

Развитие риск-ориентированных подходов для внедрения концепции ремонта по техническому состоянию оборудования атомных электростанций

На основе разработанного оригинального риск-ориентированного подхода представлены концепция и методы ремонта по техническому состоянию, реализация которых позволит сократить длительность планово-предупредительных ремонтов (ППР) энергоблоков, снизить экономические затраты на проведение ППР и наиболее оптимально (с точки зрения безопасности и эффективности эксплуатации АЭС) перераспределить трудозатраты на плановый ремонт оборудования.

Ключевые слова: безопасность, эффективность, АЭС, вероятность, значимость, ремонт, контроль, надежность, система, риск, эксплуатация, оборудование, метод.

Ю. О. Комаров

Розвиток ризик-орієнтованих підходів для впровадження концепції ремонту за технічним станом обладнання атомних електростанцій

На основі розробленого оригінального ризик-орієнтованого підходу представлено концепцію та методи ремонту за технічним станом, реалізація яких дасть змогу скоротити тривалість планово-попереджувальних ремонтів (ППР) енергоблоків, знизити економічні витрати на проведення ППР і найоптимальніше (з точки зору безпеки та ефективності експлуатації АЕС) перерозподілити трудовитрати на плановий ремонт обладнання.

Ключові слова: безпека, ефективність, АЕС, імовірність, значимість, ремонт, контроль, надійність, система, ризик, експлуатація, обладнання, метод.

© Ю. А. Комаров, 2013

Основным принципом повышения эффективности эксплуатации АЭС является удельное (на энергоблок) увеличение производства электроэнергии при сокращении эксплуатационных затрат и сохранении проектного уровня надежности и безопасности.

В настоящее время на атомных станциях Украины проведение планового ремонта и технического обслуживания (ТОиР) оборудования определяется проектно-конструктивными и нормативными документами, а также требованиями заводов-изготовителей. При этом планирование ТОиР осуществляется, как правило, на основании календарной наработки оборудования с неизменной периодичностью. В связи с этим плановые работы по ТОиР зачастую выполняются чаще, чем это необходимо исходя из реального технического состояния оборудования. В то же время нормативно закреплена возможность проведения ТОиР по техническому состоянию после уточнения фактических характеристик надежности систем и оборудования и при наличии необходимого диагностического обеспечения и соответствующей технической документации [1, п. 6.11].

Как показывает международный опыт [2, 3], внедрение стратегии ремонта по техническому состоянию (РТС) оборудования является экономически выгодным и позволит:

- сократить недостаточно обоснованные по опыту эксплуатации и неэффективные плановые технические мероприятия по ремонту, техническому обслуживанию и послеремонтным испытаниям;

- оптимизировать графики ППР при сохранении достигнутого уровня безопасности путем сокращения объема ремонтных мероприятий;

- эффективнее реализовать мероприятия по управлению старением оборудования.

В Украине развитие и внедрение концепции РТС в настоящее время находится на стадии обоснования в регулирующей и эксплуатационной деятельности. В то же время необходимость такого внедрения прописана в программах НАЭК «Энергоатом» [4, 5] и соответствует энергетической стратегии Украины [6, п. 4.1].

Анализ разработанных в Украине программ и других документов, связанных с РТС, показал, что они не соответствуют известному опыту внедрения РТС за рубежом и неадекватно отражают сущность необходимых условий перехода на РТС. Поэтому сделано заключение о необходимости разработки подходов к обоснованию перехода на РТС с учетом критериев и методик проведения оценки технического состояния (ТС) и оценок комплексного влияния оборудования на безопасность и эффективность выработки электроэнергии.

В самом общем виде для планирования РТС необходимы: установление определяющих параметров технического состояния (ОПТС);

- прогнозирование изменения значений ОПТС;

- установление сроков проведения ремонта по изменению ОПТС с учетом степени влияния оборудования на безопасность и эффективность эксплуатации АЭС.

Для реализации РТС разработан ряд необходимых методов и процедур.

