

нейтронов, нормированная на плотность потока тепловых нейтронов, возрастет, следовательно, повысится и плотность ультрахолодных нейтронов в гелии. Возможная плотность ультрахолодных нейтронов в генераторе с твердым дейтерием в качестве конвертера  $\nu$  со сверхтекучим гелием, который заполняет ловушку ультрахолодных нейтронов, установленную в верхней части тяжеловодного отражателя, оценивается как  $5 \cdot 10^3 \text{ см}^{-3}$ . Однако эта оценка является оптимистической, и на ее основе нельзя претендовать на использование идеологии «большого канала» в реальных конструктивных решениях. Необходимо прежде всего модернизировать используемые коды в диапазоне энергии холодных нейтронов  $10^{-6}—10^{-4}$  эВ. Для продолжения работы следует дополнить и усовершенствовать методику расчета переноса нейтронов и  $\gamma$ -квантов в целях учета взаимодействия нейтронов с кристаллической структурой применяемых в источниках ультрахолодных нейтронов материалов. В частности, важно учесть механизм брэгговского рассеяния в поликристаллических фильтрах.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Golub R., Pendlebury J. The interaction of ultra-cold neutrons (UCN) with liquid helium and a superthermal UCN source. — *Phys. Lett.*, 1977, v. 62A, № 5, p. 337—339.
2. Golub R., Jewell C., Ageron P. e.a. Operation of a superthermal ultra-cold neutron source and the storage of ultra-cold neutrons in superfluid helium-4. — *Z. Phys. B. — Condensed Matter.*, 1983, v. 51, p. 187—193.
3. Игнатович В.К. Физика ультрахолодных нейтронов. М.: Наука, 1986.
4. Shvedov O.V., Vassiliev V.V., Igumnov M.M. e.a. ITER subcritical neutron source as prototype of a high-current accelerator — blanket system. — In: *Proc. the Eighth Intern. Conf. on Emerging Nuclear Energy Systems ICENES'96*, June 24—28, 1996, Obninsk, Russia, v. 2, p. 595—603.
5. Ерозолимский Б.Г. Бета-распад свободного нейтрона. — В сб.: *Современные методы ядерной спектроскопии*. Л.: Наука, 1988, с. 3—62.
6. Крупчицкий П.А. Фундаментальные исследования с поляризованными медленными нейтронами. М.: Энергоатомиздат, 1985.
7. Гуревич И.И., Тарасов Л.В. Физика нейтронов низких энергий. М.: Наука, 1965, с. 193—199.
8. Roubeau P. Horizontal cryostat for polarized proton targets. — *Cryogenics*, August 1966, p. 207—212.
9. Vassiliev V.V., Shvedov O.V. Shut down reactor transformation into subcritical neutron source, control and safety system substantiation and development. — In: *Proc. of ENS Class 1 Topical Meeting «Research Facilities for the Future of Nuclear Energy»*. Brussels, Belgium, 4—6 June, 1996, p. 78—85.
10. Васильев В.В., Дежурных А.А., Игумнов М.М. и др. Электроядерный генератор ультрахолодных нейтронов: Препринт ИТЭФ № 9—95, 1995: 28 с.
11. Lone M., Bigham C. — In: *Neutron Sources for Basic Physics and Applications*, 1983, p. 141, NY-London: Pergamon Press, Pergamon Related Journals.
12. Pokotilovski Yu. N., Rogov A.D. Optimization Study of Ultracold Neutron Sources at TRIGA Reactors using MCNP. Dubna, 1997, E3-97-127.

Поступила в Редакцию 12.07.01

УДК 621.039:33

## РАНЖИРОВАНИЕ ОТКЛОНЕНИЙ ОТ НОРМАЛЬНОЙ РАБОТЫ ОБОРУДОВАНИЯ АЭС ПО СТЕПЕНИ ИХ ВЛИЯНИЯ НА КОЭФФИЦИЕНТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ

*Сигал Е.М. (ВНИИАЭС)*

Неплановые остановки или вынужденное снижение мощности для устранения тех или иных отклонений от нормальной работы (далее по тексту — отказы) оборудования — естественное явление в работе всех АЭС мира, равно как и станций традиционной электроэнергетики. Общее представление о влиянии этого фактора на недовыработку электроэнергии АЭС с энергоблоками различного типа дают усредненные за период с 1971 по 1999 г. показатели, полученные с использованием Информационной системы по энергетическим реакторам [1], %: PWR 7,2, PHWR 15,3, BWR 7,7, ABWR 3,5, ВВЭР 5,9, РБМК 4,7, быстрые 15,8.

