Прогнозирование надежности энергетической системы и продолжительности сбоев, включая нештатные ситуации

Ромни Б. Даффи, США, Айдахо, Айдахо-Фолс
duffeyrb@gmail.com

Ромни Б. Даффи

Резюме. Цель. Обеспечить прогнозирование и планирование крупномасштабных беспрецедентных случаев отключения электроэнергии, имеющих значение для аварийного планирования и национальной системы реагирования. Прогнозирование вероятности, продолжительности и восстановления сбоев, основанное на теории, которая может применяться на глобальном уровне. Были собраны данные об отключениях электропитания и продолжительности сбоев для целого ряда событий в Бельгии, Канаде, Ирландии, Франции, Японии, Швеции, Новой Зеландии и США. Представлена новая теория и корреляция для вероятности крупных региональных отключений электроэнергии размером едва ли не до 50 000 МВт(э) без дополнительных повреждений инфраструктуры или энергосети. В случае серьезных и редких событий с повреждениями (крупные наводнения, пожары, снежные бури, ураганы и т.д.) сбои являются более продолжительными, и вероятность восстановления зависит от степени сложности, которая ограничивает доступ и возможность восстановления. Получены требования динамической надежности для аварийных резервных источников питания и насосных систем на примерах наводнения в Новом Орлеане из-за урагана «Катрина» и затопления ядерных реакторов Фукусима в результате цунами. **Выводы.** Были получены и подтверждены эксплицитные выражения вероятности и продолжительности всего диапазона сбоев: от «нормальных» крупных отключений электроэнергии до продолжительных отключений из-за редких и более серьезных событий с затруднениями доступа и ремонта.

Ключевые слова: отключение электроэнергии, сбои, вероятность восстановления, способность к восстановлению, реагирование на чрезвычайную ситуацию, теория, стихийные бедствия.

Для цитирования: Даффи Р. Прогнозирование надежности энергетической системы и продолжительности сбоев, включая нештатные ситуации // Надежность. 2020. №3. С. 3-14. <https://doi.org/10.21683/1729-2646-2020-20-3-3-14>

Поступила 01.06.2020 г. / После доработки 27.07.2020 г. / К печати 21.09.2020 г.

1. Введение: Отключение электроэнергии и восстановление

Крупные случаи отключения электроэнергии нарушают работу современных промышленных и городских комплексов. Поскольку отключений электроэнергии невозможно полностью избежать, необходимо знать вероятность сбоя, его размер и продолжительность, чтобы планировать адекватные запасы мощности, вводить резервные генераторы, предпринимать аварийные меры и защищать критически важную инфраструктуру [1]. Эта тема вовсе не нова и была тщательно изучена для утверждения стандартов производительности и надежности энергоснабжения [2] и стратегий управления в национальных планах действий в чрезвычайных ситуациях [3]. Но в литературе, знаниях и данных существует пробел между повседневной работой по обеспечению надежного энергоснабжения и реагированием на неожиданные экстремальные сбои из-за катастрофических событий и крупных стихийных бедствий. В данной статье мы попытались восполнить этот пробел, определив вероятности сбоя любого размера МВт(э) и последующего восстановления, включая использование аварийных резервных систем для повседневных и чрезвычайных ситуаций.

Общие исследования повседневной надежности или защищенности электрической сети представляют живой бизнес-интерес для владельцев и операторов линий электропередачи и станций и определяют размер получаемой ими прибыли. Общество обеспокоено задержками восстановления электроснабжения, особенно из-за значительного ущерба и нарушения деятельности всего общества в результате воздействия редких или беспрецедентных событий и стихийных бедствий (например, ураганов, тайфунов, наводнений, цунами и снежных бурь). Именно такие крупные бедствия вызывают беспокойство по поводу уязвимости инфраструктуры, национальной готовности к чрезвычайным ситуациям и принятия управленческих решений.

После многочисленных отключений электроэнергии (так называемых сбоев или системных аварий) энергетические компании, организации по управлению в аварийных ситуациях и правительственные учреждения внедрили огромное количество (иногда несколько тысяч) единиц персонала, ремонтных бригад, оборудования и процедур для восстановления подачи электроэнергии, эвакуации людей и устранения последствий. На практике восстановление может осуществляться лишь «настолько быстро, насколько это возможно для человека» и ограничивается повреждениями, проблемами с доступом и нарушением деятельности общества, вызванными наводнениями, штормами, пожарами, ветром, льдом и снегом [4], и, как указано, «восстановление энергосистемы обычно одинаково для всех видов угроз» [5].

Вероятность восстановления отдельного сбоя или отключения фактически является случайной величиной и рассматривается как результат хорошо известных и принятых законов статистической физики и механики

[6, 7, 8, 9]. В нашей более ранней работе был представлен подробный анализ вероятности и сроков восстановления энергоснабжения при очень больших сбоях или отключениях электроэнергии на национальном уровне [10].

Изначальное отключение электроэнергии и последующее восстановление являются *независимыми* событиями, представляющими собой первоначальную причину сбоя или отказ и последующий процесс ремонта и восстановления. Таким образом, динамическая вероятность $P(h)_{NR}$ сбоя любого размера, продолжающегося любое количество часов h до восстановления, задается выражением, где обычная надежность является просто дополнением: $R(h) = 1 - P(h)$,

$P(h)_{NR}$ = Вероятность изначального отключения, $P(\text{МВт потеряно})_i \times$ Вероятность невосстановления, $P(NR)_h$.

Если аварийные источники питания или резервные системы существуют, развернуты и активированы, можно включить *зависимую* вероятность продолжительного отключения электроэнергии внешних и других источников питания, таким образом,

$P(h)_{ELAP}$ = Вероятность изначального отключения, $P(\text{МВт потеряно})_i \times$ Вероятность невосстановления любого или всех источников энергии, $P(ELAP)_h$.

Таким образом, есть три различных типа вероятности, которые необходимо определить: (1) вероятность первоначального сбоя определенного размера, основанную на известных или возможных отключениях электроэнергии системы; (2) вероятность последующего восстановления или невосстановления электроэнергии в течение определенного периода времени; и (3) вероятность того, что системы аварийного резервирования или системы «холодного пуска» не смогут выполнить свои функции и восстановить электроэнергию к этому времени.

Для получения этих существенных элементов представленный подход объединяет теорию обучения человека и теорию надежности механической системы, сопоставленную с обширными данными об отключениях электроэнергии и восстановлении во время реальных событий и подтвержденную этими данными.