Метод установления определяющих параметров технического состояния оборудования. Общий подход к установлению ОПТС состоит в выделении таких параметров ТС, которые при выходе за допустимые границы (признаки) приводят к отказу оборудования. Целью метода является установление таких ОПТС, которые удовлетворяют двум основным требованиям:

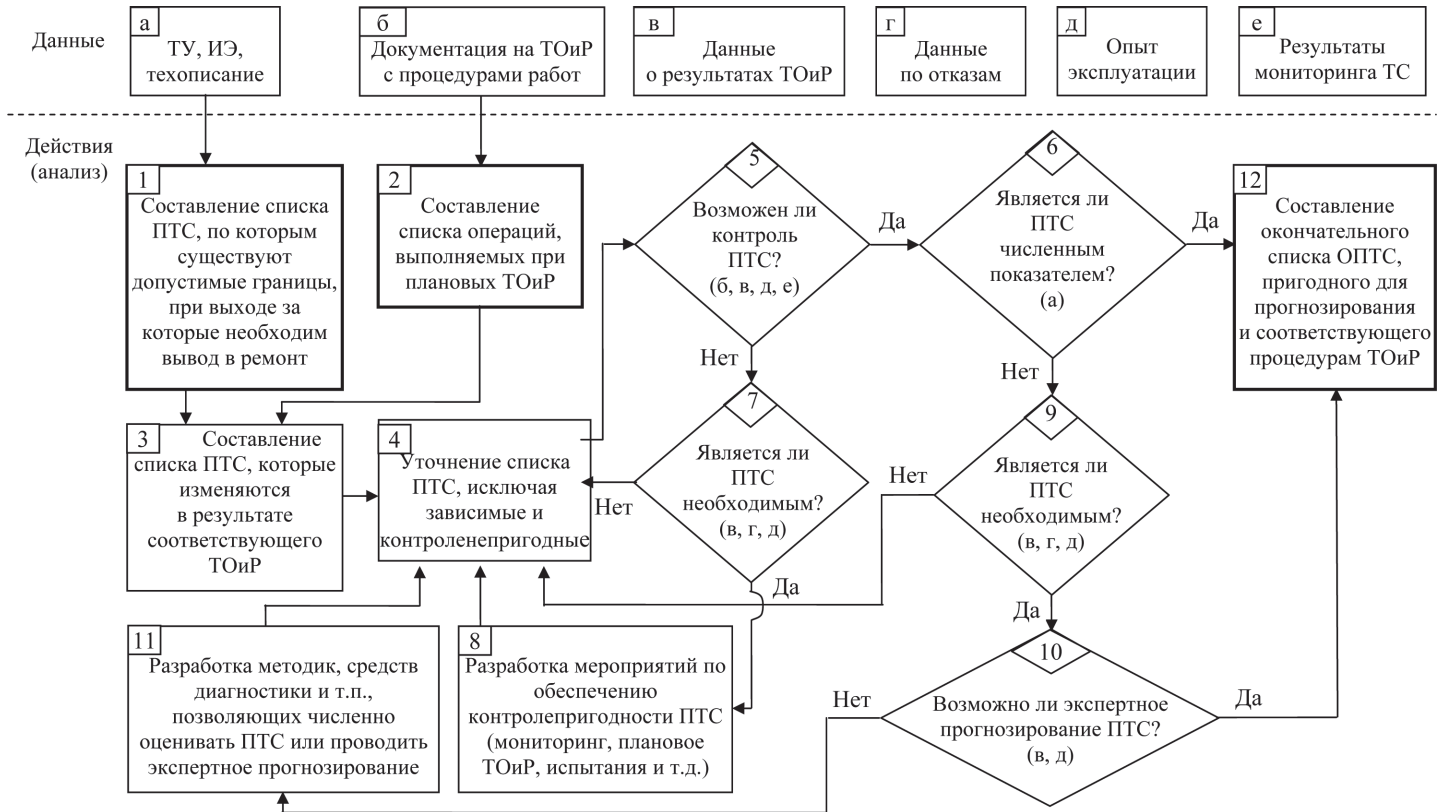


Рис. 1. Процедура установления определяющих параметров технического состояния. Жирной рамкой выделены начальные и конечные шаги анализа. В скобках буквами (от а до е) указаны данные, на основании которых принимается соответствующее решение

1) параметр служит индикатором работоспособности оборудования;

2) параметр восстанавливается до исходного (близкого к исходному) значения в результате проведения планового ТОиР.