Возможность отказов оборудования заранее предусматривается при планировании рабочей мощности АЭС на предстоящий период путем учета коэффициентов аварийности, полученных на основе статистического анализа данных о предшествующей работе конкретных энергоблоков [2].

Уменьшение недовыработки электроэнергии вследствие неплановых остановов или вынужденного снижения мощности энергоблоков — одно из направлений постоянно проводимой работы по повышению коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) АЭС. Поскольку его реализация требует финансовых затрат, а сами отклонения от нормальной работы энергоблока зависят от многих причин, определение целесообразности тех или иных мероприятий по их устранению является технико-экономической задачей, для решения которой необходимо прежде всего проанализировать эти причины, дифференцировав их по группам (элементам) оборудования, и затем ранжировать по вкладу в недовыработку электроэнергии.

Для целей проводимого исследования была принята дифференциация отказов в работе оборудования по его принадлежности к определенным видам (элементам), соответствующая разделению на оборудование реакторного отделения, оборудование турбинного цикла, электротехническое оборудование, оборудование водно-химического режима (в скобках для упрощения дальнейшего изложения группам оборудования присвоены соответствующие индексы):

для АЭС с ВВЭР —

собственно реактор, включая ТВС (1.1), парогенератор (1.2), главный циркуляционный насос (1.3), системы управления и защиты (1.4), системы регулирования, автоматика оборудования первого контура (1.5), трубопроводы первого контура (1.6), арматура первого контура (1.7);

собственно турбина (2.1), система ее регулирования (2.2), подогреватель высокого давления (2.3), сепаратор-пароперегреватель (2.4), подогреватель низкого давления (2.5), турбопривод питательного насоса (2.6), конденсаторы турбины (2.7), насосы (2.8), трубопроводы второго контура (2.9), арматура второго контура (2.10);

электрогенератор (3.1), прочее электротехническое оборудование (3.2);  
оборудование, обеспечивающее водно-химический режим (4);

для АЭС с РБМК —

собственно реактор, включая ТВС (1.1), барабан-сепаратор (1.2), главный циркуляционный насос (1.3), системы управления и защиты (1.4), система технологического контроля (1.5), трубопроводы реакторного отделения (1.6), арматура реакторного отделения (1.7);

собственно турбина (2.1), система ее регулирования (2.2), подогреватель высокого давления (2.3), сепаратор-пароперегреватель (2.4), подогреватель низкого давления (2.5), питательный электронасос (2.6), конденсаторы турбины (2.7), насосы (2.8), трубопроводы машинного отделения (2.9), арматура машинного отделения (2.10);

электрогенератор (3.1), прочее электротехническое оборудование (3.2);  
оборудование, обеспечивающее водно-химический режим (4).

Кроме того, для всех перечисленных типов энергоблоков рассматриваются также ложные срабатывания различного оборудования и систем (5).

Для упрощения изложения далее по тексту неплановые остановки или снижение мощности для устранения отказов оборудования, принадлежащего к  $i$ -й из перечисленных групп, указываются как нарушения по  $i$ -й причине.

Для выявления влияния отказов оборудования по указанным группам на недоиспользование установленной мощности энергоблока определенного типа были проанализированы отчеты АЭС России за период с 1989 по 1998 г. и Украины за период с 1989 по 1996 г. по всем отклонениям от нормальной работы каждого энергоблока. Совместное рассмотрение однотипных АЭС России и Украины за продолжительный период позволяет получить достаточно представительный банк данных об отказах оборудования среднестатистического энергоблока определенного типа. При этом правомочность использования данных по АЭС Украины в контексте проводимого анализа обусловлена тем, что и до распада СССР, и некоторое время после него типоразмеры

оборудования и документы, регламентирующие его эксплуатацию, а также проводимая техническая политика на АЭС двух ныне независимых стран были одинаковыми.