Для расчета вероятности первоначального отключения, $P(\text{МВт потеряно})_i$, имеются данные о размере сбоев в США за период 1984–2000 гг. по отключениям Q , от 1 до 40 000 МВт(э) [11]. Выборка аналогичных графиков по субрегионам также была представлена и подогнана с использованием эмпирических биномиальных, логарифмически нормальных распределений и распределений Вейбулла [12]. Разумеется, эти распределения являются достаточно взвешенными из-за большого количества «нормальных» или ежедневных отключений, а не редких катастрофических событий. Также необходимо предсказать малую вероятность «хвоста» распределения, для которого такие стандартные статистические методы не применимы, как это ясно видно на рис. S-28 [12]. Мерфи и др. [12] также рассматривали вопрос взаимосвязанности отключений и ожидаемо пришли к выводу, «... что самые большие коррелированные случаи отказов были вызваны экстремальными погодными условиями».

Именно такого вывода следовало ожидать, учитывая значительные географические масштабы и воздействие стихийных бедствий (штормы, ураганы, наводнения, снежные бури и лесные пожары) на энергетические системы и соответствующие универсальные характеристики восстановления энергии [4]. Крупные природные бедствия не соблюдают и не признают проведенные человеком границы или произвольные области энергосети, нанося ущерб и разрушения на обширной территории.

Другие национальные данные о продолжительности отключений электроэнергии получены из [13] и включают крупные отключения во Франции, Швеции и Бельгии с размером первоначальных сбоев 28 000, 11 400 и 2 400 МВт(э) соответственно. Длительность отключения хорошо коррелируется с помощью экспоненциальных функций, полученных из теории обучения [10].

Для анализа стадии восстановления нами были собраны обширные данные по восстановлению электроэнергии после различных стихийных бедствий, таких как штормы, снежные бури, пожары, ураганы, циклоны и наводнения, вызывающих отключения электроэнергии продолжительностью не более 800 часов в масштабе города, региона и нескольких стран. Степень сбоя представлена числом, сообщаемым распределительными электроэнергетическими компаниями тех подключений/потребителей, которые остались «обесточенными», таким образом, вероятность невозможности восстановления – это доля первоначальных отключений, которые не были восстановлены. Для всех случаев отключения электроэнергии эти вероятности невозможности восстановления $P(NR)$ хорошо коррелируются с простыми экспоненциальными функциями, зависят от и сгруппированы по степени сложности, характеризуемой степенью повреждения инфраструктуры, нарушением деятельности общества и соответствующими проблемами доступа [4].

Необходимо спроектировать и определить эффективность аварийных систем при уменьшении ущерба, восстановлении инфраструктуры и управлении последствиями. Для фактических (не гипотетических) крупных событий существуют данные о производительности во время отключения электроэнергии в следующих случаях: (а) восстановление питания на атомных электростанциях после потери соединения с сетью, но без дополнительного повреждения; (б) резервные насосные системы не в состоянии адекватно защитить Новый Орлеан от наводнения, вызванного ураганом «Катрина» [14]; и с) аварийные генераторы и внешние системы охлаждения не предотвращают расплавление ядерных реакторов Фукусимы в Японии после землетрясения и цунами. Анализ данных позволяет получить характерные частоты отказов, которые лежат в основе определения вероятности длительного отключения электроэнергии этих крупных разнообразных аварийных систем [15].

Мы выведем общие выражения для трех вероятностей на основе фактов, полученных при значительных сбоях, наблюдаемых в спроектированных, эксплуатируемых и контролируемых человеком энергосистемах.

2. Методы: Допущения и теоретическое построение

Первым основополагающим допущением является то, что отключения электроэнергии, сбой и восстановление любой причинности являются случайными, но зависят от действий человека, в том числе, от решений по управлению чрезвычайными ситуациями. Во-вторых, поскольку люди учатся и думают, существует систематическая тенденция увеличения опыта или подверженности риску, поэтому, как показывают данные, можно ожидать, что более крупные аварии будут иметь меньшую вероятность. В-третьих, вероятность восстановления или возобновления работы после каждого первоначального сбоя или отключения электроэнергии зависит от способностей и опыта, приобретенных антикризисными менеджерами и аварийными бригадами, что также демонстрирует тенденцию к обучению. Наконец, поскольку вероятность того, что какое-либо отдельное отключение произойдет и работа будет восстановлена, фактически является случайной, наблюдаемое распределение результатов соответствует хорошо известным и установленным законам статистической физики [6, 7, 8, 9].

Согласно теории обучения [8], после любого прошедшего или во время любого существующего воздействия риска или накопленного опыта, ϵ , скорость уменьшения наблюдаемой частоты отказов $\lambda(\epsilon)$ пропорциональна этой частоте: $\frac{d\lambda}{d\epsilon} \propto \lambda$, $\frac{d\lambda}{d\epsilon} = -k\lambda$, где k – коэффициент пропорциональности. В случае существующего риска мгновенное значение частоты отказов $\lambda(\epsilon)$ эквивалентно наблюдаемой скорости изменения числа отключений электроэнергии.

После подстановки переменных этот показатель принимает вид:

$$\lambda(\epsilon) = \lambda_m + (\lambda_0 - \lambda_m)e^{-k\epsilon}, \quad (1)$$

где λ_0 и λ_m – изначальная и наименьшая достигаемая частота отказов соответственно, а k – коэффициент пропорциональности.

Как правило, априорная вероятность в течение некоторого предшествующего интервала воздействия риска ϵ равна:

$$P(\epsilon) = 1 - e^{-\int \lambda(\epsilon) d\epsilon} = 1 - e^{-\left(\frac{\lambda_0 - \lambda_m}{k}\right)} \quad (2)$$

Для оценки этих частот и вероятностей применяется простейший подход, соответствующий физической ситуации, где последствия отключения электроэнергии моделируются как аварийные события без рассмотрения основной причины или системного первоисточника каждого события, после чего аппроксимации и результаты проверяются на соответствие имеющимся данным.

2.1. Вероятность первоначального отключения электроэнергии или сбоя определенного размера

В прошлом мы наблюдали, что элементы энергосистемы (электростанция, линия электропередачи, контроль распределения...), вызывающие первоначальные отключения, формируют некоторое известное или предполагаемое распределение общего размера отключения. Очевидно, что мера относительной подверженности риску или мера опыт понесенного ущерба фактически прямо пропорциональна размеру отключения электроэнергии $\varepsilon = f(Q)$ который оценить относительно средней величины отключения $\bar{Q}$, так что $\varepsilon \equiv Q / \bar{Q}$. Для каждого отдельного отключения можно допустить, что $\lambda_0 = 1 / \varepsilon$, подразумевая, что отдельные события отключения являются независимыми (как оно и есть на практике) и что обычно отключения почти полностью восстанавливаются, поэтому можно принять, что $\lambda_m \ll \lambda \approx \lambda_0 e^{-k\varepsilon}$.

