

КОМПЛЕКСНАЯ МОДЕЛЬ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРО- ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ (ГЕНЕРАЦИЯ И МАГИСТРАЛЬНЫЕ СЕТИ). Часть 1.

Академик РАН, д. э. н.,
проф. Непомнящий В. А.¹

АННОТАЦИЯ. Изложены основные положения авторской модели надежности электроэнергетических систем и их объединений (ЕЭС РФ, ОЭС), позволяющей аналитически определять основные показатели надежности работы ЭЭС в составе генерации (балансовая надежность) и магистральных электрических сетей (надежность передачи) с учетом дислокации генерирующих мощностей и электрических нагрузок, электрических режимов, динамической и статической устойчивости, надежности работы магистральных электрических сетей. Расчеты завершаются оценкой среднегодового недоотпуска электроэнергии и экономического ущерба потребителям от нарушений их электроснабжения, как основы для оптимизации системной надежности.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: надежность, статическая устойчивость, динамическая устойчивость, недоотпуск электроэнергии, ущерб потребителям, оптимизация надежности.

ABSTRACT. Fundamental principles of a proprietary model representing the reliability of electrical power systems and their associations (UES of Russia, unified power systems) are outlined. The model provides for the analytical determination of main EPS reliability indicators when operating as part of a generation (adequacy) and bulk power systems (transmission reliability) taking into account location of generating capacities and power loads, power modes, dynamic and static stability, and reliable performance of bulk power systems. The calculations result in estimation of the lost load annual average and consumers' economic loss arising from interruptions in their power supply that serves as a basis for the system reliability improvement.

KEY WORDS: reliability, static stability, dynamic stability, lost load, consumers' loss, reliability improvement.

Согласно Концепции обеспечения надежности в электроэнергетике [1] основной характеристикой надежности ЭЭС является системная надежность, представляющая собой композицию балансовой надежности (adequacy, или generation adequacy) и надежности передачи электроэнергии по магистральным сетям, или надежности передачи (transmission reliability). Системная надежность включает в себя также понятие «живучести» энергосистемы (power system survivability, или probability of blackout absence), как способности ЭЭС противостоять крупным возмущениям с использованием противоаварийной автоматики и ручного управления режимами энергосистемы и нагрузками потребителей, не допуская каскадного развития аварий с массовым нарушением электроснабжения потребителей. Схематически это представлено на рис. 1 [2], а математически описыва-

ется в [2] выражением (1)

$$P_{\text{над.сист}}^{\text{ЕЭС/ОЭС}} = P_{\text{над.бал}}^{\text{ген}} P_{\text{над.пер}}^{\text{маг.с}} P_{\text{сист.ав}} \quad (1)$$

где $P_{\text{над.бал}}^{\text{ген}}$ — уровень надежности генерирующих мощностей ЕЭС/ОЭС (балансовая надежность производства электроэнергии); $P_{\text{над.пер}}^{\text{маг.с}}$ — уровень надежности передачи электроэнергии по магистральным электрическим сетям от электростанций к основным (опорным) энергоузлам; $P_{\text{сист.ав}}$ — вероятность отсутствия системных аварий.

Одной из основных задач при проектировании схем развития Единой электроэнергетической системы России (ЕЭС РФ) и входящих в нее энергообъединений (ОЭС) является обоснование оптимального уровня системной надежности.

Из используемых в настоящее время в отечественной и зарубежной практике методов расчета надежности ЭЭС наиболее широко представлены модели расчета

¹ 188541, Россия, Сосновый Бор Ленинградской области, ул. Липовский пр-д, д. 3А, кв. 15

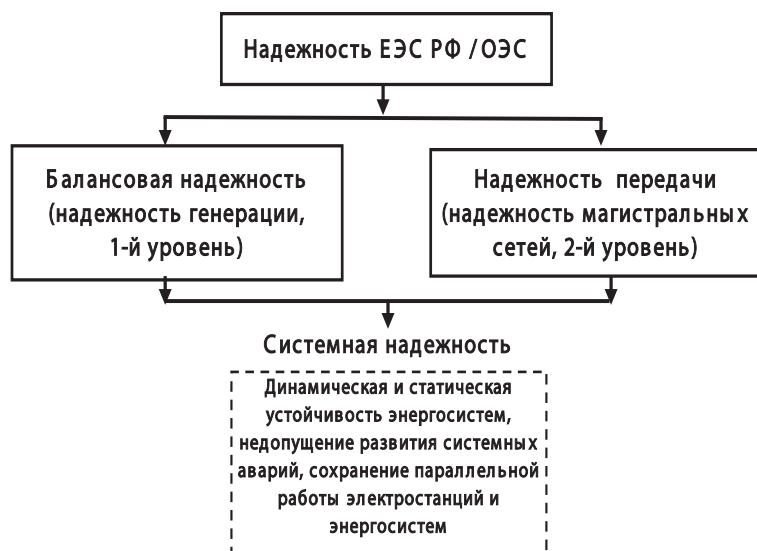


Рис. 1. Иерархические уровни надежности ЕЭС России.