Для удобства сопоставления влияния отказов того или иного оборудования на коэффициент недовыработки электроэнергии энергоблоками различного типа полученные в результате анализа среднеарифметические данные в кВт·ч недовыработки электроэнергии интерпретированы в виде коэффициента недовыработки электроэнергии по *i*-й причине ( $K_{недi}$ ) (табл. 1). Для ВВЭР  $K_{недi}$  определяли как отношение абсолютной недовыработки электроэнергии к потенциально возможной при работе энергоблока на установленной мощности в течение всего года (что соответствовало бы КИУМ 100%). Определение  $K_{недi}$  для энергоблоков с РБМК-1000 учитывало особенности регламента их ремонта, а также действовавшие в разные годы рассматриваемого периода ограничения по использованию установленной мощности энергоблоков первого поколения. Для этих энергоблоков при обработке показателей недовыработки электроэнергии по конкретным причинам учитывали только те календарные годы, когда не проводились длительные ремонты с реконструкцией. Необходимым условием учета показателей работы конкретного энергоблока в анализе  $K_{недi}$  было принято условие его простоя в капитальном ремонте менее полугода. Не учитывали при рассмотрении и итоги работы второго энергоблока Ленинградской АЭС в 1989 г., первого энергоблока в 1990 г. из-за отсутствия достоверных данных о недовыработке по конкретным причинам. Всего, таким образом, было рассмотрено 76 реакторо-лет работы энергоблоков с ВВЭР-440, 146 реакторо-лет — ВВЭР-1000, 110 реакторо-лет — РБМК-1000. Кроме того, для возможности сопоставления аналогичных показателей однотипных энергоблоков в расчетах были учтены действующие в рассматриваемый период для отдельных блоков ограничения ГАН России (до этого ГПАН СССР) на мощность реакторной установки — для этих энергоблоков при расчете недовыработка электроэнергии относилась к разрешенной мощности энергоблока.

Т а б л и ц а 1. Средний коэффициент недовыработки электроэнергии по разным причинам, %

Причина	АЭС с		
	ВВЭР-1000	ВВЭР-440	РБМК-1000
1.1	0,49	0,57	0,57
1.2	2,58	0,49	0,05
1.3	0,77	0,12	0,10
1.4	1,49	0,37	0,02
1.5	0,08	0,14	0,11
1.6	0,13	0,08	0,18
1.7	0,06	0,11	0,01
2.1	0,24	0,32	0,19
2.2	0,07	0,03	0,05
2.3	0,19	0,21	0
2.4	0,07	0,04	0,10
2.5	0,01	0	0,01
2.6	0,15	0	0,01
2.7	0,89	0,13	0,20
2.8	0,11	0,03	0,01
2.9	0,26	0,14	0,11
2.10	0,25	0,13	0,02
3.1	1,02	0,43	0,20
3.2	0,62	0,13	0,22
4	0,13	0,15	0,01
5	0,17	0,02	0,05

Оценивая полученные результаты, следует иметь в виду, что по классификации МАГАТЭ к разряду значительной относится недовыработка электроэнергии, соответствующая по меньшей мере 10 ч работы на максимальной мощности, что соответствует  $K_{\text{нед}} < 0,11\%$ . Исходя из указанного критерия, из 21 рассмотренной в табл. 1 позиции для энергоблоков с ВВЭР-1000 значимыми следует признать 15, ВВЭР-440 — 14, РБМК-1000 — 6. При этом максимальное значение  $K_{\text{нед}}$  по одной позиции достигает на энергоблоках с ВВЭР-1000 2,6%, в то время как на энергоблоках с РБМК-1000 только 0,57%.

Как видно из приведенных в табл. 1 данных, на первом и втором местах по влиянию на КИУМ для среднестатистического энергоблока с ВВЭР-1000 стоят отказы парогенератора ( $K_{\text{нед}} = 2,58\%$ ) и СУЗ ( $K_{\text{нед}} = 1,49\%$ ), ВВЭР-440 — отказы реактора ( $K_{\text{нед}} = 0,57\%$ ) и парогенератора ( $K_{\text{нед}} = 0,49\%$ ), третье место у обоих типов энергоблоков занимают отказы электрогенератора ( $K_{\text{нед}} = 1,02\%$  для энергоблоков с ВВЭР-1000 и  $K_{\text{нед}} = 0,43\%$  для энергоблоков с ВВЭР-440).