Таким образом, из уравнений (1) и (2) вероятность любого первоначального отключения электроэнергии или сбоя размера Q становится дважды экспоненциальной функцией:

$$P(\text{МВт потеряно})_i = P(Q)_i = 1 - e^{-\frac{\bar{Q}}{kQ} \left\{ 1 - e^{-\frac{kQ}{\bar{Q}}} \right\}}. \quad (3)$$

Очевидными и разумными ограничениями являются:

(а) небольшие сбои или отключения

$$kQ / \bar{Q} \rightarrow 0, P(Q)_i = 1;$$

(б) бесконечно крупные отключения

$$kQ / \bar{Q} \rightarrow \infty, P(Q)_i = 0;$$

(с) средние отключения, при условии, что $k \sim 1$,

$$Q / \bar{Q} \rightarrow 1, P(Q)_i = 1 - e^{-\{1 - e^{-1}\}} = 0,74.$$

2.2. Динамическая вероятность продолжительности и восстановления отключения

Можно отметить, что после первоначального отключения в конечном итоге электроэнергия постепенно восстанавливается для каждого отдельного клиента или подключения, при этом соответствующей мерой подверженности риску является прошедшее время отключения в часах, то есть, $\varepsilon \equiv h$. Таким образом, вероятность любой продолжительности любого отдельного отключения любого первоначального размера в любой момент времени просто определяется как

$$P(h)_{NR} = P(Q)_i \times P(NR)_h. \quad (4)$$

Данные о вероятности невосстановления электроэнергии $P(NR)_h$ для всех событий, связанных с отключением, хорошо коррелируются с простыми экспоненциальными функциями, зависят от и сгруппированы по степени сложности, характеризуемой степенью повреждения инфраструктуры, нарушением деятельности общества и соответствующими проблемами доступа [4]. Мгновенная вероятность невосстановления $P(NR)_h$ каждого отдельного отключения во всей системе для любого временного

интервала h рассчитывается путем деления уравнения (1) на общее число возможно требуемых восстановлений, включая число первоначальных отключений. Таким образом, общая экспоненциальная форма мгновенной вероятности невосстановления или длительного отказа равна [6]

$$P(NR)_h = P_m + (1 - P_m)e^{-\beta h}, \quad (5)$$

где $k \equiv \beta$ и зависит от уровня интенсивности бурь, пожаров, наводнений и ураганов, а P_m обусловлена несколькими отключениями, не подлежащими восстановлению.

При подстановке уравнений (3) и (5) в уравнение (4) при $P_m \ll 1$, получаем:

$$P(h)_{NR} = (1 - e^{-\frac{\bar{Q}}{kQ} \left\{ 1 - e^{-\frac{kQ}{\bar{Q}}} \right\}}) (P_m + e^{-\beta h}). \quad (6)$$

Вполне удовлетворительной аппроксимацией является $P_m \ll e^{-\beta h}$,

$$P(h)_{NR} \approx (1 - e^{-\frac{\bar{Q}}{kQ} \left\{ 1 - e^{-\frac{kQ}{\bar{Q}}} \right\}}) e^{-\beta h} \quad (7)$$

Ограничениями все так же являются:

(а) небольшие сбои или отключения, $P(h)_{NR} \approx e^{-\beta h}$,

(б) бесконечно крупные отключения, $P(h)_{NR} \rightarrow 0$;

(с) средние отключения при $k \sim 1$, $P(h)_{NR} \approx 0,74 e^{-\beta h}$.

2.3. Динамическая вероятность длительного отключения при использовании аварийных систем и резервных систем «холодного пуска»

Это серьезная и более сложная ситуация, поскольку иногда во время общего восстановления системы локально или по всей сети разворачиваются аварийные резервные системы, например, дизельные генераторы, газовые турбины или резервные электростанции «холодного пуска». Следовательно, вероятность длительного отключения электроэнергии начального размера Q зависит от вероятности $P(ELAP)_h$ того, что электроснабжение еще не было восстановлено как обычными, так и аварийными средствами, поэтому

$$P(h)_{ELAP} = P(Q)_i \times P(ELAP)_h. \quad (8)$$

Чтобы оценить $P(ELAP)_h$ необходимо объединить вероятность невосстановления $P(h)_{NR}$ и продолжительную невозможность успешно развернуть или запустить какие-либо или все системы аварийного резервирования [15, 16]. Общая зависящая вероятность $P(ES)$ того, что любая аварийная или резервная система не будет развернута или запущена, обычно описывается как экспоненциально зависящая от средней частоты отказов всей системы λ_{ES} [17].

Плотность динамической вероятности длительного сбоя или отключения электроэнергии $dP(ELAP)_h/dh$, таким образом, является множимым динамической вероятности длительного невосстановления системы $P(NR)_h$, помножаемое на плотность вероятности

$\frac{dP(ES)}{dh} = \lambda_{ES} e^{-\lambda_{ES}h}$, будучи показателем изменения вероятности неудач аварийного восстановления [15, 16]. Учитывая прошедшее или доступное время восстановления h , получаем:

$$P(ELAP)_h = \int_0^h \frac{dP(ELAP)_h}{dh} dh = \int_0^h P(h)_{NR} \frac{dP(ES)}{dt} dh$$

Поскольку $P_m \ll e^{-\beta h}$, после интегрирования частей, получаем:

$$P(ELAP)_h = \int_0^h (e^{-\beta t}) \lambda_{ES} e^{-\lambda_{ES}h} dh = \left(\frac{\lambda_{ES}}{\beta + \lambda_{ES}} \right) [1 - e^{-(\beta + \lambda_{ES})h}]. \quad (9)$$

Ограничениями, разумеется, являются:

- (а) высокая сложность восстановления, $\beta \ll \lambda$, $P(ELAP)_h \approx 1 - e^{-\lambda_{ES}h}$;
- (б) надежное резервирование, $\lambda = 0$, $P(ELAP)_h = 0$;
- (с) крайне продолжительные периоды времени, $h \rightarrow \infty$,

$$P(ELAP)_h \rightarrow \left(\frac{\lambda_{ES}}{\beta + \lambda_{ES}} \right).$$

После подстановки (9) в (8) вероятность длительного сбоя выражается как:

$$P(h)_{ELAP} = \left(\frac{\lambda_{ES}}{\beta + \lambda_{ES}} \right) \left(1 - e^{-\frac{\bar{Q}}{kQ} \left\{ 1 - e^{-\frac{kQ}{\bar{Q}}} \right\}} \right) [1 - e^{-(\beta + \lambda_{ES})h}]. \quad (10)$$

Важными параметрами являются соотношение частот отказа $\Psi = \lambda_{ES}/(\beta + \lambda_{ES})$ и ключевая характеристика времени, или период изменения параметра в e раз (e -folding) $1/(\beta + \lambda_{ES})$.