Для установления ОПТС требуется проведение комплекса работ по анализу проектной документации, эксплуатационных данных и связанных с объектом анализа результатов контроля его ТС. Суть метода понятна из рис. 1.

Если показатель ТС не является численным, после проверки необходимости его учета проводится анализ на возможность экспертного прогнозирования данного параметра ТС. Если такая возможность отсутствует, ставится задача по разработке соответствующих методик, средств диагностики и т. п., позволяющих численно оценить параметр ТС или обеспечивающих возможность экспертного прогнозирования данного параметра. Далее список ТС уточняется, и процедура выделения ОПТС повторяется.

Метод оценки начала планового технического обслуживания и ремонта. В качестве основного показателя, определяющего период до проведения плановых работ по ТОиР, применим показатель безотказности — гамма-процентную наработку до отказа [7, 8].

При наличии достаточной статистики по отказам оборудования оценка наработки до отказа проводится на основании известных методов теории надежности [9, 10]. Далее представлены специфические аспекты оценивания показателей надежности (ПН), связанные с особенностями функционирования оборудования АЭС.

Установлено, что для оценки наработки до отказа на основе физических процессов деградации оборудования

АЭС наиболее подходит модель с немонотонными реализациями, которая описывается дифференциально-немонотонным распределением (DN-распределением).

В этом случае средняя и гамма-процентная наработка до отказа составят

$$T_{\text{ср}} = \mu = \frac{x_{\text{пр}} - x_0}{a}, \quad T_{\gamma} = \mu X_{\gamma} = X_{\gamma} \frac{x_{\text{пр}} - x_0}{a}, \quad (1)$$

где коэффициент X_{γ} определяется из уравнения $F_{DN}(X_{\gamma}, \mu = 1, \nu) = 1 - \gamma/100$, в котором $F_{DN}(X_{\gamma}, \mu = 1, \nu)$ — функция DN-распределения (вероятность отказа); a — средняя скорость изменения ОПТС; μ — параметр масштаба DN-распределения; ν — параметр формы DN-распределения, который равен коэффициенту вариации скорости изменения определяющего параметра и определяется по коэффициенту вариации основного процесса деградации [9, прил. В]; γ — регламентированное значение вероятности (степень запаса) гамма-процентной наработки до отказа (выражено в процентах).

Если имеются численные значения ОПТС и небольшое количество отказов (недостаточное для оценки ПН только на основании зафиксированных отказов элементов/оборудования), целесообразно совместное использование статистических и вероятностно-физических моделей.

Совмещение двух моделей (по отказам и по изменению параметров) возможно при использовании байесовского метода с дискретизацией априорного распределения. Апостериорная (результатирующая) вероятность ($P_{\text{апос}}$) определяется по заданной априорной (исходной) вероятности

отказа (p_0) (оцененной по модели изменения параметров DN-распределения) и функции правдоподобия (учитывающей дополнительные отказы), для которой на практике используют распределение Пуассона ($L(E|x)$):

$$P_{\text{апоc}}(x_i) = \frac{p_0(x_i) L(E|x_i)}{\sum_{j=1}^M p_0(x_j) L(E|x_j)}, \quad i = 1, \dots, M, \quad (2)$$

где $p_0(x_i)$ — дискретное значение априорной вероятности в точке x_i , $i = 1, \dots, M$; $L(E|x)$ — дискретное значение функции правдоподобия в точке x_i , $i = 1, \dots, M$; M — общее количество интервалов дискретизации; E — событие, состоящее в получении дополнительных данных по отказам.