Данные, приведенные в табл. 2, дают представление о стабильности (повторяемости) четырех наиболее значимых для каждого типа энергоблока причин в рассмат-

Т а б л и ц а 2. Средний коэффициент недовыработки электроэнергии по годам, %

Год	n	Причина							
		1.1		1.2		3.1		1.4	
		$K_{\text{нед}i}$	n	$K_{\text{нед}i}$	n	$K_{\text{нед}i}$	n	$K_{\text{нед}i}$	n
<b>ВВЭР-440</b>									
1989	8	0	—	0,23	4	0,06	4	0	—
1990	8	0,44	2	0,32	2	0,15	4	0	—
1991	8	0,48	3	0	—	0,04	3	0,16	2
1992	8	0,93	3	0,63	1	1,86	5	0,01	1
1993	8	0,42	4	2,32	1	1,04	6	0,28	4
1994	8	0,56	3	0,46	1	0,05	2	0,86	1
1995	8	0,51	3	0,03	3	0	—	0	—
1996	8	0,82	4	0,56	2	0,05	1	0	1
1997	6	0,99	4	0	—	0	—	2,9	1
1998	6	0,72	4	0,1	1	1,12	3	0	1
<b>ВВЭР-1000</b>									
1989	16	4,95	10	0,40	3	0,85	6	0,01	2
1990	16	0,89	7	0,03	1	1,36	13	0,19	11
1991	16	6,54	9	0,01	3	1,28	10	0,52	12
1992	16	4,79	4	0,55	6	0,82	7	0,77	13
1993	17	0	—	0,42	7	0,65	9	0,96	14
1994	17	0,17	4	6,12	15	2,07	5	1,68	12
1995	17	0,03	2	4,59	13	0,28	5	2,39	13
1996	17	3,43	4	0,64	14	1,41	7	1,18	13
1997	7	3,54	1	0,01	1	0,26	2	0,09	2
1998	7	2,17	2	0,15	6	0,56	2	0,08	1
<b>РБМК-1000</b>									
1989	11	0,12	3	0,80	9	0	1	0,21	3
1990	12	1,39	9	0,26	8	0,23	8	0,16	5
1991	13	0,39	6	0,09	9	0,32	11	0,23	5
1992	10	1,81	7	0,20	3	0,07	5	0,22	3
1993	12	0,53	4	0,32	6	0,10	7	0,14	5
1994	12	0,22	4	0	1	0,11	6	0,22	2
1995	10	0,13	3	0,15	4	0,57	4	0,07	3
1996	10	0,50	4	0,06	3	0,34	7	0,31	3
1997	9	0,51	2	0	1	0,17	5	0,04	1
1998	9	0,12	3	0,51	4	0,14	2	0,44	4

риваемый период времени (ранжировано по степени убывания  $K_{\text{нед}}$ ). Во второй колонке этой таблицы (как и далее в табл. 4) приводятся данные о числе анализируемых энергоблоков указанного типа  $m$ , в колонках, соответствующих причине недовыработки электроэнергии, — число энергоблоков  $n$ , на которых имели место отказы оборудования по рассматриваемой причине. Приводимые в указанных таблицах значения  $K_{\text{нед}}$  являются средними для рассмотренного числа энергоблоков  $m$ .

Как видно из данных, приведенных в табл. 2:

существенно повлияли на КИУМ отказы в работе (неплотности трубных систем) парогенераторов на АЭС с ВВЭР-1000 в период 1989—1992 гг. — внеплановые остановки по указанной причине произошли более чем на четверти проанализированных 16 энергоблоков указанного типа, при этом в 1989 и 1991 гг. — более чем на половине. В 1996—1998 гг. вклад парогенераторов в недовыработку электроэнергии на блоках с ВВЭР-1000 также был ощутим, хотя случаев остановки энергоблоков по причине отказа парогенераторов было уже меньше;

отказы в работе СУЗ (главным образом, дефекты органов регулирования СУЗ) особенно сильно проявили себя в 1994—1995 гг. — они были выявлены на 13—15 блоках ВВЭР-1000 из 17 эксплуатирувавшихся в эти годы. До этого в течение предшествующих 5 лет анализируемого периода недовыработка электроэнергии по вине СУЗ составляла в среднем  $0,01\% < K_{\text{нед}} < 0,55\%$  для среднестатистического энергоблока;

