

УДК 519.87

А. В. ЕФИМОВ, д-р техн. наук, проф.; зав. каф. НТУ «ХПИ»;

Т. В. ПОТАНИНА, канд. техн. наук, доц.; доц. НТУ «ХПИ»

ОПТИМИЗАЦИЯ ПЕРИОДИЧНОСТИ РЕМОНТОВ ОБОРУДОВАНИЯ ЭНЕРГООБЪЕКТОВ С УЧЕТОМ ФАКТОРА СТАРЕНИЯ

В исследовании представлен метод принятия решений о выборе стратегии технического обслуживания и ремонта оборудования энергоблоков электростанций. Описаны общие процедуры оценки и управления техногенным риском, включающие декомпозицию сложной технической системы, ранжирование оборудования по уровню риска-значимости (оценка риска, оценка последствий отказов), выводы о безопасности системы, методы управления риском. Рассмотрена математическая модель оптимизации продолжительности межремонтных периодов с учетом риска и фактора старения оборудования. Классификация состояния оборудования, включая «промежуточные», осуществлена с помощью модели Kijima и Sumita.

Ключевые слова: энергетическое оборудование, эксплуатация, межремонтный период, восстановление, риск, старение.

Введение

Опыт эксплуатации мощных энергетических комплексов в международной практике доказывает, что существует возможность эксплуатации энергоблоков на протяжении длительного времени после регламентированного проектом срока эксплуатации за счет планирования организационно-технических мероприятий, направленных на сохранение целостности энергоблока, как объекта и его функциональных свойств. В основе таких организационно-технических мероприятий лежит переход на техническое обслуживание и ремонт по фактическому состоянию оборудования. Разработка, экономическое обоснование и внедрение такого подхода позволит оптимально продолжить возможный срок эксплуатации энергоблоков ТЭС и АЭС. Предупреждение возможных существенных повреждений и отказов важного для безопасности оборудования систем при эксплуатации энергоблоков в режимах, близких к номинальному, обеспечивают системы оперативной диагностики, позволяющие объективно оценить техническое состояние оборудования, качество ремонтов и результаты модернизации [1–3].

Критерий, по которому проводится планирование продолжительности межремонтных периодов, а также и самих ремонтных работ – экономические показатели в виде суммарных затрат (убытков) электростанции $K_{п.р}$, связанных с ремонтами энергоблоков. В работах [4–5] суммарные затраты предлагается вычислять, как

$$K_{п.р} = K_э + K_п + K_м + K_р, \quad (1)$$

где $K_э$ – затраты (убытки), обусловленные недовыработкой электроэнергии из-за простоя энергоблоков во время ремонтов и зависящие от целого ряда технико-экономических факторов (уровня энергопотребления в энергосистеме во время ремонтов, возможных штрафных санкций за превышение сроков ремонтов и пр.); $K_п$ – затраты на подготовительные работы, предшествующие ремонту; $K_м$ – затраты на ремонтные материалы и запасные части; $K_р$ – затраты на непосредственное проведение ремонтных работ. Продолжительность межремонтного периода вычисляется из условия достижения минимума суммарных затрат $K_{п.р}$.

© А.В. Ефимов, Т.В. Потанина, 2014

Цель исследования, постановка задачи

Определение регламентного обслуживания оборудования и систем энергоблоков, исходя из проектного анализа среднестатистических данных о времени их наработки на отказ, нельзя считать оптимальным решением рассматриваемой проблемы. Немногочисленная серийность таких объектов энергетики (особенно энергоблоков АЭС), специфика условий эксплуатации даже однотипных элементов отдельных энергоблоков обуславливают достаточное рассеяние значений при оценке темпов наработки на отказ и остаточного ресурса.

В этой связи при анализе экономической эффективности проведения плановых ремонтных работ в условиях подобной неопределенности возникает проблема оценки риска. При этом необходимо иметь в виду, что в случае игнорирования уровня техногенного риска количество ошибок при принятии решения о стратегии плановых ремонтных работ возрастает [6–9].