и оптимизации балансовой надежности концентрированной энергосистемы.

Проведенный в [3] анализ имеющихся моделей и вычислительных комплексов для оптимизации балансовой надежности показал, что наиболее слабым звеном здесь является учет «сетового фактора».

В этих моделях используются аналитические или статистические (метод Монтер-Карло) методы решения транспортных задач с использованием принципов линейного программирования без учета 2-го закона Кирхгофа, анализа статической и динамической устойчивости, а также вероятных отказов элементов магистральных электрических сетей высокого и сверхвысокого напряжения (220–1150 кВ). При этом пропускные способности сетей задаются априорно при неизменной конфигурации сетей вне зависимости от изменения состояния их элементов, дислокации и величины нагрузок и генерирующих мощностей в узлах и уровнях напряжения. Это не обеспечивает корректного учета «сетового фактора» и может привести к серьезным погрешностям при оценке надежности ЭЭС*.

К серьезным недостаткам рассмотренных моделей относится и способ задания удельного ущерба потребителям от нарушений электроснабжения при отказах элементов генерации в виде некоторой постоянной величины вне зависимости от степени ограничения нагрузок потребителей, их отраслевой структуры и применяемых средств противоаварийной автоматики (АЧР, САОН, графики аварийной разгрузки и др.), отличающихся глубиной проникновения в технологическую структуру потребителей.

Существенную погрешность в учете «сетового фак-

* Имеются случаи, когда фактические потоки мощности по контролируемым сечениям превышали заданные по статической устойчивости расчетные значения (МДП) на 42–48% без нарушения устойчивости.

тора» вносит и отсутствие в этих моделях блока оптимизации электрических режимов и их вводов в допустимую по устойчивости и напряжению область.

Кроме того, ни в одной из используемых отечественных и зарубежных моделей расчета балансовой надежности не рассматриваются ситуации развития системных аварий, как одного из компонентов системной надежности.

Следует также отметить, что все зарубежные модели базируются на так называемых «международных стандартах» показателей надежности электроснабжения: SAIFI (средний индекс частоты прерываний электроснабжения конечных потребителей в системе), SAIDI (средний индекс длительности прерываний электроснабжения конечных потребителей в системе в течение года),

CAIDI (средний индекс времени восстановления электроснабжения одного потребителя), в которых фигурирует некое обезличенное понятие «конечный потребитель», не учитывающее особенностей его технологических процессов, экономических характеристик и меры его важности для функционирования экономики региона.

1. Требования к моделям расчетов надежности энергосистем и магистральных электрических сетей

Для вычисления полных и корректных характеристик надежности энергосистем в [4] предлагается следующий обязательный состав модели:

1. расчет оптимального резерва генерирующей мощности в концентрированной энергосистеме, как минимально необходимого для обеспечения спроса потребителей на электрическую мощность и энергию;
2. учет вероятности одновременных аварийных состояний не более четырех энергоагрегатов на одной или нескольких электростанциях, что при современном уровне надежности агрегатов электростанций [5] обеспечивает максимальную погрешность расчетов не более 0.2–0.4% (при числе агрегатов на одной электростанции не более 10 и вероятности аварийного состояния агрегата не более 0.10–0.12);
3. учет влияния «сетового фактора» на увеличение резерва мощности и его размещения по энергообъединениям и отдельным электростанциям;
4. расчеты нормальных и (после)аварийных режимов работы ЭЭС;
5. оценку динамической и статической устойчивости (после)аварийных режимов;
6. программные процедуры по вводу этих режимов

в допустимую по устойчивости и напряжению область:

а) для обеспечения динамической устойчивости — аварийную разгрузку турбин, сбалансированную с целенаправленным (выборочным) отключением части нагрузок потребителей устройствами противоаварийной автоматики;

б) для обеспечения статической устойчивости, а также при перегрузке каких либо сетевых элементов по току (ЛЭП, трансформаторы связи) — перераспределением нагрузки между электростанциями с последующим при необходимости выборочным (целенаправленным) ограничением нагрузок потребителей противоаварийной автоматикой (АЧР, САОН) или действиями системного оператора (ввод графика аварийной разгрузки, или аварийных ограничений потребителей).

2. Основные показатели надежности

Согласно основным положениям теории надежности под надежностью работы электроэнергетической системы следует понимать ее свойство сохранять способность выполнения предназначенных функций в любом интервале времени *независимо от воздействия внешних условий*².