неплановые остановки по причине собственно реактора (в основном, разгерметизация главного разъема) на энергоблоках с ВВЭР-440 обусловили  $K_{\text{нед}}$  в пределах от 0,42 до 0,99% ежегодно в рассматриваемый период (за исключением 1989 г.) более чем на трети эксплуатирувавшихся энергоблоков;

отказы парогенераторов энергоблоков с ВВЭР-440 не отмечались только в течение двух лет (в 1991 и 1997 гг.) и особенно негативно сказались на КИУМ в 1993 г.;

отказы в работе электрогенераторов на энергоблоках с ВВЭР-1000 имели место ежегодно, при этом касались значительного числа блоков. На АЭС с ВВЭР-440 вклад электрогенераторов в общее снижение КИУМ немного ниже, но также касается значительного числа энергоблоков. Такие причины, как дефекты в системе охлаждения и системе возбуждения генератора, утечка водорода из корпуса, выход из строя обмоток статора, снижение сопротивления изоляции фаз генераторного напряжения и др., повторяются из года в год на многих АЭС;

для энергоблоков с РБМК-1000 наиболее значимыми являются отказы технологических каналов. Средний для рассматриваемых энергоблоков этого типа  $K_{\text{нед}}$  по указанной причине равен 0,57%, при этом указанная причина фиксировалась в рассматриваемый период не менее чем на трети энергоблоков ежегодно (в 1989, 1995 и 1997 гг. — немного меньше).

В группу причин, среднегодовой ущерб от которых определяется  $K_{\text{нед}} > 0,55\%$ , входят и отказы в работе конденсаторов турбин на АЭС с ВВЭР-1000. В большинстве случаев это низкая эффективность работы теплообменных поверхностей конденсаторов, присосы сырой воды в конденсаторах и др.

Для АЭС с ВВЭР-440 и РБМК-1000 недовыработка электроэнергии по причине отказов в работе конденсаторов хоть и определяется  $K_{\text{нед}} < 0,55\%$ , но также есть. Здесь уместно отметить, что эффективность работы конденсаторов зависит не столько от типа энергоблока, сколько от особенностей системы охлаждения конденсаторов, в том числе качества охлаждающей воды. Так, на Нововоронежской и Курской АЭС на внутренних поверхностях охлаждающих труб образуются твердые карбонатные отложения, ухудшающие теплообмен в конденсаторах, на Балаковской и Калининской АЭС — оседают илистые органические отложения, образующие при разложении сульфиды и хлориды с последующей питтинговой коррозией металла труб, на Ленинградской АЭС,

где конденсаторы охлаждаются морской водой, их работа находится в зависимости от штормового состояния и др. (табл. 3). Остальные из рассматриваемых отказов приносят

Т а б л и ц а 3. Среднегодовой за период 1989—1998 гг. коэффициент недовыработки электроэнергии по причине 2.7 для некоторых АЭС

АЭС	$K_{нед\tau}$ , %
Курская:	
блок 1, 3, 4	0,11
2	0,58
Ленинградская:	
блок 1, 3	0,15—0,18
2	0,29
3	0,36
Смоленская	0,01—0,02
Нововоронежская:	
блок 3	0,33
4	0,20
5	1,46
Балаковская:	
блок 1, 2	0,16—0,17
3, 4	0,20—0,22
Калининская	0,03—0,04

меньший ущерб, однако их негативное воздействие на экономику АЭС стабильно из года в год.

