

7. Босамыкин В.С., Кошелев А.С., Герасимов А.И. и др. Высокоинтенсивный источник нейтронов на базе мощного ускорителя электронов ЛИУ-30 и импульсного ядерного реактора БР-1. — In: Advanced Pulsed Neutron Sources: Physics of/at Advanced Pulsed Neutron Sources, PANS-2. 14—17 June 1994; Дубна. ОИЯИ, 1995. с. 114—121.
8. Griffin P., Miller J., Harms G. e.a. Design trade-off study for a large volume short pulse neutron assembly. — In: Physics, Safety, and Applications of Pulse Reactors. Proc. Intern. Topical Meeting on Physics, Safety, and Applications of Pulse Reactors, Washington, D.C., November 13—17, 1994. p. 292—299.
9. Kolesov V.F., Malinkin A.A. The two-section pulsed reactor with asymmetrical neutron coupling between sections. — In: Proc. Intern. Workshop on Pulsed Advanced Neutron Sources. Dubna, 25—27 June 1991. Препринт № ДЗ-92-76, Дубна, ОИЯИ, 1992. с. 6—15.
10. Sanford T., Lorence I., Halbleib J. e.a. Photoneutron production using bremsstrahlung from the 14 TW pulsed-power HERMES III electron accelerator. — Nucl. Sci. Engng. 1993, v. 114, № 3, p. 190—213.
11. Колесов В.Ф., Гужовский Б.Я. О возможности повышения эффективности электроядерного трансмутационного устройства на базе перехода к многосекционной структуре blankets: Препринт ВНИИЭФ 2793, 1993.
12. Кочубей Ю.К., Житник А.К., Артемьева Е.В. и др. Программа C-95. Моделирование совместного переноса нейтронов и γ -квантов методом Монте-Карло. — Вопросы атомной науки и техники. Сер. Математическое моделирование физических процессов, 2000, вып. 2, с. 49—52.
13. Колесов В.Ф., Хоружий В.Х. Нейтронные характеристики моделей каскадного двухсекционного blankets. — Атомная энергия, 2000, т. 88, вып. 5, с. 330—337.
14. Колесов В.Ф., Завьялов Н.В., Иванов И.А. и др. Экспериментальное исследование моделей каскадного blankets электроядерного устройства. — Там же, 2002, т. 92, вып. 1, с. 42—50.
15. Abalin S.S., Alexeev P.N., Menshikov L.I. e.a. Conception of electron beam-driven molten-salt ultimate safety reactor. — In: Intern. Conf. on Accelerator-Driven Transmutation Technologies and Applications. Las Vegas, NV, 1994. Woodbury, New York, 1995, p. 527—534.
16. Алексеев П.Н., Игнатьев В.В., Коляскин О.Е. и др. Каскадный подкритический реактор повышенной безопасности. — Атомная энергия, 1995, т. 79, вып. 5, с. 327—337.
17. Герасимов А.С., Киселев Г.В. Научно-технические проблемы создания электроядерных установок для трансмутации долгоживущих радиоактивных отходов и одновременного производства энергии (российский опыт). — Физика элементарных частиц и атомного ядра, 2001, т. 32, вып. 1, с. 143—188.
18. Барзилов А.П., Гулевич А.В., Кухарчук О.Ф. и др. Подкритическая реакторная система с каскадным умножением нейтронов. — Известия вузов. Ядерная энергетика, 1997, № 2, с. 59—66.
19. Воинов А.М., Воинов М.А., Воронцов С.В. и др. Расчетно-теоретическая и конструкторская проработка физического макета двухкаскадного blankets для электроядерного реактора. — В сб.: Второй научный семинар памяти В.П. Саранцева. Дубна, 23—24 сентября 1997 г., Дубна, Д9-98-153. 1998. с. 69—76.
20. Барашенков В.С., Шелаев И.А. Электроядерные усилители энергии с низкоэнергетическими пучками протонов. — Атомная энергия, 1998, т. 85, вып. 5, с. 409—411.

Поступила в Редакцию 12.08.02

УДК 621.039:33

ПРОЕКТНЫЙ КИУМ КАК ПОКАЗАТЕЛЬ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ АЭС

Сигал Е.М. (ВНИИАЭС)

При оценке эффективности использования установленной мощности АЭС с энергоблоками определенного типа как при технико-экономическом обосновании проектов АЭС, так и при анализе эффективности работы действующих станций в настоящее время широко применяется проектный коэффициент использования

установленной мощности энергоблока (табл. 1). Рассмотрим, насколько обоснован этот показатель и корректно ли его использовать, имея в виду, во-первых, технический регламент обслуживания энергоблоков определенного типа и естественные для всех АЭС мира (впрочем, как и для традиционных электростанций) и поэтому ожидаемые отказы того либо иного оборудования [1] и, во-вторых, внешние факторы, с которыми АЭС вынуждены сталкиваться при их работе в ЕЭС России.