В качестве основных технических и энергетических показателей надежности электроэнергетической системы рассматриваются:

а) вероятность пребывания системы в неисправных состояниях $Q_{сист}$; эта вероятность характеризуется долей времени (года), в течение которого хотя бы один из ее элементов находится в состоянии аварийного или планового ремонта;

б) вероятность пребывания системы в исправных состояниях $P_{сист} = 1 - Q_{сист}$, или доля времени (года), когда все элементы системы находятся в рабочем состоянии;

в) вероятность ограничения нагрузки энергосистемы $Q_{сист}^{огр}$ и энергоузла $Q_i^{огр}$, характеризующая вероятность того, что за время пребывания в неисправном состоянии произойдет ограничение нагрузки потребителей;

г) математическое ожидание степени ограничения нагрузки энергосистемы в целом $\bar{E}_{сист}$ и отдельного энергоузла (подстанции) \bar{E}_i , или средняя доля недополученной потребителями максимальной нагрузки;

д) относительный недоотпуск электроэнергии потребителям за время нарушения электроснабжения по

² В большинстве работ, посвященных этой теме, понятие надежности элемента, который должен надежно работать только в нормативных (проектных) условиях, необоснованно переносится на понятие надежности энергосистемы и ее электрических сетей, которые обязаны обеспечивать надежность электроснабжения в любых условиях независимо от внешних воздействий. Упрощенная формулировка надежности энергосистем и электрических сетей уже изначально снимает ответственность с энергоснабжающих организаций за недостаточное резервирования со ссылкой на так называемые форс-мажорные обстоятельства регионального характера (например, гололед, грозовой сезон, повышенные ветровые нагрузки и т. п.).

ЭЭС $\Delta\bar{E}_{сист}^*$ и отдельного энергоузла $\Delta\bar{E}_i^*$, или недополученная доля планового объема электропотребления;

е) среднегодовой ущерб потребителям от нарушений электроснабжения $\bar{Z}_{ущ}$ в денежном исчислении и в долях от произведенного ВВП/ВРП (валовой внутренний / региональный продукт).

3. Структура модели оптимизации надежности ЭЭС

Экономико-математическая модель оптимизации надежности ЭЭС РФ и входящих в нее ОЭС принципиально состоит из четырех основных блоков:

Первый блок — расчет балансовой надежности ЭЭС, как концентрированной энергосистемы, предусматривает определение оптимального резерва генерирующей мощности в составе аварийного, частотного и стратегического резервов³, предназначенного для компенсации случайных отклонений нагрузок и располагаемых генерирующих мощностей от расчетных значений, а для аварийного резервирования — еще и случайных (аварийных) отказов энергоагрегатов.

Эти виды резервов обусловлены случайными процессами отклонения нагрузок и генерирующих мощностей от расчетных значений, и определять эти резервы следует с использованием методов теории надежности на стадии перспективного проектирования ЭЭС, когда формируются инвестиционные программы строительства электростанций и магистральных сетей.

Второй блок — учет « сетевого фактора » с расчетами надежности передачи электроэнергии по магистральным сетям от источников генерации к региональным узлам нагрузки (РУН), оценкой динамической и статической устойчивости региональных энергосистем и их объединений, определением среднегодового аварийного недоотпуска электроэнергии и ущерба потребителям.

Поскольку каждый расчет (после)аварийного установившегося режима магистральной сети «привязан» к определенному состоянию генерирующих мощностей, то после перебора всех их состояний (от безотказной работы до одновременного отключения 4-х энергоагрегатов на одной или нескольких электростанциях) вычисляются математические ожидания вероятностей ограничения нагрузок, недоотпуска электроэнергии и ущерба потребителям

$$P_{над} = \sum_{j=0}^{n_{ген}} \sum_{i=0}^{n_{МС}} P_{над,j} Q_i^{МС} Q_{сист,j}^{ген}, \quad (2)$$

где $P_{над,j}$ — параметр надежности (вероятность ограничения нагрузки, величина ограничения нагрузки, недоотпуск электроэнергии и ущерб потребителям при i -ом состоянии сети и j -ом состоянии генерирующих мощностей;

$Q_i^{МС}$ — вероятность i -го состояния магистральной сети ЭЭС;

³ В технической литературе [6, 7, 8] имеются и другие обобщающие наименования этих видов резерва: оперативный, компенсационный, но суть дела от этого не меняется.