В этом случае априорное распределение имеет вид

$$p_0(x_i) = \int_{x_{i-1}}^{x_i} \frac{\sqrt{\mu}}{vz\sqrt{2\pi z}} \exp\left(-\frac{(z-\mu)^2}{2v^2\mu z}\right) dz, \quad (3)$$

где μ , v — параметры диффузионно-немонотонного распределения случайной величины наработки до отказа (средней или гамма-процентной), определяемые на основании изменения ОПТС; x_{i-1} , x_i — дискретные значения наработки до отказа, с равномерным шагом ($\Delta = X_{\text{max}}/M$), представленные в интервале от $X_0 = 0$ до X_{max} , $i = 1, \dots, M$; x_i — точка, для которой оценено дискретное значение вероятности $x_i = 0,5(x_{i-1} + x_i)$, $i = 1, \dots, M$.

Уточненное значение наработки до отказа (средней или гамма-процентной) оценивается по выражению

$$\hat{T} = \sum_{i=1}^M x_i P_{\text{апоc}}(x_i). \quad (4)$$

В некоторых случаях ОПТС не могут быть выражены через численные значения. Тогда оценку можно провести на основании опыта, знаний, квалификации обслуживающего персонала АЭС. Теоретической основой таких оценок являются так называемые экспертные системы известной теории нечетных множеств [11, 12]. В этом случае оценки наработки до отказа подчинены нормальному распределению и имеют вид

$$T_1^{\text{cp}} = \sum_{i=1}^n m_i T_{1i}; \quad T_2^{\text{cp}} = \sum_{i=1}^n m_i T_{2i}; \quad m_i = \frac{k_i}{\sum_{i=1}^n k_i}, \quad (5)$$

где n — количество опрошенных экспертов; T_{1i} , T_{2i} — длительность безотказной работы или отказа, соответственно, по мнению i -го эксперта; k_i — весовой коэффициент, который присваивается оценке i -го эксперта в соответствии с уровнем его квалификации, опытом работы и т. д.

Средняя наработка до отказа, равная математическому ожиданию и параметру нормального распределения μ , составит $T_{\text{cp}} = \mu = 0,5(T_1^{\text{cp}} + T_2^{\text{cp}})$.

Первоначальная (σ') и окончательная (σ) оценки значения среднеквадратического отклонения нормального распределения составят

$$\sigma' = \sqrt{0,5\left((T_1^{\text{cp}} - \mu)^2 + (T_2^{\text{cp}} - \mu)^2\right)} = T_2^{\text{cp}} - \mu, \quad (6)$$

$$\sigma = \sigma' + \Delta, \quad (6)$$

где Δ — экспертная поправка, т. е. величина, которая определяется графическим методом таким образом, чтобы график функции нормального распределения максимально «ложился» на прямую, соединяющую точки $\{T_1^{\text{cp}}; 0\}$ и $\{T_2^{\text{cp}}; 1\}$.

Величина Δ может быть как положительной, так и отрицательной. Неопределенность оценки Δ компенсируется принятием консервативно наибольших значений из диапазона возможных значений. При этом получаем оценку параметров нормального распределения с консервативно большим среднеквадратическим отклонением. В данном случае гамма-процентная наработка до отказа составит

$$T_\gamma = \mu - u_\gamma \sigma, \quad (7)$$

где u_γ — квантиль нормального распределения, соответствующий вероятности $\gamma = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{u_\gamma} \exp(-x^2 / 2) dx$.

Метод оценки влияния оборудования на безопасность.

Существующая на всех энергоблоках АЭС классификация оборудования с точки зрения его влияния на безопасность (классы 1—4 [13]) и выполненный для большинства энергоблоков вероятностный анализ безопасности (ВАБ) позволяют провести необходимую оценку влияния оборудования на безопасность.