Таблица 1. Проектный КИУМ различных энергоблоков России

АЭС	Установленная мощность, МВт	Проектный КИУМ, %
Кольская.	1760	79,91
блок 1—4	440	79,91
Нововоронежская.	1834	81,81
блок 3, 4	417	85,62
5	1000	74,20
Балаковская.	4000	74,20
блок 1—4	1000	74,20
Калининская.	2000	74,20
блок 1, 2	1000	74,20
По блокам ВВЭР-440	2594	81,81
По блокам ВВЭР-1000	7000	74,20
АЭС с ВВЭР	9594	77,71
Курская.	4000	82,20
блок 1—4	1000	82,20
Ленинградская.	4000	79,90
блок 1—4	1000	79,90
Смоленская.	3000	82,20
блок 1—3	1000	82,20
По блокам РБМК-1000	11 000	81,36
Белоярская, 3-й блок	600	79,91
Билибинская.	48	78,77
блок 1—4	12	78,77
По блокам России	21 242	79,32

Если при планировании КИУМ руководствоваться действующим регламентом ремонтного обслуживания АЭС с оборудованием различного типа [2], а также предусмотренным коэффициентом, учитывающим вероятность отказов оборудования ($k_{\text{нор}}$) [3], его максимальное значение должно (без учета условий работы в ЕЭС России) определяться как

$$\text{КИУМ} = (1 - k_{\text{нпр}}) (1 - k_{\text{нор}}) 100\%,$$

где $k_{\text{нпр}} = t/T$ — коэффициент недовыработки электроэнергии вследствие нахождения энергоблока в плановом ремонте, предусмотренном регламентом обслуживания; $k_{\text{нор}}$ — предусмотренный нормативными документами поправочный коэффициент, учитывающий вероятность непланового снижения мощности вследствие отказов в работе оборудования; t — длительность плановых ремонтов в текущем году в соответствии с регламентом ремонтного обслуживания, кал. сут; T — число календарных суток в текущем году.

Усредненный за период ремонтного цикла (4-летнего для энергоблоков с ВВЭР, РБМК и ЭГП и 3-летнего для энергоблоков с быстрыми реакторами) и рас-

считанный с учетом нормированной длительности ремонтов [2] и корректирующих коэффициентов, учитывающих вероятность отказов в работе оборудования [3], $КИУМ_{ср}$ приведен в табл. 2. Отличия данных табл. 1, 2 свидетельствуют о недостаточном учете в проектных разработках реальной практики эксплуатации АЭС.

Т а б л и ц а 2. Усредненный за период ремонтного цикла $КИУМ_{ср}$ для энергоблоков различного типа с учетом действующего регламента их обслуживания и возможности отказов оборудования

АЭС	$k_{ппр}$	$(1 - k_{ппр})100\%$	$k_{нор}$	$КИУМ_{ср} = (1 - k_{ппр}) \times (1 - k_{нор})100\%$
Кольская, блок 1—4	0,173 (0,167—0,208)	82,7	0,032	80
Нововоронежская, блок 3, 4	0,209 (0,198—0,257)	79,1	0,06	74,3
5	0,229 (0,215—0,28)	77,1	0,106	68,9
Калининская, блок 1, 2	0,221 (0,215—0,27)	77,9	0,075	72
Балаковская, блок 1—4	0,245 (0,231—0,305)	75,5	0,075	69,8
Курская, блок 1—2	0,214 (0,169—0,219)	78,6	0,057	74
3—4			0,032	
Ленинградская, блок 1—4	0,217 (0,198—0,273)	78,3	0,057	73,8
3—4			0,032	
Смоленская, блок 1—3	0,217 (0,198—0,273)	78,3	0,032	75,7
Белоярская, блок 3	0,243	75,7	0,044	72,3

Примечание. В скобках указан минимальный и максимальный коэффициент в зависимости от продолжительности простоя в плановом ремонте, соответствующем действующему регламенту обслуживания [2].

Как видно из приведенных расчетных данных, даже плановый определенный строго по регламенту обслуживания АЭС различного типа среднегодовой по годам ремонтного цикла $КИУМ_{ср}$, определяемый как $(1 - k_{ппр})100\%$, ниже проектного. Если учесть и ожидаемые (вероятные) остановки для устранения причин внеплановых отказов, $КИУМ_{ср}$ будет еще ниже.