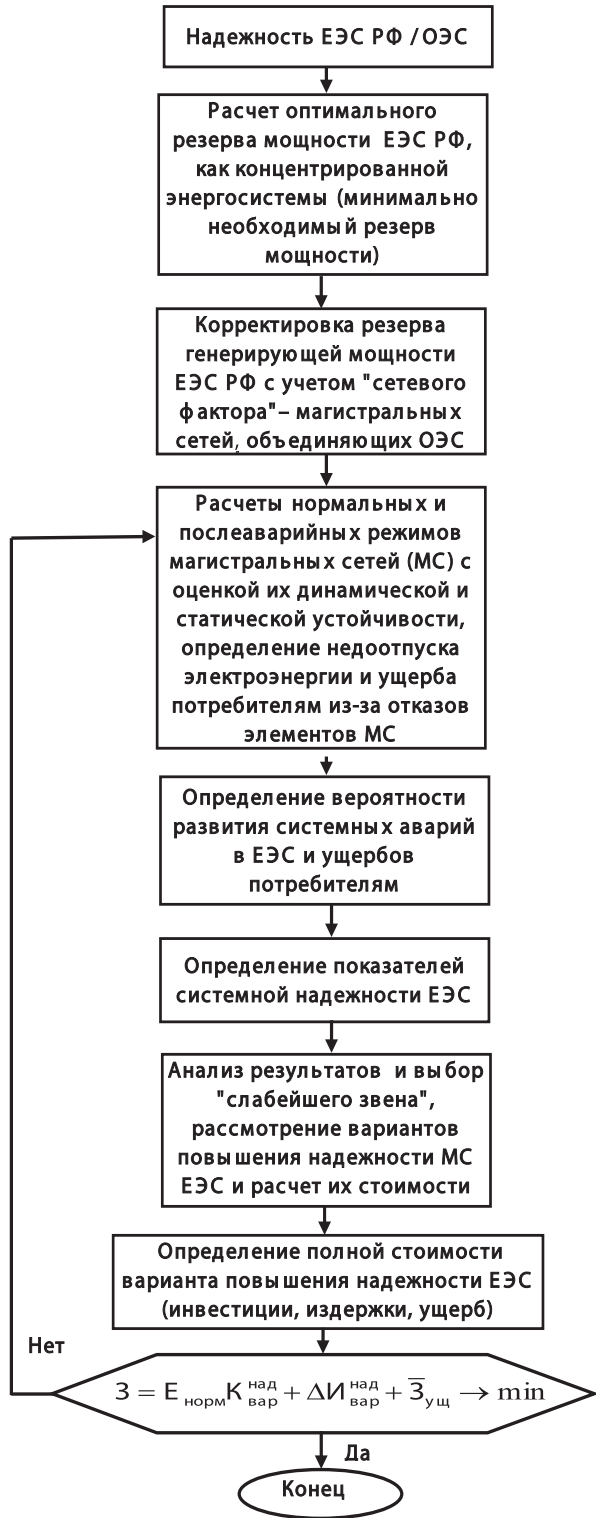


Рис. 2. Укрупненная блок-схема алгоритма оптимизации системной надежности ЕЭС РФ.

$Q_{\text{сист}}^{\text{ген}}$ — вероятность j -го состояния генерирующих мощностей ЭЭС;

$n_{\text{МС}}$ — расчетное число состояний элементов магистральной сети ЭЭС;

$n_{\text{ген}}$ — расчетное число состояний генерирующих мощностей ЭЭС.

Третий блок — определение вероятности развития

системных аварий, их энергетических и экономических последствий нарушение параллельной работы отдельных региональных энергосистем и объединений, вероятный недоотпуск электроэнергии и ущерб потребителям).

Четвертый блок — определение показателей системной надежности в разрезе ЕЭС/ОЭС и отдельных энергоузлов, анализ «узких мест» в надежности ЕЭС/ОЭС, выбор «слабейшего звена», рассмотрение вариантов повышения надежности (размещение дополнительных резервов мощности или строительство новых магистральных сетей), оценка их полной стоимости (инвестиции, эксплуатационные издержки, ущербы потребителям и энергосистеме) и экономической эффективности каждого из вариантов. Выбор оптимального варианта резерва генерирующей мощности ЕЭС, его размещения по энергообъединениям (ОЭС) развития магистральных сетей и межсистемных связей, определение оптимального уровня надежности ЕЭС, ОЭС и РУН.

Агрегированная блок-схема алгоритма расчета приведена на рис. 2.

4. Оптимизация резерва мощности в концентрированной энергосистеме

Методика определения оптимальной величины резерва мощности в концентрированной энергосистеме (энергообъединении) принципиально заключается в вычислении математического ожидания ущерба национальной экономике из-за возникновения случайных дефицитов мощности при последовательно увеличиваемых значениях располагаемой мощности ЭЭС (за вычетом ремонтного резерва) и его сопоставлении с изменением ВВП (или ВРП региона, обслуживаемого данным региональным энергообъединением). Одновременно необходимо контролировать величину потребных инвестиций, ограниченных экономически допустимым объемом вложений в резервирование генерирующей мощности энергообъединения, и изменение текущих эксплуатационных расходов.

Математическое ожидание ущерба национальной экономике при аварийных снижениях располагаемой мощности энергообъединения или случайных превышениях нагрузки над расчетным значением $\bar{N}_{\text{нагр}}^{\text{сист}}$ определим по выражению

$$\bar{Z}_{\text{ущ}}^{\text{сист}} = \bar{Z}_{\text{ущ}}^{\text{деф}} + \bar{Z}_{\text{ущ.рем.}}, \quad (3)$$

где $\bar{Z}_{\text{ущ}}^{\text{деф}}$ — ущерб потребителям из-за дефицита мощности в энергосистеме;

$\bar{Z}_{\text{ущ.рем.}}$ — ущерб энергосистеме, обусловленный аварийными ремонтами поврежденного энергетического оборудования электростанций.