Предлагается разделить оборудование на три группы по уровню (степени) его влияния на безопасность (высокий, средний и низкий уровень). Оценка влияния на безопасность проводится по приращению суммарной частоты повреждения активной зоны (ЧПАЗ) при условии возникновения внепланового (аварийного) ремонта анализируемого оборудования (средней длительности). Численное значение степени влияния анализируемого оборудования на безопасность определяется по выражению

$$\Delta\text{ЧПАЗ} = \int_0^\infty \text{ЧПАЗ}(x) f_\tau(x, \tau_{\text{cp}}, \sigma) dx, \quad (8)$$

где $\text{ЧПАЗ}(\cdot)$ — функция, отражающая влияние длительности внепланового ремонта на ЧПАЗ; $f_\tau(\cdot)$ — функция распределения длительности внепланового ремонта; τ_{cp} — средняя длительность внепланового ремонта оборудования, ч; σ — среднеквадратическое отклонение длительности ремонта оборудования.

Приближенную оценку влияния анализируемого оборудования на безопасность можно провести по выражению

$$\Delta\text{ЧПАЗ} = B = \sum_{i=1}^{m_1} B_i^{\text{BC}} + \sum_{j=1}^{m_2} \frac{1}{n_j} B_j^{\text{OOP}}, \quad (9)$$

где B_i^{BC} — значимость по Бирнбауму по единичным базисным событиям (БС), моделирующим анализируемое

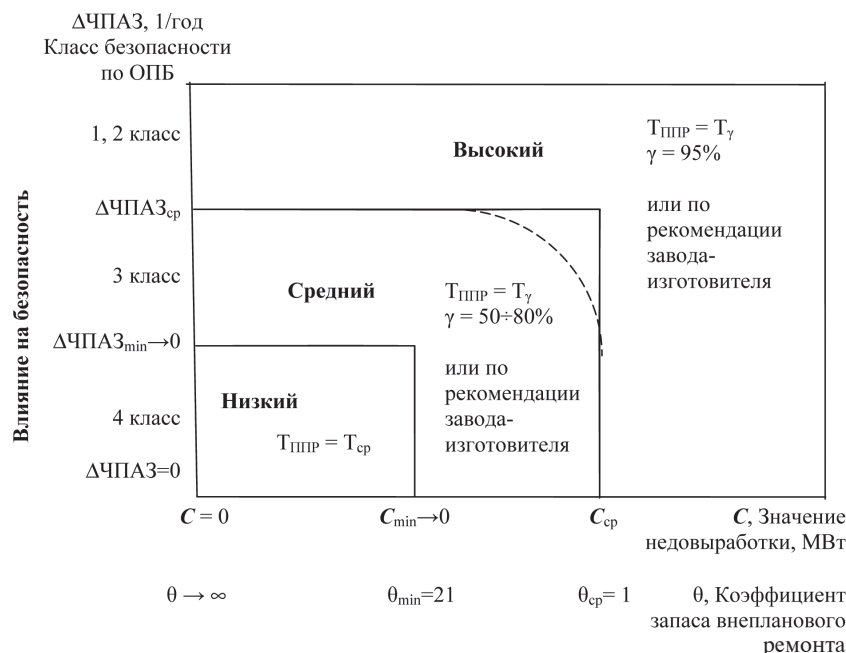


Рис. 2. Диаграмма ранжирования (уровни значимости) оборудования по его влиянию на безопасность и эффективность эксплуатации энергоблока АЭС

оборудование; $B_j^{ООП}$ — значимость по Бирнбауму по отказам по общим причинам (ООП) группы оборудования, в которую входит анализируемое оборудование; m_1, m_2 — количество единичных БС и ООП, моделирующих анализируемое оборудование; n_j — количество элементов, входящих в j -ю группу ООП оборудования.

Метод оценки влияния оборудования на эффективность эксплуатации АЭС. На качественном уровне степень влияния оборудования АЭС на эффективность эксплуатации можно определить как наличие или отсутствие эксплуатационно-технических требований на снижение мощности при наличии отказа данного оборудования.

Количественная оценка степени влияния возможна на основе оценки значения недовыработки электроэнергии при условии отказа анализируемого оборудования.