Следовательно, для любого заданного первоначально отключения электричества Q мерой увеличенной благодаря успешному использованию систем аварийного резервного копирования устойчивости $R_{ES}(Q)$ является монотонно уменьшающееся отношение вероятностей, согласно уравнениям (7) и (10), выражаемое как:

$$R_{ES}(Q) = \frac{P(h)_{ELAP}}{P(h)_{NR}} = \Psi [1 - e^{-\lambda_{ES}h}]. \quad (11)$$

Роль соотношения ключевых параметров частоты отказов становится очевидной, поскольку время восстановления зависит от того, какая частота отказов доминирует. Этот результат может быть обобщен для развертывания любого количества независимых дублирующих и/или разнообразных резервных систем с различными частотами отказов [15].

3. Результаты: Сравнение и проверка на соответствие имеющимся

Для определения параметров и проверки теории, описанной в разделе 2, можно последовательно и систематически сравнивать предсказания уравнений (3), (7) и (10) с

данными о крупномасштабных сбоях и восстановлениях. Рассматриваемые события полностью включают реакцию на чрезвычайные ситуации, действия человека, процедурное руководство, специализированные ремонтные бригады и управленческие решения.

3.1. Сравнение данных о сбоях национального и регионального уровня с теорией

Исходные данные о сбоях в США за 1984-2000 гг., полученные из базы данных NERC (Исследовательский совет по окружающей среде), показаны в [11] в виде кривой с точками и линиями на графике в логарифмическом масштабе по обеим осям; однако из-за недоступности самих данных¹ мы были вынуждены вручную переписывать их, основываясь на увеличенных изображениях. Возникшая ошибка составляет не более 5% вероятности превышения заданного размера сбоя или отключения электроэнергии $P(Q)$, что достаточно точно для прогнозирования редких событий (см. ниже). Для наблюдаемой выборки отключений вероятный размер среднего отключения определяется как:

$$\bar{Q} = \sum_i P_i(Q) \times Q_i.$$

Тогда данные [11] имеют ожидаемое среднее значение отключения $\bar{Q} = 95 \text{ MBm}(\epsilon)$. В качестве основания для корреляции сравнение теории с данными показано на рис. 1, полученном простой корректировкой единственного параметра $k = 2$ в уравнении (3) таким образом, что общая форма распределения отключений находится с помощью:

$$P(Q)_i = 1 - e^{-\frac{\bar{Q}}{2Q} \left\{ 1 - e^{-\frac{2Q}{\bar{Q}}} \right\}}. \quad (12)$$

Вероятность, основанная на теории, имеет максимальную неопределенность порядка $\pm 20\%$ по сравнению с переписанными данными, что достаточно для целей текущей оценки при условии, что прогнозируемые крупные сбой для $Q_i > 40\,000 \text{ MBt}(\epsilon)$ имеют вероятность приблизительно 0,003 или меньше. Получена вероятность возникновения среднего сбоя системы $P(\bar{Q}) = 0,74$ при наблюдаемой вероятности $P(\bar{Q}) = 0,86$.

В недавно опубликованной статье были представлены похожие графики данных для всех восьми регионов NERC [12], которые были подогнаны с использованием полностью эмпирических распределений. Отдельные вероятности наиболее крупных зарегистрированных региональных отключений электроэнергии, естественно, на порядок ниже, поскольку средние локальные от-

¹ Наши запросы доступа и использования исходных файлов данных и цифр для графиков в [11, 12] были отклонены. Как ни странно, фактические данные NERC для США являются закрытыми (частной собственностью), поэтому, по всей видимости, общедоступными или открытыми являются лишь графики.

ключения, $\bar{Q}$ и наиболее точно подобранное значение k значительно изменяются [18].

Более того, благодаря этой новой теории теперь мы можем предсказать вероятность полного (100%) отключения электроэнергии, которое будет «катастрофическим отключением электроэнергии невиданного ранее размера» [1]. Например, для региона NPPC эта вероятность составляет $P(57\,700 \text{ МВт(е)}) = 0,0015$ и представляет собой чисто количественный прогноз невообразимого и беспрецедентного сбоя.

В случаях с небольшим ущербом, отключения в масштабе страны, как правило, были вызваны общими сбоями передачи и распределения или перегрузками, распространяющимися по системе, но без дополнительных физических разрушений из-за наводнений, пожаров или ураганов и т.д. [13]. Все данные соответствуют экспоненциальным кривым обучения, описываемым уравнением (5), каждая из которых имеет собственный показатель изменения e-folding в диапазоне 0,3–0,8 в час и коэффициент детерминации $R^2 = 0,9$.

Как показано на рис. 2, наиболее близким приближением уравнения (5) к общим объединенным данным по четырем событиям в трех странах с коэффициентом детерминации $R^2 = 0,69$ является:

$$P(NR) = e^{-0,43h}. \quad (13)$$

Можно отметить, что даже в случае этих крупных отключений восстановление было выполнено менее чем за 10 часов, несмотря на десятикратные различия в размере Q , МВт(е), или в масштабе первоначального отключения.

Совпадение трендов дает достаточные основания для изучения сравнений данных об отключениях с дополнительным ущербом и осложнениями, рассмотренными далее.

3.2 Сравнение тяжелых событий с теорией

Вероятность того, что локальные системы распределения электроэнергии не восстанавливаются, составляет $P(NR) = n(h)/N_0$ – отношение остаточных сбоев $n(h)$ к общему (начальному или максимальному) количеству N_0 , являющемуся дополнением обычной надежности $R(t) = 1 - P(NR)$.

Результаты 17 событий перечислены в табл. 1, а более детальная информация представлена в [4]. Данные события нанесли различного рода ущерб, поскольку в среднем размер или масштаб общего сбоя в любой момент времени приблизительно пропорционален количеству сбоев «при отключенном питании» или зарегистрированных отдельных сбоев $n(h)$, поэтому $n(h) \propto Q(h)$. В среднем в США за сутки (24/365) на одного потребителя приходится около 10 000 кВтч, поэтому эти события аналогичны начальному диапазону потери электроэнергии порядка $8 < Q < 10,000 \text{ МВт(е)}$. Поэтому, хотя, как правило, это только часть всей региональной системы распределения, они могут представлять собой всю локальную электросеть (как в случае с архипелагом Флорида-Кис) или городское сообщество (как в случае с районом Куинс).