Ущерб потребителям из-за дефицита мощности в энергосистеме можно определить по выражению

$$\bar{Z}_{\text{ущ}}^{\text{деф}} = T \bar{N}_{\text{нагр}}^{\text{сист}} \varepsilon_{\text{сист}}^{\text{деф}} \gamma(\varepsilon_{\text{сист}}^{\text{деф}}) Q_{\text{деф}}^{\text{огр}} (\bar{N}_{\text{нагр}}^{\text{сист}}) \bar{Z}_{\text{ущ}}^{\text{сист}} (\varepsilon_{\text{сист}}^{\text{деф}}), \quad (4)$$

где T — число часов в году (8 760 час); $\bar{N}_{нагр}^{сист}$ — расчетное максимальное значение нагрузки энергосистемы (энергообъединения);

$\bar{\varepsilon}_{сист}^{деф}$ — математическое ожидание степени ограничения нагрузки энергосистемы при возникновении дефицитов мощности из-за отказов агрегатов электростанций;

$\gamma(\bar{\varepsilon}_{сист}^{деф})$ — плотность ограничиваемой части графика нагрузки при данной степени ее ограничения;

$Q_{деф}^{огр}(\bar{N}_{нагр}^{сист})$ — вероятность ограничения нагрузки энергосистемы;

$\bar{z}_{ущ}^{сист}(\bar{\varepsilon}_{сист}^{деф})$ — средневзвешенный системный удельный ущерб из-за дефицита мощности в ЭЭС при аварийных, с предупреждением и плановых ограничениях нагрузки энергосистемы;

Ущерб энергосистеме, обусловленный аварийными ремонтами поврежденного энергетического оборудования электростанций $\bar{z}_{ущ,рем}^{сист}$ можно вычислить по выражению

$$\bar{z}_{ущ,рем}^{сист} = \sum_{i=1}^{i=m_{рез}} c_{рез,i}^{арг} \lambda_{арг}^{ав} \quad (5)$$

где $c_{рез,i}^{арг}$ — стоимость одного аварийного ремонта i -го резервного агрегата;

$\lambda_{арг}^{ав}$ — среднегодовая частота отказов i -го резервного агрегата.

Для определения математического ожидания степени ограничения нагрузки энергосистемы $\bar{\varepsilon}_{сист}^{деф}$ при возникновении дефицитов мощности из-за отказов агрегатов электростанций на уровне ЕЭС/ОЭС используем композицию нормального закона распределения отклонений максимумов нагрузки энергосистемы от среднего (расчетного) значения и пуассоновского закона распределения количества (мощности) отказавших энергоагрегатов, который для ЕЭС РФ согласно теории вероятностей [9] можно приблизить нормальным распределением. Тогда средний небаланс мощности в энергосистеме (математическое ожидание) определится по формуле

$$\bar{z}_c = \bar{N}_{нагр}^{сист} - \bar{N}_{расп}^{расп} = \bar{N}_{нагр}^{сист} - \sum_{i=1}^{n_{арг}} (1 - q_i) N_{арг,i}, \quad (6)$$

где $N_{загр,i}$ — мощность i -го энергоагрегата;

q_i — вероятность аварийного состояния i -го энергоагрегата;

$n_{загр}$ — количество энергоагрегатов в расчетной схеме.

Среднеквадратичное отклонение небаланса мощности в энергосистеме при этом определится как

$$\sigma_z^c = [(\bar{N}_{нагр}^{сист} \sigma_N^{*c})^2 + \sum_{i=1}^{n_{арг}} q_i (1 - q_i) N_{арг,i}^2]^{0.5}, \quad (7)$$

где σ_N^{*c} — относительное среднеквадратичное отклонение максимума нагрузки энергосистемы от прогнозного (расчетного) значения.

Согласно авторским исследованиям [10] среднеква-

дратичное отклонение прогнозной нагрузки ЕЭС/ОЭС можно описать выражениями

$$\sigma_{Э, N}^{ЕЭС/ОЭС}(T_{прог}) = (0.012 T_{прог} + 0.013) / \sigma_{Э, N}^{ЕЭС/ОЭС}(T_{прог} = 1), \text{ отн. ед.}, \quad (8)$$

при $T_{прог} \leq 10$ лет;

$$\sigma_{Э, N}^{ЕЭС/ОЭС}(T_{прог}, N_{нагр}^{max}) = (0.017 + 0.0333 / N_{нагр}^{max}) * \sigma_{Э, N}^{ЕЭС/ОЭС}(T_{прог}), \text{ отн. ед.} \quad (9)$$

при $10 \leq N_{нагр}^{max} \leq 200$ млн. кВт,

где $N_{нагр}^{max}$ — максимальная нагрузка энергосистемы (ЕЭС/ОЭС), млн. кВт.