Конечно, в разные периоды времени на конкретных энергоблоках АЭС могут быть достигнуты и более высокие значения $КИУМ$, например, в год проведения предусмотренного регламентом более короткого ремонта плановый $k_{ппр}$ существенно ниже, чем в год проведения капитального ремонта (как это показано в таблице в скобках). Может не возникнуть и необходимости во внеплановом снижении мощности для устранения причин отказа оборудования. При проведении анализа результатов работы того или иного энергоблока, а тем более при сравнении достигнутых в текущем году показателей однотипных энергоблоков с этим необходимо считаться.

Следует отметить, что в 1997 г. действующий ранее регламент [4] пересмотрен в сторону увеличения продолжительности ремонта [2]. При действующем подходе к эксплуатации энергоблоков увеличение длительности ремонта — объективная мера, учитывающая последствия физического старения оборудования.

В качестве аргумента, подтверждающего зависимость недовыработки электроэнергии по причине простоя в планово-предупредительном ремонте от возраста энергоблока, могут быть приведены результаты обработки представительного (охватывающего более 140 реакторо-лет эксплуатации) банка данных об эксплуатации АЭС России и Украины с ВВЭР-1000 в период с 1989 по 2001 г. включительно. На основе данных табл. 3 получена зависимость

$$k_{\text{нпр}} = 0,321 - 0,1 \exp(-t/6) - 0,1 \exp(-t/17),$$

графически интерпретированная на рисунке.

Таблица 3. Средний коэффициент недовыработки электроэнергии вследствие простоя энергоблоков в планово-предупредительном ремонте в зависимости от года их эксплуатации

t_i	n_i	$\bar{k}_i \cdot 10^2$	$\sigma_i \cdot 10^2$
1	3	5,2	4,8
2	6	19,74	8,5
3	8	16,5	3,8
4	11	23,5	8,4
5	13	30,14	21,45
6	14	24,01	5,48
7	14	22,07	7,75
8	14	23,24	6,33
9	14	21,48	12,25
10	12	19,64	8,94
11	11	25,14	11,4
12	8	32,87	14,83
13	5	25,32	6,32
14	4	30,31	4,47
16,5	7	27,66	9,48

Примечания. t — год эксплуатации энергоблока; n — число энергоблоков, по которым имеется информация; $\bar{k}_i$ — средний коэффициент $k_{\text{нпр}}$ в рассматриваемый год эксплуатации; σ_i — дисперсия, исходя из предположения о том, что закон распределения случайных ошибок является нормальным.

Конечно, полученная зависимость отражает существующие в отечественной практике принципы регламентного обслуживания, которые со временем могут и должны быть изменены, как это сделано на АЭС промышленно развитых стран мира [1]. В то же время проектный КИУМ, который приведен в табл. 1, также рассчитывался не на технологии зарубежных АЭС.

Приведенные аргументы и данные расчетов свидетельствуют о том, что даже по чисто внутренним причинам пользоваться приведенным в табл. 1 проектным КИУМ некорректно. Для технико-экономического обоснования проектов дополнительно к изложенному необходимо учитывать еще и внешние объективно существующие причины, на него влияющие. К ним полностью или частично можно отнести, например, следующие факторы:

климатические условия, влияющие, в частности, на температуру воды, охлаждающей конденсаторы турбин;

специальные испытания для проверки опыта других станций;

требования регулирующих органов;

отказы в энергосети, на линиях электропередач;

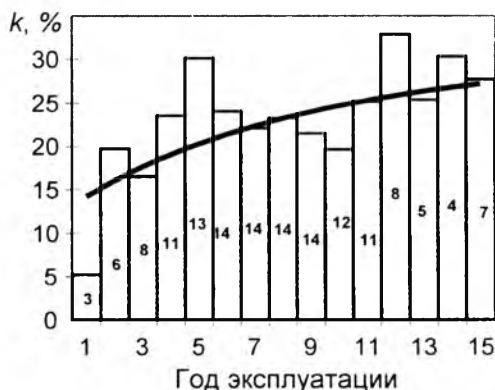
диспетчерские ограничения;

факторы экономического порядка.

Если в возникновении первых четырех из перечисленных причин невозможно установить какую-либо закономерность (даже климатические условия для конкретной станции могут меняться, отклоняясь в разные годы по-разному от среднестатистических) и их вряд ли целесообразно здесь обсуждать, то диспетчерские ограничения и факторы экономического порядка влияют и всегда будут влиять на использование установленной мощности АЭС.