В отличие от традиционных графиков зависимости количества сбоев от времени для различных событий (см., например, [5]), настоящая формулировка упорядочивает все события и демонстрирует, что не только число сбоев влияет на характерные временные рамки восстановления. Данные четко показывают классификацию по группам с восстановлением «нормальных» и «экстремальных» событий, причем в группе с «нормальными» событиями процесс восстановления происходит быстрее; а в группе событий с более серьезным уроном

Рис. 1. Сравнение подогнанной теории с общей вероятностью любого заданного размера отключения электроэнергии (данные взяты из [11])

Рис. 2. Общие тренды восстановления для крупномасштабных отключений электроэнергии в стране

Табл. 1. Сводные данные по прекращению подачи электроэнергии

(Ключевое событие: А=землетрясение на Аляске, ИС=отключение из-за износа оборудования (ИО); С=Сэнди, Э=шторм Эмма, Ф=шторм Флоренс, ЦГ=циклон Гита, Х=Харви, ЛК= Ледяной шторм в Квебеке, И=Ирма, Мэ=Мэтью, МА= Майкл, Н=Нейт, НХ-ледяной шторм в Нью-Хэмпшире, О=Офелия; К= шторм Куинн, Р=шторм Райли, Г=зимний шторм Грейсон, Т=шторм Тоби, П=пожары)

Город и/или регион	Источник данных (событие)	Продолжительность, ч	Максимальное количество отказов N_0
Куинс, НЮ	NYPSC/ConEd(ИО)	88	25 000
Нью-Йорк, НЮ	ConEd (С)	336	1 345 000
Флорида	FDO (Мэ)	240	10 234 174
Хьюстон, Техас	CPE (Х)	800	109 244
Корпус-Кристи	AEP (Х)	800	201 635
Южная Флорида	FPL (И)	400	1 810 290
Северо-Западная Флорида	Duke-FL (И)	400	1 610 280
Тампа, Флорида	TECO (И)	400	330 103
Флорида-Кис	FKEPC/KES(И)	400	60 000
Флорида-Галф	Gulf Duke (МА)	320	396 700
Алабама	APC-SCS (Н)	60	156 000
Северная и Южная Каролина	Duke Energy(Ф)	190	542 780
Ирландия, ЕС	ESB (О)	240	385 000
Ирландия, ЕС	ESB (Э)	60	127 000
Небраска, США	Eversource (Г)	50	25 796
Небраска, США	Eversource (Р)	90	220 378
Небраска, США	Eversource (К)	120	209 706
Нью-Хэмпшир	NHPS (НХ)	312	432 600
Нью-Джерси	Jersey CP&L (Т)	37	31 656
Квебек, Канада	HydroQuebec (ЛК)	286	1 393 000
Таранаки, Новая Зеландия	Powerco (ЦГ)	160	26 000
Напа, Калифорния	PGE (П)	450	359 000
Вентура, Калифорния	SCE (П)	450	8 400
Анкоридж, Аляска	ChugachMP&L(А)	28	21 713
ИТОГО		5 801	20 061 455

и/или трудностями доступа, очевидно, восстановление проходит гораздо медленнее, как минимум, в 10-20 раз.

Согласно уравнению (5), ключевыми вопросами являются степень ущерба, нарушение деятельности общества или трудности с доступом, что показано с помощью времени увеличения характерного параметра или «степени сложности» в e раз, β в час. Для целей проектирования системы и планирования восстановительных работ с помощью реальных данных мы определили категории отключений (рис. 3):

- тип 0: Стандартный тип $0,8 > \beta > 0,3$ возникает из-за фактически мгновенного сбоя без существенного последующего повреждения: данный тип мы определяем как сравнительно быстрое восстановление после сбоя, которое занимает менее одного дня с простой заменой оборудования, сбросом выключателя, ремонтом линии/сетки и/или переподключением;

- тип 1: Нормальный тип $\beta \sim 0,2$ возникает, когда количество сбоев быстро достигает максимума из-за предельного, но относительно ограниченного дополнительного ущерба, нанесенного инфраструктуре. Ремонт не требует больших усилий, восстановление после сбоев осуществляется в течение 20-200 часов;

- тип 2: Задержка $\beta \sim 0,1-0,02$ постепенно достигает пиковой точки после возникновения сбоя в течение 20 с лишним часов, поскольку нанесенный значительный урон и соответствующие восстановительные работы после урона, приводят к более длительным срокам проведения ремонта – 200-300 часов, пока не произойдет полное восстановление после сбоев;

- тип 3: Продолжающийся длительное время $\beta \sim 0,01$ возникает, возможно, за 50 или более часов до пика числа

отказов из-за продолжающегося нанесения ущерба и значительной потери критически важной инфраструктуры, что приводит к затруднению доступа к системе. Продолжительность восстановительных работ составляет от 300 до 500 часов и более, а восстановление после остаточных или сложных сбоев продолжается еще долгое время;

- тип 4: Чрезвычайный, $\beta \sim 0,001$ или менее, относится к событиям катастрофического характера с практически полным разрушением электрической распределенной системы не подлежащей ремонту (например, «катастрофические сбои» на Гаити, в Коста-Рике и Наике [1]).

Эти категории позволяют более точно реагировать на чрезвычайные ситуации и поддерживать связь, а также более реалистично планировать процесс восстановления. Наблюдаемое изменение степени сложности ($0,01 < \beta < 0,2$) предполагает увеличение частоты проведения восстановительных работ в 20 раз в зависимости от степени повреждения. Невосстанавливаемая часть диапазона данных («хвост» распределения) указывает на то, что вероятность невозможности восстановления – мала, но конечна, $0,003 < P_m < 0,01$ даже спустя несколько сотен часов. Например, на каждый миллион сбоев, несмотря на восстановление 99% после 600 часов, может приходиться несколько тысяч человек, которые остаются без электроэнергии.

Данные о супершторме «Сэнди» (незакрашенные кружки, рис. 3) приведены исключительно в качестве примера, поскольку они демонстрируют процесс «длительного восстановления», как определено Федеральным агентством по управлению в чрезвычайных ситуациях [1, стр. 32]. Экспоненциальная форма и тренды не меняются на протяжении всей продолжительности.