Риск-ориентированный подход при решении задачи оптимизации продолжительности ремонтных и профилактических работ и диапазонов между ними представляет собой, по сути, определение и мониторинг уровня риска, принятого для безопасной эксплуатации энергоблоков электростанций.

Процедуры управления техногенным риском

Рассмотрим общую схему управления техногенным риском, связанным с эксплуатацией энергетического оборудования [10].

Первый шаг определяет декомпозицию сложной технической системы, которой является энергоблок электростанции (рис. 1).

Процедура декомпозиции учитывает структурные и функциональные связи между отдельными элементами системы. Методы перехода к стратегии ремонта оборудования в зависимости от технического состояния и оценки риска отказа базируются на подходе обеспечения гарантии качества, включающего применение отдельных стратегий ремонтов и технического обслуживания оборудования в зависимости от влияния последнего на безопасность эксплуатации [8]. Такой подход предполагает применение как количественных результатов анализа безопасности (вероятностный анализ безопасности для энергоблоков АЭС) [11], так и классификацию оборудования на качественном уровне – осуществляется учет всех факторов, определяющих значимость оборудования с точки зрения риска (безопасности). Примером такой классификации оборудования может быть его ранжирование в соответствии с влиянием оборудования на безопасность эксплуатации и уровнем риска, связанным с его применением в системе: оборудование, связанное с безопасностью и имеющее высокий уровень риско-значимости; оборудование, связанное с безопасностью и имеющее низкий уровень риско-значимости; оборудование, несвязанное с безопасностью и имеющее высокий уровень риско-значимости; оборудование, несвязанное с безопасностью и имеющее низкий уровень риско-значимости. Для каждой названной категории определяются требования по периодичности и объему обслуживания. Это ранжирование происходит на последующих двух шагах процедур. Оценка риска – определение сценариев опасности, всех потенциальных событий, которые приведут к повреждению элементов и подсистем данной системы. Вероятность этих событий может быть своевременно определена и, тем самым, вычисляется техногенный риск отдельных элементов, а потом и всей системы. Следующая процедура – оценка выраженных в денежных единицах последствий отказов отдельных элементов.

