высокую трудоемкость решения задач (1), (2). Решение таких задач стало возможным только с появлением современных высокопроизводительных вычислительных машин и методов. Разработка строгих математических методов расчета резерва мощности ЭЭС, основанных на поиске точного решения (1), (2), — актуальная задача исследований БН ЭЭС.

В целом определение показателей БН ЭЭС — сложноалгоритмизируемая трудоемкая задача, для получения решения которой необходимы обработка большого объема исходных данных

и привлечение специальных методов расчета, которые позволяют и эффективно работать с вероятностными величинами, и искать решение обратных задач, характеризующихся описанными свойствами.

Нормирование резерва мощности в ЭЭС

Нормирование резервов мощности в ЭЭС связано с нормированием уровней БН, которое необходимо, прежде всего, по причине высокой социальной значимости бесперебойного электроснабжения [5]. Нормирование уровня БН производится с использованием вероятностных величин, поскольку на БН ЭЭС оказывают влияние, как было указано выше, ряд случайных факторов, основные из которых — отклонение от прогнозных величин потребления и отказы оборудования ЭЭС. Основные показатели БН, применяемые в зарубежной практике [4, 7, 8]:

вероятность дефицита мощности (LOLP, Loss of Load Probability), ожидаемое число возникновений дефицита мощности (LOLE, Loss of Load Expectation) за определенные периоды времени; ожидаемая величина недопоставленной энергии (EUE, Expected Unserved Energy).

В отечественной литературе [1] введено понятие интегральной вероятности J отсутствия дефицита мощности (вероятность бездефицитной работы, которая определяется как относительная продолжительность бездефицитной работы ЭЭС). Данный показатель успешно использовался в отечественной практике для оценки и сравнения уровней БН ЭЭС.

Уровень БН ЭЭС, как было отмечено выше, определяется величиной резерва мощности, расчет которого целесообразно производить для режимов с наибольшими рисками возникновения дефицита. Как правило, таков режим зимних максимальных нагрузок. При необходимости могут рассматриваться другие режимы, характеризующиеся, например, сезонным снижением располагаемой мощности. Установленная величина резерва мощности будет соответствовать определенному уровню БН. В Методических рекомендациях [9] даны значения необходимого резерва мощности в процентах от максимума потребления нагрузки, рекомендованные для принятия на стадии раз-

работки перспективных балансов мощности ЭЭС и ОЭС (Европейская часть ЭЭС — 17 %, ОЭС Сибири — 12 %, ОЭС Востока — 22 %).

Резерв в ЭЭС классифицируется в зависимости от его назначения и предусматривается для устранения дефицита мощности, когда возникают следующие случаи:

незапланированные отклонения потребления (нерегулярные колебания нагрузки, влияние аномальных температур, экономических факторов и др.);

отключения генерирующего оборудования (плановые, аварийные);

отключения сетевого оборудования, приводящие к нарушению баланса мощности.

Наиболее общая классификация резервов генерирующей мощности [1, 5, 9] предусматривает следующие их виды:

ремонтный резерв, необходимый для размещения мощности оборудования электростанций, выводимого в плановый ремонт;

оперативный резерв, необходимый для компенсации аварийного снижения генерации мощности (аварийный резерв), а также случайных отклонений нагрузки от расчетных значений (нагрузочный резерв);

стратегический (народнохозяйственный) резерв, предназначенный для компенсации нарушений баланса мощности из-за непредвиденных отклонений от прогноза генерации и потребления мощности с учетом инерционности энергетического строительства.

По установленному для ЭЭС уровню БН с учетом описанных выше факторов рассчитывается требуемое значение резерва мощности в ЭЭС. При этом имеется в виду оперативный резерв, так как ремонтный резерв предусматривается только для компенсации мощности оборудования, выводимого в плановый ремонт. Поскольку плановый ремонт оборудования не является случайным событием, то ремонтный резерв может быть заблаговременно предусмотрен на основании планов или нормативов проведения ремонтов различного вида для агрегатов электростанций.

Нормирование резерва мощности в ЭЭС (коэффициента резервирования) состоит из следующих последовательно решаемых задач:

обоснования того или иного уровня БН, устанавливаемого в ЭЭС;

расчета резерва мощности, соответствующего установленному уровню БН;

определения размещения резервов мощности в ЭЭС (при исследовании распределенных моделей ЭЭС).