Рис. 3. Упрощенные категории сложности и продолжительности восстановления после сбоя

Министерство внутренней безопасности США [5] сделало разумное предположение, что кривая восстановления при сбое в электроэнергии или «виртуальном» повреждении в результате кибератак аналогична кривой с известными неблагоприятными событиями, такими как ураганы или ледяные штормы. Согласно этой аналогии постулируется, что кибератаки, вызывающие сбой в электроэнергии, просто увеличивают продолжительность и количество восстановлений, которые отражают повышенную «степень сложности» с дальнейшим снижением β . Согласно общедоступным данным [5, 19], кибератака вызвала сбой в подаче электроэнергии путем отключения сетей и захватом рабочего места оператора до восстановления через «несколько часов». Мы классифицировали данное событие как «нормальный» сбой Тип 1 с диапазоном «степени сложности кибератаки» $P(NR)$ $0,1 < \beta < 0,22$, поскольку не было одновременного или дополнительного доступа, физического повреждения или социального разрушения, влияющих на восстановление инфраструктуры подачи электроэнергии и связанных с ней вычислительных/коммуникационных сетей.

Как показано на рис. 2 и 3 и в уравнении (7), при 100 млн гипотетических национальных катастрофических сбоев на 150 000 человек продолжительность сбоев превысит несколько сотен часов.

3.3. Сравнение данных по аварийному реагированию на ураган «Катрина» и радиационную аварию на АЭС Фукусима с теорией

Мы проверяем метод путем его сравнения с событиями, связанными с последовательными более серьезными сбоями электроэнергии, имеющими государственное значение и национальные последствия вследствие потери электропитания. Эти события имеют общую особенность в области развертывания инженерных систем, резервного генератора, насосных или охлаждающих систем, которые должны быть подключены к электросети.

Полная, интегральная и необходимая частота отказов аварийной системы λ_{AC} может быть получена из данных, необходимых для восстановления после сбоя на основных объектах инфраструктуры, и с помощью постепенно увеличивающейся степени сложности:

а) необходимая частота отказов для критических инженерных систем без повреждений определяется на основе данных восстановления после сбоя, чтобы избежать перегрева активной зоны после потери мощности¹ на нескольких атомных станциях США [20].

¹ При анализе рисков ядерных реакторов эту последовательность событий традиционно называют обесточиванием атомной электростанции (обесточивание АЭС) после потери мощности на территории и/или за ее пределами (обесточивание АЭС/потеря внешнего энергоснабжения), а при проектировании станций планируются системы с несколькими дизельными генераторами и резервными батареями.

Эти события восстановления можно рассматривать как «нормальные» или Тип 1 с $\beta \sim 0,22$ без дополнительных значительных повреждений или трудностей, например, при незначительных ледяных штормах, локальных пожарах и городских сбоях (отключение электроэнергии в Куинсе в штате Нью-Йорк [4, 15]). Кроме того, «вероятность отказа рабочего места оператора при восстановлении мощности переменного тока» с использованием аварийных батарей и дизельных генераторов (ДГ) $P(AC)_{ДГ}$ после обесточивания АЭС была рассчитана в [21] для «представительного» большого блока питания. Наиболее приближенная к 9 точкам [21, Таблица 4-13] теоретическая кривая с затраченным временем (h , часов), где $R^2 = 0,99$, является

$$P(AC)_{ДГ} = 0,8e^{-0,087h}. \quad (14)$$

Данный результат показывает среднюю интегральную частоту отказов аварийного генератора $\lambda_{ДГ} \sim 0,09$ в час. При использовании этой величины долгосрочная вероятность длительного перебоя составит $P(AC) \sim \Psi = \lambda / (\beta + \lambda) = 0,09 / (0,22 + 0,09) \sim 0,29$ или около 30%;

б) в качестве анализа еще более сложного события рассмотрим наводнение в Новом Орлеане, вызванное ураганом «Катрина» в 2005 году, в результате которого был нанесен ущерб инфраструктуре [14]. Неспособность аварийных систем предотвращения наводнений оперативно среагировать и функционировать во избежание наводнения является широко известным примером высокой степени сложности управления последствиями крупной катастрофы, повлекшей за собой потерю электроэнергии. Большое количество отчетов демонстрируют: «Производительность системы была снижена из-за недоработки системы, несоответствия уровней защиты и системного резервирования» [14, Том 1]. Несколько сотен насосов для откачки воды в результате наводнений были размещены в четырех регионах, но большинство из них вышло из строя из-за наводнения, потери мощности и/или вынужденной эвакуации [14, Том VI, рисунки 12, 16, 19 и 22].

Интенсивность отказов интегрированных аварийных систем λ_{AC} , являющихся частью функционирующих систем предотвращения наводнений и резервных аварийных насосов, была определена по данным работы маломощного насоса [14, 18]. Рассчитанная динамическая вероятность успешной работы аварийной насосной системы $P(AC)_h$ с добавлением промежуточных результатов в течение нескольких часов (h) после начала урагана «Катрина» составила

$$P(AC)_h = 0,8e^{-0,003h}. \quad (15)$$

Следовательно, для этих разнообразных систем предотвращения наводнений и аварийного резервного копирования предполагаемая усредненная по времени частота отказов составляет $\lambda_{AC} \sim 0,003$ в час, в то время как существует начальная эксплуатационная вероятность $P(AC)_h \sim 0,8$ или приблизительно 80% при $h = 0$ часов. Эта начальная доля идентична доле, соответствующей «нормальному» типу событий на АЭС (см. уравнение

Рис. 4. Вероятность длительного отказа системы $P(ELAP)_h$ для разной частоты отказов аварийных систем и сравнение с данными об урагане «Катрина» и событиями Типов 1 и 3 на АЭС

(14)) и немного ниже, чем установленная инженерными войсками США вероятность доступности 90%. Но такой высокий показатель сохраняется только в начале после возникновения события, а не на всем его протяжении; он постепенно снижается (до 20-30%) в течение нескольких сотен часов, поскольку растет ущерб, повышается уровень воды, а также растут проблемы, касающиеся получения доступа к инфраструктуре для восстановления;

в) сильное землетрясение в северо-восточной части Японии и цунами вызвали обесточивание и потерю внешнего энергоснабжения на долгий период времени у 9 ядерных реакторов на Фукусиме [22, 23]. Из-за сбоев в работе системы были повреждены линии электропередачи и произошло неожиданное повышение уровня воды с превышением барьеров, что привело к потере мощности, нарушению управления, сбоям в системах аварийного охлаждения и повреждению резервных систем и насосов. Подача электроэнергии не была восстановлена за достаточно короткое время, чтобы справиться с серьезным ущербом, включая взрывы и радиоактивное загрязнение, или предотвратить его. Для возобновления работы систем питания и охлаждения осуществлялись одновременные действия по восстановлению поврежденных внешних линий электропередачи, подаче питания на территории и использованию резервных, батарейных, насосных, мобильных или любых других специальных установок, которые могли быть развернуты для устранения повреждений.