Степень недовыработки электроэнергии при отказе анализируемого оборудования оценивается по выражению

$$C = \int_{t_{p1}}^{t_{p2}} Q(x, \tau_1, \tau_2, v) dx, \quad (10)$$

где $Q(\cdot)$ — функция, отражающая влияние длительности внепланового ремонта на недовыработку электроэнергии; τ_1 — время ремонта оборудования, после которого мощность снижается на величину v ; τ_2 — время ремонта оборудования, после которого мощность снижается до 0; v — величина понижения мощности при длительности ремонта более τ_1 ; t_{p1}, t_{p2} — минимальное и максимальное оценочное время внепланового ремонта, соответственно.

Приближенная оценка влияния оборудования на эффективность эксплуатации АЭС возможна через оценку коэффициента запаса времени на выполнение аварийного ремонта

$$\theta = 1 + \frac{t_{доп}}{t_{рем}}, \quad (11)$$

где $t_{рем}$ — среднее время аварийного ремонта; $t_{доп}$ — допустимое время ремонта без снижения мощности реакторной установки (РУ).

Общая процедура и поэтапность внедрения концепции перехода на ремонт по техническому состоянию. Общая концепция планирования ремонтов в условии применения РТС состоит в следующем: оборудование необходимо ремонтировать тогда, когда определяющие параметры его ТС близки к предельно допустимым значениям. При этом следует учитывать возможную неопределенность (погрешность) анализа. Следовательно, чем значительнее оборудование влияет на безопасность и эффективность эксплуатации энергоблока, тем с большим запасом по времени (заранее) должен назначаться плановый ремонт оборудования.

Планирование ремонта будет проводиться через интервал времени

$$T_{рем} = \min_i \{t_{\gamma i} - t_0\}, \quad i = 1, 2, \dots, n, \quad (12)$$

где $t_{\gamma i}$ — гамма-процентная наработка до отказа по i -му ОПТС.

В зависимости от уровня влияния оборудования на безопасность и эффективность эксплуатации АЭС устанавливается значение γ гамма-процентного запаса гамма-процентной наработки до отказа, по которой проводится планирование очередного ТОиР оборудования (рис. 2).

Граничные значения $\Delta\text{ЧПАЗ}_{ср}$ и $C_{ср}$ не могут иметь фиксированных значений; они связаны с конкретной моделью, результатами ВАБ конкретного энергоблока (для $\Delta\text{ЧПАЗ}_{ср}$) и опытом проведения внеплановых ремонтов на энергоблоке определенной установленной мощности (для $C_{ср}$).

Для оценки $\Delta\text{ЧПАЗ}_{ср}$ необходимо провести оценку значимости по Бирнбауму как можно большего количества оборудования, отнесенного к классам безопасности 1–3 по ОПБ [13], при этом среднее приращение ЧПАЗ соответствует среднему значению значимости по Бирнбауму.

Оценка граничного значения по недовыработке электроэнергии $C_{ср}$ сводится к оценке средней недовыработки электроэнергии как можно большего количества оборудования анализируемого энергоблока и/или однотипных энергоблоков:

$$C_{cp} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N C_i, \quad (13)$$

где C_i — недовыработка электроэнергии при проведении i -го внепланового ремонта любого оборудования анализируемого энергоблока; N — количество внеплановых ремонтов.

Оценка гамма-процентного запаса для оборудования связана с риском от эксплуатации данного оборудования. Риск от эксплуатации оборудования, ремонт которого запланирован через промежуток времени T_r , составит

$$R = \left(1 - \frac{\gamma}{100}\right) B, \quad (14)$$

где B — значимость по Бирнбауму анализируемого оборудования.

Для оборудования различных уровней значимости риск от эксплуатации может быть различным, но при этом вероятность отказа P для оборудования высокого уровня значимости должна быть ниже, чем P для оборудования низкого и среднего уровня значимости. В этом случае риск от эксплуатации оборудования среднего уровня значимости можно связать с рисками и вероятностями отказа по другим уровням:

$$R_{cp} = R_b - \frac{R_b - R_n}{P_n - P_b} (P_{cp} - P_b), \quad (15)$$

где R_b, R_{cp}, R_n — риск от эксплуатации оборудования высокого, среднего и низкого уровня ($R_n = 0$), соответственно; P_b, P_{cp}, P_n — вероятности отказа для оборудования высокого ($\gamma = 95\%$), среднего и низкого ($\gamma = 50\%$) уровня, соответственно.