Недоиспользование мощности АЭС из-за диспетчерских ограничений в последние годы неуклонно возрастало, причем эта тенденция прослеживается для АЭС, входящих в различные энергосистемы. Причины такого положения кроются, во-первых, в общем уменьшении электропотребления вследствие спада промышленного производства в стране, во-вторых, в тех структурных особенностях энергетики страны, которые приводят к столкновению интересов производителей ее «атомного» сектора и традиционного «огневого», находящегося под опекой РАО «ЕЭС России» и региональных АО-энерго. Подробно этот вопрос рассмотрен в работе [5]. К внешним причинам, влияющим на КИУМ, следует отнести и экономически привлекательный для АЭС отпуск тепла из нерегулируемых отборов турбин АЭС, и обусловленную различными причинами работу энергоблоков ВВЭР с использованием мощностного и температурного эффектов реактивности.

Таким образом, следует признать, что проектный КИУМ не корреспондируется с действующим регламентом обслуживания энергоблоков и поэтому не должен применяться в качестве эталона при контроле работы АЭС. Не может он применяться и при технико-экономическом обосновании проектов новых АЭС (определение экономической эффективности, срока окупаемости капиталовложений и другие расчеты), поскольку не отражает реальной ситуации с условиями работы АЭС России в единой энергетической системе страны.



Зависимость недовыработки электроэнергии по причине простоя в планово-предупредительном ремонте от года эксплуатации энергоблока ВВЭР-1000 (цифры на рисунке — число блоков, по которым имеется информация)

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Шестаков Ю.М. Сравнение основных технико-экономических показателей российских и зарубежных АЭС. — В сб.: Экономика атомной отрасли. М., ЦНИИатоминформ, 2001.
2. Техническое обслуживание и ремонт систем и оборудования атомных станций. Нормативная продолжительность ремонта энергоблоков АС. РД ЭО-0085-97. М., 1997.
3. Временные методические указания по расчету рабочей мощности энергоблоков атомных электростанций. РД ЭО 0077-97. М., 1997.

4. Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования атомных станций. РД 53.025.002-88. М. 1988.
5. Сигал Е.М. ФОРЭМ как фактор, влияющий на коэффициент использования установленной мощности АЭС. — Атомная энергия. 2001. т. 90. вып. 2, с. 101—106.

Поступила в Редакцию 9.12.02

УДК 621.039.58

СОБЛЮДЕНИЕ НА АЭС ПРИНЦИПА НЕЗАВИСИМОСТИ ПРИ РАБОТЕ СИСТЕМ БЕЗОПАСНОСТИ ОТ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Тарасенко В.М. (ГНТЦ ЯРБ Госатомрегулирования Украины)

За последние 20 лет требования нормативных документов верхнего уровня к независимости каналов систем аварийного охлаждения реакторных установок АЭС не менялись. Общие положения обеспечения безопасности АЭС [1—3] требовали и продолжают требовать, чтобы данные системы состояли из нескольких независимых каналов. Того же требуют сегодня и правила ядерной безопасности реакторных установок АЭС [4].

Нормы проектирования [5] в свое время предусматривали, чтобы системы аварийного охлаждения реакторных установок и другие системы безопасности АЭС работали от автономных дизель-генераторов независимо от того, подается напряжение в сеть 6 кВ АЭС от энергосистемы или нет. Регуляторы частоты (скорости) и напряжения, которыми снабжены все дизель-генераторы АЭС, должны были обеспечивать в этой ситуации необходимое качество электроэнергии, а автономность дизель-генераторов и независимость управляющих систем — независимость каналов систем аварийного охлаждения реакторных установок и систем безопасности АЭС в целом.

Вышедшие в 1990—1991 гг. нормативные документы [6—8] среднего уровня и правила проектирования [9] уже предусматривали работу систем аварийного охлаждения реакторных установок и других систем безопасности АЭС от энергосистемы до тех пор, пока в сети 6 кВ АЭС есть напряжение. Согласно этим документам электроснабжение систем безопасности АЭС от автономных дизель-генераторов должно осуществляться только в случае полного обесточивания сети 6 кВ АЭС. Однако при работе этих систем от энергосистемы не соблюдается принцип независимости, а энергосистема, особенно если она дефицитная, не может гарантировать требуемое [10] и другими стандартами качество электроэнергии. Кроме того, такая схема электроснабжения не имеет защиты от отказов по общей причине.

Основные требования к системам аварийного охлаждения реакторных установок АЭС сегодня содержатся в нормативных документах [3, 4, 6]. Требования к независимости каналов этих систем содержат только первые два из них, последние таких требований не содержат, хотя и были разработаны специально для конкретизации общих положений [3, 4]. В таблице приведены требования [3, 4] к независимости каналов систем аварийного охлаждения реакторных установок АЭС и требования [7, 8] к независимости каналов систем аварийного электроснабжения, которые являются обеспечивающими системами для указанных и остальных систем безопасности АЭС.