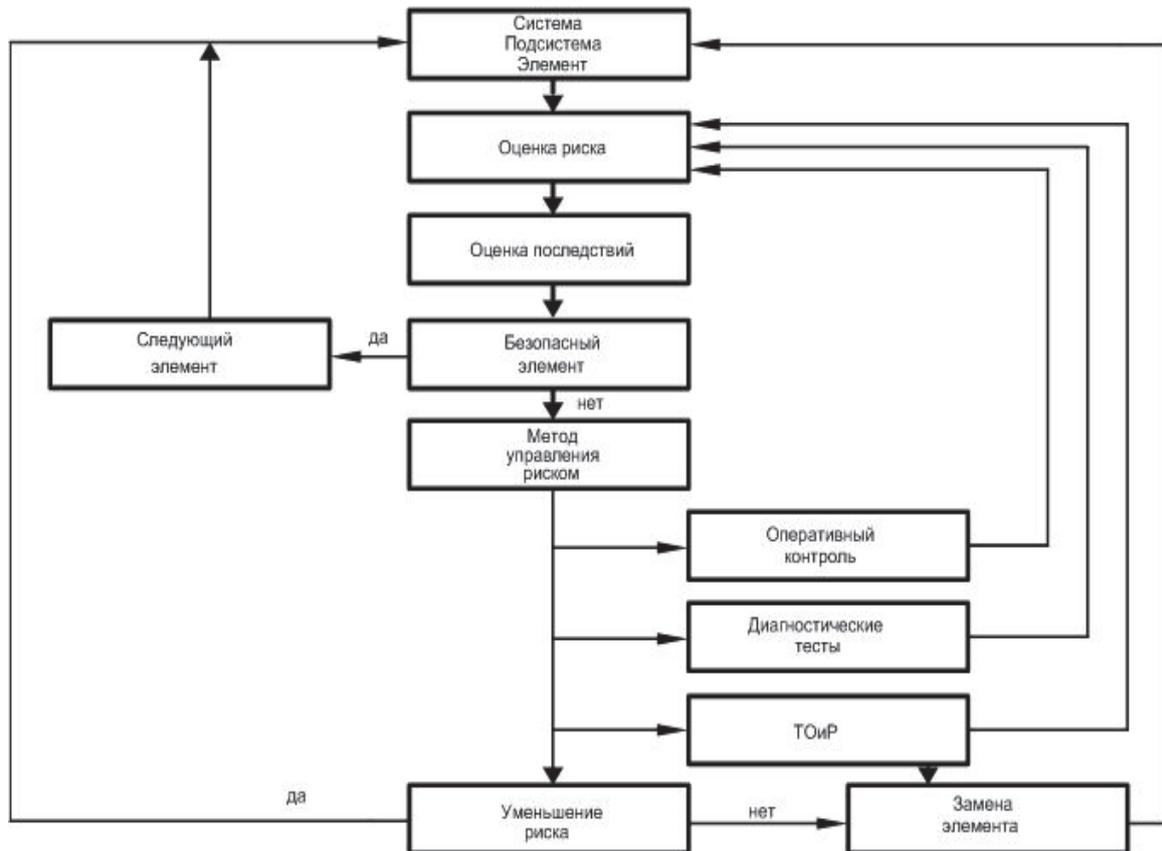


Рис. 1 – Общие процедуры оценивания риска и управления риском

Сравнение вычисленного риска с допустимым уровнем позволяет сделать вывод о безопасности элементов и, в конце концов, всей системы.

Если уровень риска определен как высокий, то такой риск следует идентифицировать и рассмотреть разные варианты уменьшения (снижения) уровня риска. Среди методов управления риском потенциальными являются оперативный контроль, оптимизация диагностических процедур либо выбор диапазона и периода проведения технического обслуживания и ремонта (ТОиР).

Модель оптимизации продолжительности межремонтных периодов и ремонтных работ с учетом риска и процессов старения оборудования

В теории принятия решений риск – плата за принятие решения, не являющегося оптимальным, и он выражается, обычно, как математическое ожидание [3]

$$R = \sum_{i=1}^n p_i C_i, \tag{2}$$

где p_i – вероятность наступления события i ; C_i – последствия наступления события i ; n – количество событий, опасных для функционирования данного объекта.

Последствия аварий или повреждений чаще всего выражаются в денежных единицах, потому и риск в (2) также будет иметь такое измерение. Поэтому выражение (1) следует дополнить еще одной составляющей

$$K_{\Sigma} = K_{п.р} + R, \tag{3}$$

где $R = \sum_j R_j$ – суммарный риск.

Можно это выражение рассматривать в относительных единицах. Тогда

$$\overline{K}_{\Sigma} = \frac{K_{п.р} + R}{t} = \overline{K}_{п.р} + \overline{R}, \quad (4)$$

где t – время эксплуатации.

Исходя из этого, оптимальное значение продолжительности межремонтного периода соответствует минимуму целевой функции \overline{K}_{Σ} (рис. 2а)