Далее, исходя из нормального распределения дефицита мощности в энергосистеме в час максимума нагрузки, получим:

а) плотность распределения дефицита мощности в ЭЭС

$$f(z_c) = \frac{1}{\sigma_z^c \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2} \frac{(z_c - \bar{z}_c)^2}{\sigma_z^c}} \quad (10)$$

б) вероятность дефицита генерирующей мощности в ЭЭС

$$Q_{деф}^{огр} = \frac{\int_0^{z_c^{max}} f(z_c) dz}{\int_0^{\infty} f(z_c) dz} = \frac{1}{2} [\Phi(\frac{z_c^{max} - \bar{z}_c}{\sqrt{2} \sigma_z^c}) - \Phi(\frac{\bar{z}_c}{\sqrt{2} \sigma_z^c})], \quad (11)$$

где \bar{z}_c — средний дефицит мощности в ЭЭС, вычисляемый по выражению (6);

z_c^{max} — максимальный дефицит мощности в ЭЭС, определяемый как

$$z_c^{max} = \bar{z}_c + 3\sigma_z^c = \bar{N}_{нагр}^{сист} - \sum_{i=1}^{n_{арг}} (1 - q_i) N_{арг,i} + 3\sigma_z^c \quad (12)$$

в) математическое ожидание дефицита мощности в ЭЭС

$$M[z_c] = \frac{\int_0^{z_c^{max}} z_c f(z_c) dz}{\int_0^{\infty} f(z_c) dz} = \bar{z}_c + \sigma_z^c \sqrt{\frac{2}{\pi}} \frac{e^{-\frac{1}{2} \frac{(\bar{z}_c)^2}{\sigma_z^c}}}{[\Phi(\frac{z_c^{max} - \bar{z}_c}{\sqrt{2} \sigma_z^c}) - \Phi(\frac{\bar{z}_c}{\sqrt{2} \sigma_z^c})]}, \quad (13)$$

где $\Phi(\frac{z_c}{\sigma_z^c \sqrt{2}})$ — интеграл вероятностей.

в) математическое ожидание степени ограничения нагрузки

$$\bar{\varepsilon}_{сист}^{деф} = M[z_c] / \bar{N}_{нагр}^{сист} \quad (14)$$

Степень ограничения нагрузки графически представлена на рис. 3.

Вероятность ограничения электрической нагрузки энергосистемы зависит от совпадения вероятности пребывания системы в состояниях аварийных ремон-

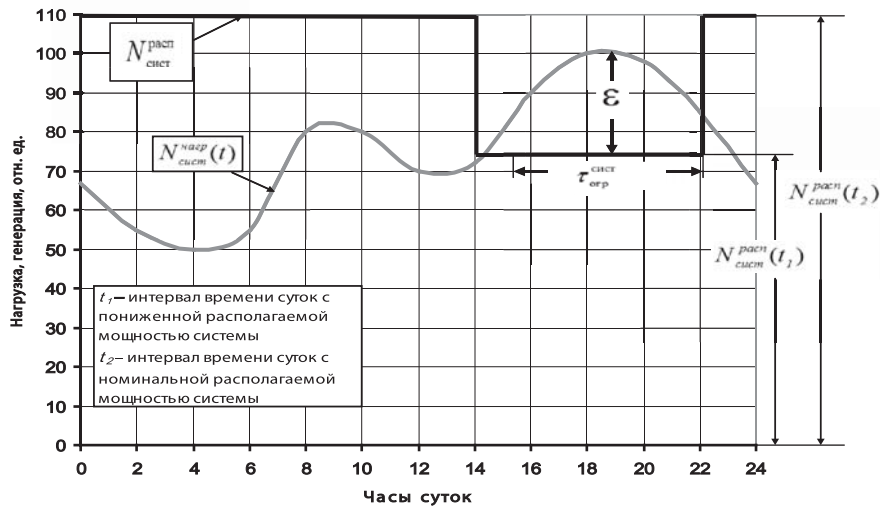


Рис. 3. Ограничение нагрузки энергосистемы при дефиците мощности.

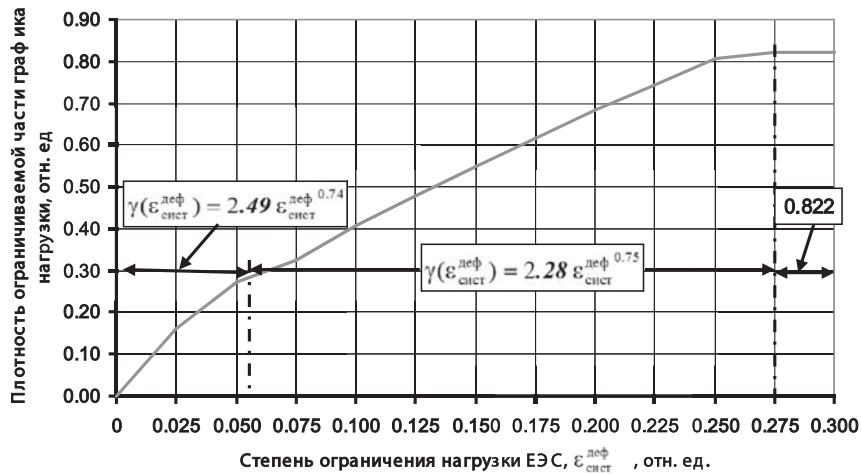


Рис. 4. Характеристика плотности ограничиваемой части графика нагрузки $\gamma(\epsilon)$ для ЭЭС России.