С помощью уравнения (9) мы рассчитали фактические данные о невозможности восстановления после тяжелых событий или вероятности возникновения продолжительного сбоя для таких явно неспоставимых событий Типа 3, где $\beta \sim 0,01$ [15]. На рис. 4 сравниваются расширенные данные о сбоях в блоках 1-6 Фукусима-дайити и блоках 1, 3 и 4 Фукусима-дайити с прогнозируемой вероятностью длительного сбоя в работе системы $P(ELAP)_h$ во время урагана «Катрина» с использованием данных о фактической частоте отказов аварийного насо-

са $\lambda_{AC} = 0,003$, как показано выше (см. уравнение (15)). На рис. 4 также показаны результаты расчета более высокой ($\lambda_{AC} = 0,001$) или низкой ($\lambda_{AC} = 0,01$) частоты отказов аварийной или резервной систем. Для сравнения показаны результаты отключения АЭС с Типом 1 «нормальный» в виде короткой временной шкалы ($\beta = 0,22$) с использованием частоты отказов аварийных систем $\lambda \sim 0,091$, которая была получена из опубликованной статьи с расчетами отключения АЭС [21].

Комментарии

Таким образом, мы показали, что для всех приведенных в данной статье «длительных» событий Типа 3 или крупных катастроф, фактический диапазон частоты отказов аварийных систем составляет $0,001 < \lambda_{AC} < 0,01$ в час. Этот диапазон включает в себя различные инженерные системы, несколько резервных / различных генераторов, соответствующие меры, принятые со стороны руководства и граждан, вопросы, касающиеся доступа и проведения ремонтных работ, а также восстановительные и производственные работы во время ликвидации чрезвычайных ситуаций и аварийно-спасательных работ. В статье было продемонстрировано, что вероятность продолжительного или длительного сбоя является существенной.

Принимая рассматриваемые значения переменных β и λ в качестве стандартных для любого тяжелого события, критическое время составляет $t^* = 1/(\beta + \lambda) = 1/(0,01 + 0,003) \sim 77$ часов и в период данного времени преобладает проблема, связанная с восстановлением, в то время как в длительный период вероятность длительного отказа системы составляет $P(ELAP)_{h \rightarrow \infty} \rightarrow \psi = 0,003/0,013 \sim 0,23$ или около 25% вероятности длительного сбоя системы или невозможности восстановления даже при аварийных работах. Следовательно, при возникновении крупных событий возможны продолжительные перебои в подаче электроэнергии и работе насоса, которые могут длиться не менее нескольких

дней даже при наличии нескольких резервных систем или внешних источников питания.

В разделах 3.1, 3.2 и 3.3 мы сравнили совершенно несопоставимые и до этого момента, по-видимому, не связанные отдельные сбои – от крупного урона до восстановления и развертывания резервных и аварийных систем. Комплексный физический механизм является связующим звеном между теоретически обоснованной статистической теорией [6, 7, 8] и пониманием важности процесса обучения человека [9] для восстановления системы и обеспечения требуемой устойчивости системы к внешним воздействиям [1, 25].

Заключение

Системы электроснабжения и распределения электроэнергии являются частью важнейшей инфраструктуры страны. Отключения или сбои в подаче электропитания являются случайными, где тенденция обучения позволяет уменьшить масштабы таких сбоев и улучшить опыт или минимизировать подверженность риску с самыми масштабными сбоями, являющимися редкими событиями с низкой вероятностью возникновения. Мы провели сбор данных и сравнили их по показателям потери мощности и продолжительности сбоя, влияющих на критически важную инфраструктуру для различных событий с тяжелыми последствиями в Бельгии, Канаде, Ирландии, Франции, Швеции, Новой Зеландии и США, включая ураган «Катрина», из-за которого был затоплен Новый Орлеан, и разрушения атомного реактора на Фукусиме.

Комплексный механизм – это теория статистического обучения, которая основана на важности изучения поведения человека при восстановлении системы и обеспечении требуемой устойчивости системы к внешним воздействиям. С помощью данной теории была определена новая корреляция для вероятности возникновения крупных региональных сбоев в размере 50 000 МВт(е) для событий без дополнительного повреждения инфраструктуры, которые были полностью устранены менее чем за 24 часа.

Теория применялась для более серьезных событий с длительными перерывами в работе, включая ущерб в результате стихийных бедствий (наводнения, лесные пожары, ледяные бури, цунами, ураганы и т.д.). Представленный вариант сроков восстановления более чем за 600 часов зависит от степени сложности восстановления. Невосстанавливаемая часть («хвост» распределения) указывает на то, что вероятность восстановления мала, но конечна, даже спустя несколько сотен часов. Впервые влияние на вероятность восстановления (за определенное время) с использованием аварийных систем было представлено в количественной форме.

Таким образом, были получены и подтверждены явные выражения, как для вероятности, так и для продолжительности отключения электроэнергии, начиная от «нормального» типа потери мощности и заканчивая

продолжительными отключениями в редких и более «тяжелых» случаях со сложностью доступа и трудностями при проведении восстановительных работ. Это новое решение позволяет прогнозировать и планировать крупномасштабные беспрецедентные отключения, являющиеся предметом исследования при планировании мероприятий на случай чрезвычайных обстоятельств и национальных мер реагирования.

Приложение: Общее уравнение для редких событий

Более общей формой для нового уравнения распределения экстремальных значений (3) для любой переменной x , где черта над x обозначает релевантное или выборочное среднее значение:

$$P_i(x) = 1 - e^{-\frac{\bar{x}}{kx} \left\{ 1 - e^{-\frac{x}{k\bar{x}}} \right\}} \quad (A1)$$

Существует только два «настраиваемых» параметра: среднее значение $\bar{x}$ и постоянная обучения k , которые имеют физический смысл. Это уравнение можно сравнить с типичным произвольным трехпараметрическим обобщенным распределением экстремального значения, приведенного в любом другом источнике для отключений электроэнергии [23] и наводнений [24] общей формы:

$$P_i(x) = 1 - e^{-1 + \xi \left(x - \frac{w}{\beta} \right)^{-\frac{1}{\xi}}} \quad (A2)$$

Для обычных «конкретных» распределений:

- Тип Гумбеля, 1, $\xi=0$;
- Тип Фреше, 2, $\xi>0$;
- Тип Вейбулла, 3, $\xi<0$.

«Бритва Оккама» предлагает использование наиболее простого распределения. Конечно, читатель может сам выбрать то, что лучше подходит для данной цели и соответствующим образом отражает физику, имеющиеся данные и логику ситуации.