Особый интерес представляет увязка  $K_{нед\tau}$  со сроком эксплуатации энергоблока (табл. 4). Здесь так же, как в табл. 2, рассмотрены наиболее весомые с точки зрения влияния на КИУМ энергоблоков с ВВЭР-1000, -440 и РБМК-1000 причины недовыработки электроэнергии из-за неплановых остановов и вынужденного снижения мощности. Во второй колонке указывается число блоков, соответствующий год эксплуатации которых пришелся на период с 1989 по 1998 г. В целях получения представительного результата при составлении табл. 4 для АЭС с ВВЭР условно не рассматривались годы эксплуатации, когда работало меньше четырех энергоблоков (или для которых имеются данные менее чем по четырем энергоблокам). Число блоков, равное четырем, принято в качестве минимального с тем,

чтобы иметь возможность сравнивать ВВЭР-440 и ВВЭР-1000. Для АЭС с РБМК-1000 не рассмотрены годы, когда эксплуатировалось меньше пяти энергоблоков (или имеются данные менее чем для пяти энергоблоков). Для энергоблоков с ВВЭР-1000 и РБМК-1000, как видно из табл. 4, статистическая выборка получается более представительной, чем для энергоблоков с ВВЭР-440.

Т а б л и ц а 4. Средний коэффициент недовыработки электроэнергии в зависимости от года эксплуатации, %

Год эксплуатации	M	Причина							
		1.1		1.2		3.1		1.4	
		$K_{нед\tau}$	n	$K_{нед\tau}$	n	$K_{нед\tau}$	n	$K_{нед\tau}$	n
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>ВВЭР-440</b>									
9	4	0,49	1	0,14	1	0,17	2	0	—
10	4	0,08	1	0	—	0,01	1	0	—
11	4	0	—	1,25	2	0,05	1	0	—
12	4	0,66	1	4,65	1	0,73	3	0	1
13	4	1,19	2	0	—	0,11	2	0,11	2
14	4	0,31	2	0,15	1	0	1	1,73	1
15	4	0,01	1	0,05	1	0	—	0	—
16	4	0,76	2	0,58	2	0,15	1	0	—
17	4	1,10	3	0	—	0,06	1	0	—
18	5	1,90	3	0,34	2	0,70	3	0	—
19	4	0,10	1	0,35	1	4,12	3	0,33	2
20	4	1,13	2	0	—	0,03	3	0,44	1

Окончание табл. 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
21	4	0,43	1	0,92	1	0,06	2	0	—
22	4	0,89	2	0	—	0	—	0	—
23	4	0,65	2	0,01	1	0	—	0	—
24	4	0,38	2	0	—	1,6	1	0	—
ВВЭР-1000									
2	6	0,07	1	0,46	2	1,65	4	0,16	2
3	9	0,03	3	1,23	2	0,47	4	0,12	4
4	12	4,86	4	0,02	1	1,48	7	0,18	5
5	14	2,92	6	0,35	3	0,98	5	0,43	8
6	15	4,48	3	1,83	5	0,91	10	0,48	8
7	15	1,50	5	1,86	8	0,67	5	0,92	10
8	15	0,01	2	3,31	10	0,54	4	1,41	11
9	15	6,40	6	2,06	9	1,67	7	1,28	11
10	13	5,18	5	2,84	8	0,67	4	1,91	6
11	10	0,62	1	0,80	8	0,78	5	1,25	4
12	7	0,06	2	2,26	4	0,78	2	0,01	3
13	4	0	0	0,16	3	0,95	2	1,80	1
РБМК-1000									
6	4	1,25	2	0,89	3	0,01	1	0	—
7	5	0,40	4	0,91	4	0,01	1	0,35	4
8	6	0,86	4	0,25	3	0,06	2	0,22	2
9	7	1,30	3	0,19	3	0,05	2	0,27	5
10	7	0,94	4	0,04	2	0,21	4	0,04	3
11	7	0,28	3	0,16	4	0,13	3	0,03	1
12	8	1,62	2	0,05	7	0,09	4	0,14	3
13	9	0,42	5	0,40	1	0,06	4	0,05	3
14	9	0,13	2	0	1	0,12	5	0,18	2
15	9	0,30	4	0,03	5	0,23	4	0,15	2
16	6	0,17	2	0,15	4	0,19	3	0,59	3
17	4	0,02	1	0,02	1	1,67	4	0,01	2
18	4	0,78	2	—	—	0,11	3	0,87	1

Следует отметить, что для ранжирования отказов в работе оборудования АЭС по их влиянию на недовыработку электроэнергии на АЭС более корректным было бы учитывать не собственно  $K_{нед i}$ , как это сделано при формировании данных табл. 2—4):

$$\mathcal{K}_i = (K_{нед i} / (1 - K_{нед п.п.р})) 100,$$

поскольку в некоторых случаях устранить причину, вызвавшую впоследствии отказ определенного вида оборудования, в принципе, можно было уже в процессе планово-предупредительного ремонта. В записанном выражении  $K_{нед п.п.р}$  — уменьшение КИУМ рассматриваемого энергоблока из-за его нахождения в планово-предупредительном ремонте. Понятно, что при таком подходе «вес» события с отказом оборудования по рассматриваемой  $i$ -й причине должен оцениваться как больший в случае большего  $K_{нед п.п.р}$  (даже если оно вызывает одинаковую недовыработку электроэнергии) (табл. 5).