$$\overline{K}_{\Sigma}(t_0) = \overline{K}_{\Sigma \min}. \quad (5)$$

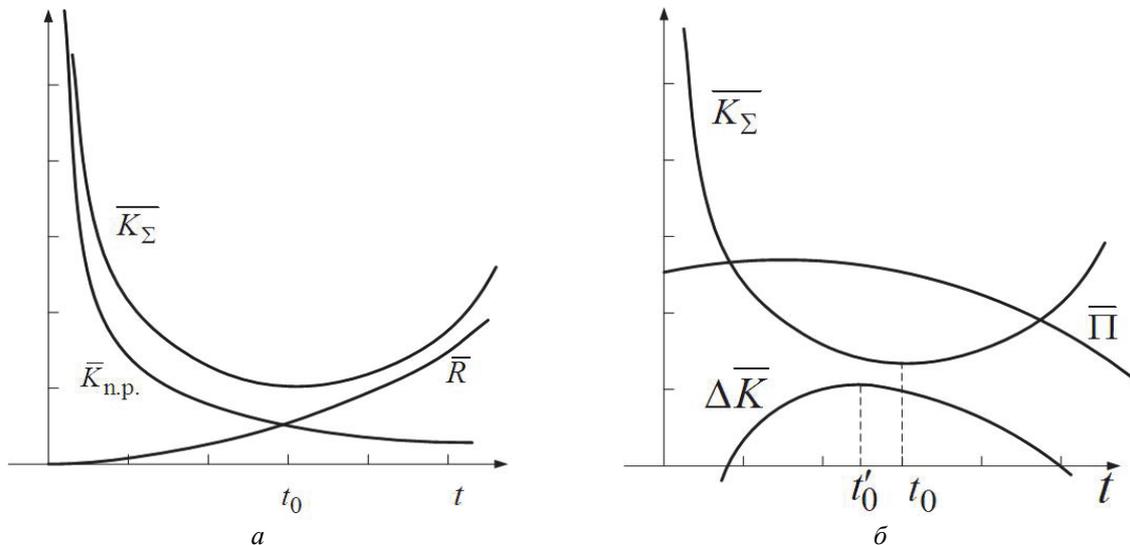


Рис. 2 – Выбор оптимального времени проведения ремонтных и профилактических работ: а – с учетом риска; б – с учетом изменения прибыли

Возможным также является подход, учитывающий прибыль Π от эксплуатации энергоблока. Тогда целевой функцией данной задачи можно считать разность между прибылью и суммарными затратами с учетом риска, то есть:

$$\Delta \overline{K} = \overline{\Pi} - \overline{K}_{\Sigma}; \quad \overline{\Pi} = \Pi/t. \quad (6)$$

Соответствующая задача формулируется как задача оптимизации

$$\Delta \overline{K}(t'_0) = \Delta \overline{K}_{\max}. \quad (7)$$

В случае, когда прибыль от эксплуатации есть величина постоянная, то точки оптимума задач (5) и (7) совпадают. Но, очевидно, что с течением времени в конструкциях, элементах систем и оборудования происходят процессы старения. Таким образом, наступает уменьшение эффективности работы энергетического объекта и $\overline{\Pi}$ убывает со временем. Учет процессов старения влияет на значение оптимальной точки задачи (7) и совпадение, которое было возможно в ситуации постоянной (неизменяющейся) прибыли, уже не наблюдается: $t_0 \neq t'_0$ (рис. 2б).

Цель проведения профилактических работ – восстановление эксплуатационных свойств объекта. Потому можно выделить следующие состояния [12]:

- полное восстановление, которое возвращает полностью исходные свойства объекта, то есть объект можно считать новым;
- минимальное восстановление, которое не изменяет свойств объекта, то есть интенсивность повреждений не изменяется;

– неполное восстановление, в результате которого эксплуатационные свойства объекта улучшаются, но не до такого уровня, который был у нового объекта.

Для систем, в которых осуществляется ремонт отказавших элементов, а не замена их новыми, следует рассматривать ситуацию неполного восстановления элемента. Во многих исследованиях моделируются ситуации либо с восстановлением до состояния «как новое» (полное восстановление), либо с восстановлением до состояния «как было перед отказом» (минимальное восстановление), что является граничными состояниями восстанавливаемой системы [13]. Одной из возможностей избежать таких оценок является модель обобщенного процесса восстановления, предложенная Kijima и Sumita [14] и позволяющая описать промежуточные состояния («лучше, чем было перед отказом, но хуже, чем новое»). Пусть $X_n, n = 1, 2, \dots$ – последовательность случайных наработок системы на отказ. Если виртуальный возраст системы после n -го восстановления $A_n = y$, то время наработки системы на отказ X_{n+1} распределено согласно функции распределения

$$F(X|A_n = y) = \frac{F(X + y) - F(y)}{1 - F(y)}, \quad (8)$$

где $F(X)$ – функция распределения времени до первого отказа для новой системы. Виртуальный возраст системы после n -го восстановления вычисляется по формуле $A_n = A_{n-1} + \alpha X_n$, причем виртуальный возраст новой системы $A_0 = 0$; α – коэффициент восстановления и $\alpha \in [0, 1]$, полному восстановлению соответствует $\alpha = 0$ (обычный процесс восстановления), минимальному восстановлению – $\alpha = 1$ (состояние системы описывается неоднородным пуассоновским процессом). Безусловно эффект восстановления, выраженный коэффициентом α зависит от средств, потраченных на проведение этого восстановления.