Библиографический список

1. Surviving a catastrophic power outage, President's National Infrastructure Advisory Council, Washington, DC. NIAC, 2018. URL: www.dhs.gov/national-infrastructure-advisory-council
2. Reliability Standards for the Bulk Electric Systems of North America, BAL-001-2 Updated June 23 National Electricity Reliability Council, Atlanta, Georgia. NERC, 2020. URL: www.nerc.com/pa/Stand/ReliabilityStandardsCompleteSet/RSCCompleteSet.pdf
3. Power Outage Incident Annex (POIA) to the Response and Recovery Federal Interagency Operational Plans, Managing the Cascading Impacts from a Long-Term Power Outage, US Department of Homeland Security, Final, June 2017. URL: www.fema.gov/media-library-data/POIA_Final_7_2017v2.508.pdf

4. Duffey R.B. Power restoration prediction following extreme events and disasters // *Int. J. Disaster Risk Science*. Springer, 2019. 10(1). P. 134-148.

5. Strengthening the cyber security of Federal networks and critical infrastructure / Section 2(e): Assessment of Electricity Disruption Incident Response Capabilities. August 9. U.S. Department of Homeland Security (DHS), 2018. URL: www.dhs.gov/sites/default/files/publications/EO13800-electricity-subsector-report.pdf

6. Rushbrooke G.S. Introduction to Statistical Mechanics. Oxford University Press, London, 1949.

7. Greiner W., Neise L., Stocker H. Thermodynamics and Statistical Mechanics. Springer, NY, 1995.

8. Jaynes E.T. Probability Theory: the logic of science / Ed. G.L. Bretthorst. Cambridge University Press, 2003.

9. Duffey R.B., Saul J.W. Managing Risk. J. Wiley and Sons, 2008.

10. Duffey R.B., Ha T. The probability and timing of power system restoration. // *IEEE Trans Power Systems*. 2013. 28. P. 3-9. DOI 10: 1109/TPWRS.2012.2203832

11. Managing and Reducing Social Vulnerabilities From Coupled Critical Infrastructures. / White paper #3: Figure 5, p. 28. IRGC, Geneva, Switzerland, 2006.

12. Murphy S., Apt J., Moura J. et al. Resource adequacy risks to the bulk power system of North America // *Applied Energy*. 2017. 212. P. 1360-1376. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.12.097

13. Kearsley R., 1987, Restoration in Sweden and experience gained from the blackout of 1983 // *IEEE Trans. Power Syst.* 1987. Vol. 2. No. 2. P. 422-428.

14. US ACE (US Army Corps of Engineers), 2006, Performance evaluation of the New Orleans and Southeast Louisiana hurricane protection system. / Volumes I to VIII, Engineering and Operational Risk and Reliability Analysis, Interagency Performance Evaluation Task Force. US ACE, 2006. URL: usace.contentdm.oclc.org/digital/collection/p266001coll1/id/2844/

15. Duffey R.B. The Risk of Extended Power Loss and the Probability of Emergency Restoration for Severe Events and Nuclear Accidents. // *J. Nuc Eng Rad Sci*. 2019. July, NERS-18-1122. DOI: 10.1115/1.4042970

16. Barr J., Basu S., Esmaili H. et al. Technical Basis for the Containment Protection and Release Reduction Rulemaking for BWRs with Mark I and Mark II containments / U.S. NRC Report NUREG-2206. Washington, DC, 2018.

17. Lewis E.E. Introduction to Reliability Engineering / 2nd edition. John Wiley and Sons, New York, 1994.

18. Duffey R.B. Critical Infrastructure: the probability and duration of national and regional power outages. // *RT&A*. 2020. 15. 2(57). P. 62-71.

19. Lee R.M., Assante M.J., Conway T. Analysis of the Cyber Attack on the Ukrainian Power Grid: Defense Use Case. / E-ISAC Report, Electricity Information Sharing and Analysis Center, Industrial Control Systems. Washington, DC, 2016. URL: ics.sans.org/media/E-ISAC_SANS_Ukraine_DUC_5.pdf

20. Eide S.A., Gentillon C.D., Wierman T.E. et al. Reevaluation of Station Blackout Risk at Nuclear Power

Plants: Analysis of Loss of Offsite Power Events: 1986-2004 / NRC Report No. NUREG-CR6890, Nuclear Regulatory Commission. Washington, DC, 2005.

21. Ma Z., Parisi C., Zhang H. et al. Plant-Level Scenario-Based Risk Analysis for Enhanced Resilient PWR – SBO and LBLOCA / Report INL/EXT-18-51436, Idaho National Laboratory. US DoE, 2018.

22. Fukushima Nuclear Accident Analysis Report / Tokyo Electric Power Company, Tokyo, Japan. TEPCO, 2012; Japanese Government Report to IAEA Ministerial Conference on Nuclear Safety, Vienna, Austria.

23. Forging a New Safety Construct / American Society of Mechanical Engineers, Presidential Task Force Report. New York, ASME, 2012.

24. Espinoza S., Panteli M., Mancarella P. et al. Multi-phase assessment and adaptation of power systems resilience to natural hazards // *Electric Power Systems Research*. 2016. 136. P. 352-361. DOI: 10.1016/j.epsr.2016.03.019

25. Sandoval C.E., Raynal-Villaseñor J. Trivariate generalized extreme value distribution in flood frequency analysis // *Journal Hydrological Sciences*. 2008. 53:3. P. 550-567. DOI: 10.1623/hysj.53.3.550

26. Zio E. Challenges in the vulnerability and risk analysis of critical infrastructures // *Reliability Engineering and System Safety*. 2016. DOI: 10.1016/j.res.2016.02.009

Сведения об авторе

Ромни Б. Даффи – доктор философии, бакалавр, бывший председатель подразделения атомной энергетики Американского общества инженеров-механиков, США, Айдахо, Айдахо-Фолс, e-mail: duffeyrb@gmail.com.

Вклад автора в статью

Автором разработано теоретическое обоснование и представлено практическое применение оригинальной инновационной концепции риск-анализа функционирования структурно-сложных человеко-машинных систем, позволяющей с приемлемой точностью прогнозировать последствия возникновения и воздействия на них нештатных и чрезвычайных ситуаций различной природы.

Для обоснования представленной концепции автором проведён сбор данных и сравнение их по показателям потери мощности и продолжительности сбоя, влияющих на критически важную инфраструктуру для различных событий с тяжёлыми последствиями в Бельгии, Канаде, Ирландии, Франции, Швеции, Новой Зеландии и США, включая ураган «Катрина», из-за которого был затоплен Новый Орлеан, и разрушения атомного реактора на Фукусиме.

Конфликт интересов

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.