Как видно из сопоставления приведенных в табл. 2 и 5 данных, при переходе к рассмотрению освобожденной от влияния планово-предупредительного ремонта величины  $\mathcal{K}_i$  в случае энергоблоков с ВВЭР-440 и РБМК-1000 порядок при ранжировании немного изменился.

Т а б л и ц а 5. Величина  $\mathcal{K}_1$   
для энергоблоков рассматриваемого типа, %

Причина	ВВЭР-1000	ВВЭР-440	РБМК-1000
1.1	0,65	0,92	0,70
1.2	4,38	0,59	
1.3	1,19	0,19	0,13
1.4	2,21	0,49	
1.5		0,18	0,16
1.6	0,19		0,22
1.7		0,14	
2.1	0,34	0,39	0,24
2.3	0,25	0,28	
2.4			0,12
2.6	0,19		
2.7	1,2	0,15	0,23
2.8	0,14		
2.9	0,38	0,16	0,13
2.10	0,34	0,15	
3.1	1,36	0,54	0,25
3.2	0,81	0,17	0,28
4	0,15	0,19	
5	0,23		

Комментируя результаты исследования, следует отметить, что благодаря большому числу рассмотренных энергоблоков и продолжительному анализируемому периоду их эксплуатации они являются представительными и могут быть использованы в качестве исходных данных для разработки экономически обоснованной программы технических мероприятий, направленных на повышение КИУМ как на стадии проектных разработок новых АЭС и их оборудования, так и при техническом обслуживании действующих энергоблоков. Выявление приоритетности в осуществлении указанных мероприятий является оптимизационной задачей, суть которой сводится к минимизации расходов при достижении максимального эффекта. При этом в качестве эффекта должно учитываться снижение ущерба от непланового по причине простоя в неплановом ремонте

электроэнергии (ущерб определяется как произведение цены электроэнергии на ее недовыработку). Затраты же рассчитываются, исходя из учета необходимых материальных затрат на реализацию соответствующего технического решения, сроков выполнения работ, необходимости останова энергоблока для их проведения, условий и источников финансирования и др.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Шестаков Ю.М. Сравнение основных технико-экономических показателей российских и зарубежных АЭС. — В сб.: Экономика атомной отрасли. М., ЦНИИАтоминформ, 2001.
2. РДЭО 0077-97 Временные методические указания по расчету рабочей мощности энергоблоков атомных электростанций. М., 1997.

Поступила в Редакцию 28.01.02

УДК 661.11.01

### ИЗУЧЕНИЕ СТРОЕНИЯ $\gamma$ -ОБЛУЧЕННЫХ НАТРИЙАЛЮМО- И НАТРИЙБОРОФОСФАТНЫХ СТЕКОЛ МЕТОДОМ ЭПР

Вашман А.А., Самсонов В.Е., Демин А.В.  
(ФГУП ВНИИНМ им. А.А. Бочвара)

Фосфатные стекла применяют в качестве матриц иммобилизации радионуклидов при отверждении жидких высокоактивных отходов [1]. Для выбора оптимальных режимов долговременной фиксации радионуклидов в фосфатных матрицах при захоронении отходов требуется всестороннее изучение физических и химических свойств фосфатных стекол. Важными характеристиками фосфатного стекла являются его строение и закономерности образования структурных единиц, зависимые от состава. В качестве структурных единиц фосфатного стекла принято рассматривать фосфоркислородные тетраэдры с различным числом мостиковых атомов кислорода у атома фосфора в  $PO_4$ , обозначаемые символом  $Q^{(n)}$ , где  $n$  — число мостиковых атомов кислорода