Выводы

Представленная модель выбора продолжительности межремонтных периодов эксплуатации энергетического оборудования учитывает экономический эффект и уровень риска, связанного с эксплуатацией данного объекта. При решении задач оптимизации с различным описанием целевой функции, предложенные в данной работе, можно вычислять срок проведения первого и последующих ремонтов оборудования энергоблоков также с учетом эффекта старения.

Список литературы: 1. Кострыкин, В. А. Мониторинг, диагностика, техническое обслуживание и ремонт как этапы реализации управления ресурсом оборудования энергоблоков АЭС [Электронный ресурс] / В. А. Кострыкин, И. Г. Шелепов. – Электрон. дан. (1 файл). – Режим доступа: <http://tyrbin.ru/blog/2008-12-30-67>. – Заглавие с экрана. – 06.07.2012. 2. Оптимизация плановых ремонтов энергоблоков атомных электростанций с ВВЭР [Текст] / под ред. В. И. Скалозубова. – Чернобыль: Ин-т проблем безопасности АЭС, 2008. – 496 с. 3. Малкин, В. С. Надежность технических систем и техногенный риск [Текст] / В. С. Малкин. – Ростов н/Д: Феникс, 2010. – 432 с. 4. Ефимов, А. В. Методы анализа диагностических параметров состояния оборудования энергоблоков ТЭС и АЭС и определение критериев оптимизации продолжительности их плановых ремонтов [Текст] / А. В. Ефимов, Т. В. Потанина, В. Л. Каверцев [и др.] // Энергетика та електрифікація. – 2011. – № 7. – С. 17–21. – ISSN 0424-9879. 5. Яцура, А. И. Система технического обслуживания и ремонта энергетического оборудования [Текст] / А. И. Яцура. – М.: НЦ ЭНАС, 2006. – 504 с. 6. Scott, F. Risk Assessment with Uncertain Numbers [Text] / F. Scott. – Lewis Publishers, 2002. – 214 p. 7. Адаменков, А. К. Применение риск-ориентированного подхода при переходе к стратегии ремонта арматуры АЭС по фактическому состоянию [Текст] / А. К. Адаменков, С. И. Рясный // Вопросы атомной науки и техники. Серия: Обеспечение безопасности АЭС. – Подольск, 2008. – Вып. 23. Реакторные установки с ВВЭР. – С. 85–88. 8. Carazas, F. G. Risk-based decision making method for maintenance policy selection of thermal power plant

equipment [Text] / F. G. Carazas, G. F. M. Souza // *Energy*. – 2010. – No. 35(2). – P. 964–975. – ISSN 0360-5442. **9.** Krishnasamy, L. Development of a risk-based maintenance (RBM) strategy for power-generating plant [Text] / L. Krishnasamy, F. Khan, M. Haddara // *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*. – 2005. – No. 18. – P. 69–81. **10.** Rusin, A. Election of maintenance range for power machines and equipment in consideration of risk [Text] / A. Rusin, A. Wojaczek // *Eksploatacja i Niezawodnosc – Maintenance and Reliability*. – 2007. – Vol. 3. – P. 40–43. **11.** КНД 95.1.0801.55-2004. Руководящий нормативный документ «Организация технического обслуживания и ремонта систем и оборудования атомных электростанций. Основные положения». – К., 2004. **12.** Rusin, A. Optymalizacja okresow miedzyremontowych maszyn energetycznych z uwzględnieniem ryzyka [Text] / A. Rusin, A. Wojaczek // *Eksploatacja i Niezawodnosc – Maintenance and Reliability*. – 2012. – Vol. 14, No. 1. – P. 72–76. – ISSN 1507-2711. **13.** Kaminskiy, M. P. A Monte Carlo approach to estimation of G-renewal process in warranty data analysis [Text] / M. P. Kaminskiy, V. V. Krivtsov // *Reliability: Theory&Applications*. – 2006. – No. 1(1). – P. 29–31. **14.** Kijima, M. A Useful Generalization of Renewal Theory: Counting Process Governed by Nonnegative Markovian Increments [Text] / M. Kijima, N. Sumita // *Journal of Applied Probability*. – 1986. – V. 23. – P. 71–88.