Нормирование резервов мощности — сложная технико-экономическая задача, поскольку создание резервной мощности в ЭЭС сопряжено со значительными затратами, которые необходимо сопоставлять со снижением ущерба от нарушений электроснабжения потребителей и нарушений функционирования ЭЭС. Сложности решения таких задач, а также отсутствие однозначности в исходных данных, которое зачастую приводит к необходимости рассмотрения нескольких сценариев развития балансовой ситуации в ЭЭС, обусловили появление различных подходов к определению необходимого уровня резервирования мощности в ЭЭС. Далее рассмотрим основные принципы расчета оперативного резерва мощности в концентрированной и распределенной моделях ЭЭС.

Расчет оперативного резерва в концентрированной модели ЭЭС

В концентрированной модели ЭЭС пропускные способности элементов сети не ограничивают взаимное резервирование узлов, и пропускная способность связей заведомо больше возможной величины потоков мощности, возникающих при дефиците или избытке мощности. Рассмотрим обоснование и расчет оперативного резерва мощности для концентрированной модели ЭЭС без внешних связей.

Технико-экономическое обоснование уровня БН, устанавливаемое для ЭЭС в виде, например, значения интегральной вероятности J отсутствия дефицита, определяется путем минимизации суммарных затрат на установку резервной мощности $Z_{рез}(J)$ (руб.) и компенсации ущерба от дефицита $Y(J)$ (руб.):

$$Z = Z_{рез}(J) + Y(J) \rightarrow \min. \quad (3)$$

Первое слагаемое в (3) можно раскрыть, используя показатель $k_{рез}$ удельных капиталовложений в строительство резервной мощности (стоимость 1 кВт установленной мощности, руб./кВт), который определяется по показателям пиковых электростанций, поскольку число часов использования резервной мощности мало. Опре-

деление второго слагаемого в (3) затруднено, так как величина удельного ущерба y_0 (руб./кВт·ч) зависит от вида потребителя, глубины и продолжительности ограничения электроснабжения. В [1] предложено использовать линейную зависимость ущерба от недоотпуска электроэнергии, объясняя это тем, что отключение (ограничение) потребителей — управляемый процесс, и потребители подлежат отключению (ограничению) по мере возрастания величины ущерба (то есть сначала отключаются потребители с минимальным ущербом, далее — в порядке его возрастания). Там же отмечено, что подобная аппроксимация может привести к существенной погрешности. Трудности в определении удельного ущерба обусловили различные подходы в установлении нормативов надежности, в том числе к используемому сейчас во многих странах чисто нормативному методу без рассмотрения экономической оценки надежности.

После определения величины удельного ущерба y_0 формулу (3) можно переписать в виде

$$Z = K_{\text{рез}} P_{\text{рез}}(J) + y_0 W_{\text{нед}}(J) \rightarrow \min, \quad (4)$$

где $P_{\text{рез}}(J)$ и $W_{\text{нед}}(J)$ — соответственно резервная мощность (кВт) и ожидаемый недоотпуск электроэнергии (кВт·ч) при некотором уровне J . В результате решения (4) будет получено оптимальное значение вероятности отсутствия дефицита — $J_{\text{опт}}$:

$$J_{\text{опт}} = 1 - \frac{K_{\text{рез}}}{y_0 T},$$

где T — расчетный период. В [1] с использованием характерных значений $K_{\text{рез}}$ и y_0 получено $J_{\text{опт}} = 0,996$.

Полученное значение $J_{\text{опт}}$ устанавливается как расчетный уровень БН ЭЭС. Это означает, что любой дефицит мощности, который может возникнуть в ЭЭС с вероятностью, превышающей $1 - J_{\text{опт}}$, должен быть скомпенсирован установленным в ЭЭС резервом. Таким образом, для определения величины оперативного резерва, соответствующего $J_{\text{опт}}$, рассчитывается зависимость вероятности дефицита от его величины — распределение вероятностей дефицита мощности. Расчет данного распределения сводится к нахождению баланса мощности для различных состояний ЭЭС, т. е. при различных вариантах состава и мощностей генерирующего

оборудования, а также мощностях нагрузок потребителей, причем с учетом вероятности данных состояний.

Расчет генерируемой мощности для состояний ЭЭС производится на основе величины установленной мощности электростанций ЭЭС с учетом ввода новых и демонтажа существующих энергоблоков по соответствующим планам. При расчете рабочей мощности электростанций из установленной мощности вычитаются ограничения и величина ремонтного резерва, соответствующая мощности выводимого в плановый ремонт оборудования [9]. Полученная таким образом величина отражает генерацию без учета аварийного выхода из строя генерирующего оборудования. Затем рассчитывается распределение вероятностей аварийного снижения генерации мощности в ЭЭС путем обработки показателей аварийности всех агрегатов, входящих в состав ЭЭС. В общем случае это весьма трудоемкая задача, поскольку требуется рассчитать вероятности выхода из строя различного числа генераторов в различных сочетаниях. Для серийных генераторов, по эксплуатации которых накоплен значительный опыт, показатели аварийности приводятся в справочниках, например в [10].