тов и вероятности появления в этот период спроса на электрическую нагрузку

$$Q_{нагр}^{огр} = Q_{деф}^{огр} \times \gamma(\bar{\epsilon}_{сист}^{деф}), \quad (15)$$

где $Q_{деф}^{огр}$ — вероятность пребывания системы в состояниях с аварийными или плановыми простоями ее элементов, определяемая по выражению (10); $\gamma(\bar{\epsilon}_{сист}^{деф})$ — вероятность спроса потребителей на электрическую нагрузку, характеризуемая величиной плотности ограничиваемой части графика нагрузки энергосистемы или ее узлов.

Плотность ограничиваемой части графика нагрузки при данной степени ее ограничения $\gamma(\bar{\epsilon}_{сист}^{деф})$ характеризует вероятность совпадения времени простоев энергоагрегатов со спросом на нагрузку. Этот параметр зависит от суточной и годовой конфигурации графика нагрузки энергосистемы (энергообъединения), определяемой отраслевой структурой электрических нагрузок ЭЭС и степени ограничения ее максимальной нагрузки.

На рис. 4 приведена характеристика плотности ограниченной части графика нагрузки ЭЭС РФ (по материалам отчетности СО ЭЭС РФ за 2010 г.).

Эта зависимость хорошо аппроксимируется функцией степенного вида

$$\gamma(\epsilon_{сист}^{деф}) = k \epsilon_{сист}^{деф^s}, \text{ отн. ед.} \quad (16)$$

которая имеет вид

$$\left. \begin{aligned} k = 2.49, s = 0.74 \text{ при } \epsilon_{сист}^{деф} \leq 0.06 \\ k = 2.28, s = 0.75 \text{ при } \epsilon_{сист}^{деф} > 0.06 \\ \gamma(\epsilon_{сист}^{деф}) = 0.822 \text{ при } \epsilon_{сист}^{деф} > 0.275 \end{aligned} \right\} \quad (17)$$

Средневзвешенный системный удельный ущерб из-за дефицита мощности в ЭЭС при аварийных ограничениях нагрузки энергосистемы $\tilde{\Xi}_{ущ}^{сист}(\bar{\epsilon}_{сист}^{деф})$ зависит от отраслевой структуры электрических нагрузок энергосистемы и степени ограничения ее нагрузки, и хорошо аппроксимируется степенной зависимостью вида

$$\tilde{\Xi}_{ущ}^{сист}(\bar{\epsilon}_{сист}^{деф}) = a \bar{\epsilon}_{сист}^{деф^b} + c, \text{ руб./кВтч} \quad (18)$$

В частности, для ЭЭС России обобщенная характеристика удельного ущерба, которую следует использовать при обосновании оптимального резерва мощности в



Рис. 5. Обобщенная характеристика удельного ущерба от аварийных ограничений нагрузок потребителей устройствами АЧР при возникновении дефицитов генерирующей мощности в ЕЭС России (в ценах 2010 г.), руб/кВтч.

Таблица 1. Экономические показатели резервных генерирующих мощностей (в ценах 2010 г.).

Тип электростанции, энергоустановки	Коэффициент амортизации	Коэффициент эксплуатации	Коэффициент постоянных издержек	Удельные инвестиции в дополнительную мощность, тыс. руб/кВт (в ценах 2010 г.)	Полная удельная стоимость агрегата (без топлива), тыс. руб/кВт	Ранг
ГЭС	0,0123	0,015	0,027	88,3	9,43	III
ГАЭС	0,050	0,060	0,110	75,0	14,25	IV
АЭС	0,027	0,103	0,130	107,8	56,27	XI
ТЭЦ (газ)	0,070	0,350	0,420	74,4	37,20	VIII
ТЭЦ (уголь)	0,070	0,395	0,465	89,2	48,61	X
В среднем по ТЭЦ	0,070	0,376	0,446	77,9	40,96	IX
КЭС (газ)	0,070	0,280	0,350	61,4	26,40	V
КЭС (уголь)	0,070	0,310	0,380	73,7	33,90	VII
В среднем по КЭС	0,070	0,296	0,366	67,1	29,94	VI
ГТУ	0,087	0,115	0,202	32,0	9,04	II
ППЭУ	0,029	0,060	0,089	25,6	4,33	I
Коэффициент эффективности инвестиций в резервирование, равный ставке ЦБ РФ, отн. ед.			0,080	Коэффициент эффективности инвестиций в АЭС с учетом спецфондов (55% от выручки)		0,392

ЕЭС/ОЭС согласно исследованиям [11], имеет вид

$$\bar{z}_{\text{уц}}^{\text{сист}} (\bar{\epsilon}_{\text{сист}}^{\text{деф}}) = 133.5 \bar{\epsilon}_{\text{сист}}^{\text{деф} 0.792} + 7.5, \text{ руб./кВтч}, \quad (19)$$

Эта зависимость иллюстрируется графиком на рис. 5. Для определения оптимального резерва мощности в энергосистеме воспользуемся критериями эффективности повышения надежности [13].