Bibliography (transliterated): **1.** Kostrykin, V. A., and I. G. Shelepov. "Monitoring, diagnostika, tehnišesкое obsluzhivanie i remont kak jetapy realizacii upravlenija resursom oborudovanija jenergeblokov AJeS." *Gazovye i parovye turbiny TJeS, TJeC, AJeS*. Copyright MyCorp, 2014. Web. 06 July 2012 <<http://tyrbin.ru/blog/2008-12-30-67>>. **2.** Optymalizacija planovyh remontov jenergeblokov atomnyh jelektrostancij s VVJeR. Ed. V. I. Skalozubova. Chernobyl': In-t problem bezopasnosti AJeS, 2008. Print. **3.** Malkin, V. S. *Nadezhnost' tehnišeskih sistem i tehnogennyj risk*. Rostov n/D: Feniks, 2010. Print. **4.** Efimov, A. V., et al. "Metody analiza diagnostičeskih parametrov sostojanija oborudovanija jenergeblokov TJeS i AJeS i opredelenie kriteriev optimizacii prodolzhitel'nosti ih planovyh remontov." *Energetyka ta elektryfikacija* 7 (2011): 17–21. ISSN 0424-9879. Print. **5.** Jashhura, A. I. *Sistema tehnišeskogo obsluzhivaniya i remonta jenergetičeskogo oborudovanija*. Moscow: NC JeNAS, 2006. Print. **6.** Scott, F. *Risk Assessment with Uncertain Numbers*. Lewis Publishers, 2002. Print. **7.** Adamenkov, A. K., and S. I. Rjasnyj. "Primenenie risk-orientirovannogo podhoda pri perehode k strategii remonta armatury AJeS po faktičeskomu sostojaniju." *Voprosy atomnoj nauki i tehniki. Serija: Obespečenie bezopasnosti AJeS. Vyp. 23. Reaktornye ustanovki s VVJeR*. Podol'sk, 2008. 85–88. Print. **8.** Carazas, F. G., and G. F. M. Souza. "Risk-based decision making method for maintenance policy selection of thermal power plant equipment." *Energy* 35(2) (2010): 964–975. ISSN 0360-5442. Print. **9.** Krishnasamy, L., F. Khan and M. Haddara. "Development of a risk-based maintenance (RBM) strategy for power-generating plant." *Journal of Loss Prevention in the Process Industries* 18 (2005): 69–81. Print. **10.** Rusin, A., and A. Wojaczek. "Election of maintenance range for power machines and equipment in consideration of risk." *Eksploatacja i Niezawodnosc – Maintenance and Reliability*. Vol. 3. 2007. 40–43. Print. **11.** КНД 95.1.0801.55-2004. *Rukovodjashhij normativnyj dokument "Organizacija tehnišeskogo obsluzhivaniya i remonta sistem i oborudovanija atomnyh jelektrostancij. Osnovnye položenija"*. Kiev, 2004. Print. **12.** Rusin, A., and A. Wojaczek. "Optymalizacija okresow miedzyremontowych maszyn energetycznych z uwzględnieniem ryzyka." *Eksploatacja i Niezawodnosc – Maintenance and Reliability*. Vol. 14.1. 2012. 72–76. ISSN 1507-2711. Print. **13.** Kaminskiy, M. P., and V. V. Krivtsov. "A Monte Carlo approach to estimation of G-renewal process in warranty data analysis." *Reliability: Theory&Applications* 1(1) (2006): 29–31. Print. **14.** Kijima, M., and N. Sumita. "A Useful Generalization of Renewal Theory: Counting Process Governed by Nonnegative Markovian Increments." *Journal of Applied Probability* 23 (1986): 71–88. Print.

Поступила (received) 11.02.2014