Используя результаты ВАБ и диаграмму ранжирования оборудования, получим два массива данных:

значения по Бирнбауму для оборудования, относящегося к высокому уровню значимости, — $B_i^b, i = 1, 2, \dots, N_1$;
значения по Бирнбауму для оборудования, относящегося к среднему уровню значимости $B_i^{cp}, i = 1, 2, \dots, N_2$.

По массивам данных B_i^b, B_i^{cp} оцениваем средние значения значимостей по Бирнбауму \bar{B}_b, \bar{B}_{cp} и соответствующие среднеквадратические отклонения σ_b, σ_{cp} .

По результатам данной обработки и с учетом (14), (15) получим оценку гамма-процентного запаса для оборудования среднего уровня значимости:

$$\gamma_{cp} = (1 - P_{cp}) \cdot 100, \quad (16)$$

$$P_{cp} = \frac{0,025(\bar{B}_b + \sigma_b)}{0,45(\bar{B}_{cp} + \sigma_{cp}) + 0,05(\bar{B}_b + \sigma_b)}.$$

Научно-методологическая часть процедуры планирования РТС состоит в следующем:

1. На основании опыта эксплуатации, результатов ВАБ, классификации оборудования по ОПБ [13], данных по недовыработкам электроэнергии определяют граничные значения $\Delta\text{ЧПАЗ}_{cp}, \Delta\text{ЧПАЗ}_{min}, C_{min}, C_{cp}, \gamma_{cp}$ диаграммы ранжирования элементов оборудования (диаграмма является общей для всех элементов одного энергоблока).

2. Выделяют группу однотипного оборудования, для которого необходимо проанализировать введение стратегии РТС

(однотипность оборудования подразумевает общность конструкции, общность условий эксплуатации, одинаковый уровень влияния на безопасность и эффективность эксплуатации энергоблока, одинаковый уровень соответствия ТС определяющим критериям).

3. Для выделенной группы оборудования по эксплуатационной статистике о проведении внеплановых ремонтов определяют плотность распределения длительности данных ремонтов.

4. На основании нормативно-технической документации получают график зависимости недовыработки электроэнергии от длительности внепланового ремонта оборудования.

5. На основании моделей и результатов ВАБ соответствующего энергоблока получают функциональную зависимость влияния длительности внепланового ремонта на ЧПАЗ.

6. Определяют численные значения степени влияния анализируемого оборудования на безопасность и эффективность эксплуатации $\{\Delta\text{ЧПАЗ}, C, \theta\}$.

7. Используя диаграмму по величинам $\{\Delta\text{ЧПАЗ}, C, \theta\}$ и классы безопасности оборудования по ОПБ [13] определяют уровень значимости оборудования и соответствующее значение гамма-процентного запаса γ гамма-процентной наработки до отказа (для оборудования низкого уровня значимости оценка проводится по средней наработке до отказа).

8. На основании опыта эксплуатации, экспертных оценок специалистов, эксплуатирующих оборудование, и перечня численных параметров, которые изменяются в процессе проведения плановых ремонтов оборудования, идентифицируют: определяющие характеристики ТС оборудования; текущие значения определяющих характеристик ТС оборудования.

9. Используя физико-статистические методы или экспертные оценки, определяют интервал времени достижения определяющими параметрами ТС их предельно-допустимых значений.

10. Определяют интервал времени до проведения ближайшего планового ремонта оборудования.

Планирование следующего планового ремонта оборудования проводится после подтверждения его работоспособного состояния и проведения оценки определяющих характеристик его ТС.