а) по условию максимума произведенного ВВП

$$\rho = \frac{\bar{z}_{\text{уц}}^{\text{сист}}(K_{\text{рез}}) - \bar{z}_{\text{уц}}^{\text{сист}}(K_{\text{рез}} + \Delta K_{\text{рез}})}{\Delta K_{\text{рез}}} \geq \rho_{\text{min}}, \quad (20)$$

где числитель характеризует снижение ущерба национальной/региональной экономике из-за дефицита мощности в ЭЭС, обусловленное приростом инвестиций в увеличение резерва мощности на величину $\Delta K_{\text{рез}}$; ρ_{min} — минимально допустимая эффективность прироста инвестиций в повышение надежности ЭЭС; при прогнозном соотношении величин ВВП и инвестиций в основной капитал за период 2006–2010 гг. $\rho_{\text{min}} = 0.088 - 0.090$;

б) по условию ограниченности инвестиций в резер-

вирование генерирующей мощности ЭЭС экономически допустимым объемом этих вложений

$$E_{\text{рез}}^{(K)} = \frac{\bar{z}_{\text{уц}}^{\text{сист}}(K_{\text{рез}})}{K_{\text{рез}}} \geq \bar{E}_{\text{нац.эк.}}, \quad (21)$$

где $\bar{E}_{\text{нац.эк.}}$ — средний по национальной экономике коэффициент эффективности инвестиций в производственную сферу, определяемый как отношение прироста ВВП к соответствующим инвестициям с учетом лага в 2–3 года. За период 2008–2012 гг. $\bar{E}_{\text{нац.эк.}} = 0.217$ и требует периодического уточнения;

в) по условию минимума полной стоимости резервирования

$$Z_{\text{рез}}^{\text{ген}}(K_{\text{рез}}) = \bar{E}_{\text{нац.эк.}} K_{\text{рез}} + I_{\text{рез}}^{\text{пост}} + \bar{z}_{\text{уц}}^{\text{сист}}(K_{\text{рез}}) \rightarrow \text{min}, \quad (22)$$

где $I_{\text{рез}}^{\text{пост}}$ — постоянная составляющая издержек по резерву генерации.

Ввод резервных генерирующих мощностей осуществляется в порядке возрастания их удельных экономических показателей (полная стоимость ввода и эксплуатации энергоагрегата без стоимости топлива,

отнесенная к его установленной мощности, руб./кВт для основных типов мощности, руб./кВт для основных типов энергоагрегатов приведена в табл. 1)⁴.

Продолжение следует.

Литература

1. Концепция обеспечения надежности в электроэнергетике. / Воропай Н. И., Ковалев Г. Ф., Кучеров Ю. Н. и др. М.: ООО «Энергия», 2013. — 304 с.
2. Овсейчук В. А., Непомнящий В. А., Жежеленко И. В. Электроснабжение потребителей. Нормирование надежности и качества. Новости Электротехники, 2014, № 4, с. 2–6
3. Чукреев Ю. Я., Чукреев М. Ю. Модели оценки показателей балансовой надежности при управлении развитием электроэнергетических систем. Сыктывкар, изд. Коми НЦ УрО РАНЮ 2014. — 207 с.
4. Непомнящий В. А. Моделирование надежности электрических сетей. Надежность и безопасность энергетики, 2014, №3, — с. 2–15.
5. Непомнящий В. А. Надежность оборудования энергосистем. Изд-во ж. Электроэнергия. Передача и распределение., 2013, 196 с.
6. Маркович И. М. Режимы энергетических систем. (4-е изд.) М.: Энергия, 1969. — 350 с.
7. Рокотян С. С. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. М.: Энергоатомиздат, 1985, — 350 с.
8. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. СО 153-34.20.118-2003. (Утверждены приказом Минэнерго РФ от 2003-06-30 № 281)
9. Вентцель Е. С. Теория вероятностей. М.: Наука, 1964. — 576 с.
10. Непомнящий В. А., Берлин Б. И. Методика прогнозирования электропотребления и электрических нагрузок по ЕЭС России на период до 10 лет. Электроэнергия. Передача и распределение. 2014, №4.— с. 24–38
11. Непомнящий В. А. Агрегированные значения удельных ущербов от нарушений электроснабжения. Энергорынок, 2014, №6.
12. Непомнящий В. А. Учет надежности при проектировании энергосистем, М.: Энергия, 1978 —2 00 с.
13. Непомнящий В. А. Экономические проблемы повышения надежности электроснабжения. Ташкент, Изд. ФАН АН Узб.ССР, 1985, 200 с.



⁴ Постановлением Правительства РФ от 18.11.2012 г. спецрезервы АЭС для обеспечения их ядерной безопасности и развития исключаются из себестоимости и отчисляются от чистой прибыли в соответствии с утвержденными нормативами в совокупности до 55–56% от выручки АЭС.