Расчет мощности нагрузки для состояний ЭЭС производится на основе значения максимума потребления мощности с учетом неравномерности графика нагрузки (регулярных снижений мощности нагрузки) и ошибки прогнозирования. Неравномерности графика нагрузки учитываются на основе прогнозируемых характеристик графиков нагрузки, при этом снижение нагрузки относительно максимума рассматривается как дополнительный резерв мощности, который полностью или частично компенсирует дефицит от аварийного снижения генерации. При учете ошибок прогнозирования и случайных отклонений потребления от прогнозируемых объемов в силу большого числа влияющих факторов распределение вероятностей отклонений потребления мощности от прогнозного значения принимается нормальным, параметр (среднеквадратичное отклонение) которого определяется из расхождений прогнозных и фактических значений потребления за прошедший период.

Для получения искомого распределения вероятностей дефицита необходимо сложить два

ряда распределений — аварийного снижения генерирующей мощности и отклонений потребления мощности с учетом неравномерности графика нагрузки и ошибок прогнозирования. По построенной зависимости вероятности от величины дефицита определяется значение аварийного резерва мощности, соответствующее $J_{\text{опт}}$.

Таким образом, непосредственно расчет резерва в концентрированных моделях ЭЭС не представляет значительной сложности. Возможные трудности могут быть связаны с определением $J_{\text{опт}}$ в связи с неоднозначными оценками y_0 .

Расчет оперативного резерва в распределенных моделях ЭЭС

Расчет резерва мощности в распределенной модели ЭЭС — существенно более сложная задача в сравнении с расчетом резерва мощности в концентрированной модели ЭЭС. Причины этого:

различие уровней БН в узлах ЭЭС, что связано с невозможностью неограниченной передачи резервной мощности внутри ЭЭС, и в то же время необходимость обеспечения одинакового (установленного) уровня БН во всех узлах ЭЭС; необходимость определения не только величины, но и места размещения резерва, что также связано с наличием сетевых ограничений.

При принятии распределенной модели ЭЭС в общем случае невозможно однозначно установить соответствие между расчетным уровнем БН ($J_{\text{опт}}$) и величиной оперативного резерва мощности, поскольку величина резерва мощности будет зависеть также от его размещения.

Обоснование величины резерва в распределенной ЭЭС сводится, как и для концентрированной ЭЭС, к поиску минимума затрат. При этом в целевую функцию добавляется слагаемое — затраты на сооружение связей, определяющиеся удельными затратами k_L на строительство ЛЭП и их пропускной способностью L [1]:

$$Z = K_{\text{рез}} P_{\text{рез}} + K_L L + y_0 W_{\text{нед}}(P_{\text{рез}}, L) \rightarrow \min. \quad (5)$$

Определение глобального минимума (5) встречает сложности, поскольку вероятность J бездефицитной работы в данном случае есть функция и мощности резерва $P_{\text{рез}}$, и пропускной способности L .

Один из распространенных способов определения показателей БН и расчета резерва в распределенных моделях ЭЭС предполагает разбиение распределенной модели ЭЭС на несколько концентрированных подсистем, соединенных линиями с ограниченной пропускной способностью. При изолированной работе концентрированных подсистем оперативный резерв мощности в каждой из них определяется так, как это описано выше. При наличии связей между данными ЭЭС резервная мощность в случае необходимости может передаваться из одной концентрированной подсистемы в другую. Таким образом, эффективность использования резервной мощности может быть повышена, а ее суммарная величина снижена. По результатам расчетов резерва мощности в каждой концентрированной подсистеме с учетом пропускных способностей связей между ними определяются величина и размещение резерва мощности в распределенной модели ЭЭС.

Формализованная методика разбиения распределенной ЭЭС на концентрированные подсистемы отсутствует. Существуют различные подходы к решению данной задачи, основанные на анализе модели электрической сети, но они, как правило, используют ряд допущений, в результате которых полученное решение можно рассматривать лишь как оценочное.

В качестве перспективного подхода к определению размещения резервов генерирующей мощности можно предложить применение дробно-полиномиальных зависимостей, полученных как следствия билинейной теоремы [11]. Применение такого подхода позволяет существенно повысить эффективность расчетов, не внося в результаты существенной погрешности.

В целом можно отметить: универсальные методы решения задачи расчета резерва мощности в распределенных моделях ЭЭС отсутствуют, что связано с их высокой вычислительной сложностью.

Подведем итоги.