Основываясь на опыте внедрения в эксплуатационную деятельность РТС в России [14, п. 3.16], целесообразно первоначально применить РТС к оборудованию АЭС Украины, отнесенному к 3-му и 4-му классам безопасности по ОПБ [13].

Выводы

1. Анализ международного опыта показывает перспективность и выгоду (как экономическую, так и с точки зрения безопасности АЭС) внедрения ремонта оборудования на основании его технического состояния. Существующие методики (в том числе рекомендованные МАГАТЭ) позволяют заложить основу для внедрения РТС на энергоблоках АЭС Украины.

Отечественная нормативная база позволяет внедрить РТС в эксплуатационную деятельность, однако необходимые методики и процедуры РТС в Украине практически отсутствуют.

2. Разработаны метод и процедура внедрения РТС в эксплуатационную деятельность, включая, в частности: метод установления определяющих параметров ТС оборудования; метод оценки влияния оборудования на безопасность и эффективность эксплуатации энергоблока АЭС. методики оценки гамма-процентной наработки до отказа как основного показателя планирования длительности до очередного планового ТОиР.
3. Представлена научно-методологическая часть процедуры планирования РТС.

Список использованной литературы

1. Правила організації технічного обслуговування і ремонту систем та обладнання атомних електростанцій : СОУ-Н ЯЕК 1.010:2008. — Офіц. вид. — К. : ДП НАЕК «Енергоатом» ; М-во палива та енергетики України, 2008. — V, 116 с. — (Нормативний документ Мінпаливенерго України. Правила).
2. IAEA-TECDOC-1590. Application of Reliability Centred Maintenance to Optimize Operation and Maintenance in Nuclear Power Plants. — Vienna: IAEA, 2007. — 87 p.
3. Review of Maintenance by Reliability Centred Maintenance (RCM) for SUK NPP: TACIS Contract No 98-0344. — FRAMATOM REALISATION NUCLEAIRES, 26/02/1998.
4. Комплексная (сводная) программы повышения безопасности энергоблоков АЭС Украины (Мероприятия № 12402, № 22402, № 32402). — К. : ГП НАЭК «Энергоатом», 2010.
5. Комплексный план организационно-технических мероприятий ГП НАЭК «Энергоатом» на 2010 г. (Мероприятие № Б8). — 2010.
6. Енергетична стратегія України на період до 2030 року. — 2006.
7. ГОСТ 26291-84. Надежность атомных станций и их оборудования. Общие положения и номенклатура показателей. — М. : Изд-во стандартов, 1987. — 14 с.
8. РД ЭО-0141-98. Типовые технические требования к методикам оценки технического состояния и остаточного ресурса элементов энергоблоков АС. — М. : ГП Концерн «Росэнергоатом», 1999. — 10 с.
9. ДСТУ 3004-95. Надежность техники. Методы оценки показателей надежности по экспериментальным данным. — К., 1995. — 56 с.
10. ДСТУ 3433-96 (ГОСТ 27.005-97). Надежность в технике. Модели отказов. Основные положения. — К., 1997. — 46 с.
11. Прикладные нечеткие системы: Пер. с япон. / К. Асаи, Д. Ватада, С. Иваи и др.; Под ред. Т. Тэрано, К. Асаи, М. Сугэно. — М. : Мир, 1993. — 386 с.
12. Обоснование экспертного подхода к определению надежности энергетического оборудования АЭС / Е. З. Емельяненко, А. Н. Харабет, О. Е. Зотеев, О. А. Чулкин // Междунар. науч.-практ. конф. «Перспективы развития технологии, организации ремонта и подготовки ремонтного персонала АЭС». — Одесса : Ин-т проблем безопасности АЭС, 2008. — С. 105. — 112.
13. НП 306.2.141-2008. Загальні положення забезпечення безпеки атомних станцій. — К. : Державна адміністрація ядерного регулювання України, 2008. — 35 с.
14. РД ЭО 0069-97. Правила организации технического обслуживания и ремонта систем и оборудования атомных станций. — М. : ГП Концерн «Росэнергоатом», 1998. — 138 с.

Получено 19.07.2013.