Общая методика расчета резерва мощности в концентрированных энергосистемах разработана и описана в рассмотренных источниках. Требуемый уровень БН может быть обоснован посредством технико-экономических расчетов. Наибольшую трудоемкость представляет обработка вероятностных характеристик аварийности оборудования.

Расчет резерва мощности и его расположение в распределенных моделях ЭЭС — трудоемкая задача, к решению которой в настоящее время нет единого подхода. Перспективным представляется разработка качественно новых подходов к решению задач расчета и распределения резервов активной мощности в ЭЭС произвольной конфигурации, которые бы испол-

зовали максимально полную модель исследуемой ЭЭС.

Об актуальности изложенных разработок свидетельствует то, что один из авторов этой статьи — Н.А. Беляев, аспирант Института энергетике и транспортных систем СПбГПУ — один из четырех молодых ученых-политехников, ставших обладателями премии РАН.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Волькенау, И.М.** Экономика формирования электроэнергетических систем [Текст] / И.М. Волькенау, А.Н. Зейлигер, Л.Д. Хабачев.— М.: Энергия, 1981.— 322 с.
2. **СТО 17330282.27.010.001–2008.** Электроэнергетика. Термины и определения [Текст].— Утвержден приказом РАО «ЕЭС России» от 17 июня 2008 № 289.
3. **Шульгинов, Н.Г.** Система перспективного планирования развития ЕЭС России [Текст] / Н.Г. Шульгинов, А.В. Ильенко, Д.В. Пилениекс // Электрические станции.— 2012. № 7.— С. 5–10.
4. **Чукреев, Ю.Я.** Сравнение отечественных и зарубежных вероятностных показателей балансовой надежности электроэнергетических систем [Текст] / Ю.Я. Чукреев // Известия РАН. Энергетика.— 2012. № 6.— С. 27–38.
5. **Шульгинов, Н.Г.** Резервы мощности в ЕЭС России. Современное состояние и перспективы [Текст] / Н.Г. Шульгинов, В.А. Дьячков // Энергетик.— 2008. № 9.— С. 10–13.
6. **Маркович, И.М.** Режимы энергетических систем [Текст] / И.М. Маркович.— М.: Энергия, 1969.— Изд. 4-е, переработ. и доп. 352 с.
7. **Chao, H.** LOLE/Resource Adequacy Methodology [Электронный ресурс] / H. Chao.— Режим доступа: http://www.isonewengland.org/committees/comm_wkgrps/othr/icsp/mtrls/2005/nov182005/lole_resource_adequacy_methodology.pdf. Дата обращения: 28.03.2013.
8. **Billington, R.** Reliability Evaluation of Power Systems [Текст] / R. Billington, N. Ronald Allan.— Second Edition.— New York and London: Plenum Press, 1996—509 p.
9. Методические рекомендации по проектированию развития электроэнергетических систем [Текст] / Минэнерго РФ.— Утверждены приказом Минэнерго РФ от 30 июня 2003 № 281.
10. Справочник по проектированию электроэнергетических систем [Текст] / Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро.— М.: Энергоатомиздат, 1985.— 352 с.
11. **Беляев, Н.А.** Использование билинейной теории для решения задач оптимизации потоков мощностей в энергосистемах [Текст] / Н.А. Беляев, Н.В. Коровкин, О.В. Фролов, В.С. Чудный // Электротехнические комплексы и системы управления.— 2012. № 1— С. 77–80.

БЕЛЯЕВ Николай Александрович — аспирант Санкт-Петербургского государственного политехнического университета.

195251, ул. Политехническая, 29, Санкт-Петербург, Россия
(812)552-50-72
Belyaev.NA@yandex.ru

ЕГОРОВ Андрей Евгеньевич — заместитель заведующего отделом проектирования и развития энергосистем ОАО «Научно-технический центр Единой энергетической системы».

194223, ул. Курчатова д. 1 лит. «А», Санкт-Петербург, Россия
(812) 292-94-42
egorov_a@ntcees.ru

КОРОВКИН Николай Владимирович — доктор технических наук профессор, заведующий кафедрой теоретических основ электротехники института энергетике и транспортных систем Санкт-Петербургского государственного политехнического университета.

195251, Политехническая ул., д. 29, Санкт-Петербург, Россия
(812) 552-75-72
nikolay.korovkin@gmail.com

ЧУДНЫЙ Владимир Сергеевич — кандидат технических наук доцент кафедры электрических систем и сетей института энергетике и транспортных систем Санкт-Петербургского государственного политехнического университета.

195251, Политехническая ул., д. 29, Санкт-Петербург, Россия
(812) 552-50-72
Chudnyvs@yandex.ru