

В № 4(30)/2004 журнала «Арматуростроение» на странице 51 допущена опечатка.
 В третьей строке третьего столбца вместо «600 миллионов» следует читать «1600 миллионов».
 Редакция приносит извинения автору и читателям.

**В.И. Бараненко, С.Г. Олейник, О.А. Беляков, Р.С. Истомин, ФГУП «ЭНИЦ»,
 А.В. Кумов, ФГУП «ВНИИАМ»**

ОЦЕНКА РЕСУРСНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК АРМАТУРЫ ЭНЕРГБЛОКОВ АЭС С PWR, BWR, ВВЭР И РБМК

Эрозионно-коррозионный износ (ЭКИ) арматуры и трубопроводов второго контура АЭС, изготовленных из сталей перлитного класса, — наиболее распространенный механизм деградации металла.

На рисунке 1 приведена графическая зависимость среднегодового коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) в различные периоды эксплуатации, построенная с использованием данных для 254 энергоблоков АЭС, находящихся в эксплуатации по состоянию на декабрь 1986 года. Из этого графика следует, что наиболее высокого значения этот показатель достигает в период эксплуатации с 6 по 10 годы, а затем начинает уменьшаться.

На рисунке 2 приведена графическая зависимость тренда отказов оборудования энергоблоков АЭС, оказывающая определенное влияние на графическую зависимость, приведенную на рисунке 1. Из графика на рисунке 2 следует, что наибольший поток отказов элементов оборудования может иметь место после окончания проектного срока эксплуатации, когда будет выработан назначенный ресурс наиболее дорогостоящего оборудования и, возможно, потребуются его замена (например, парогенераторов на энергоблоках АЭС с PWR).

Ход графической зависимости на рисунке 2 в значительной степени зависит от условий эксплуатации оборудования энергоблока и своевременного внедрения систем контроля и мониторинга, а также замены устаревших систем управления энергоблоком.

В таблице 1 приведено распределение ресурсных характеристик оборудования 1, 2 классов безопасности по временным интервалам. Из этой

Рис. 1. Коэффициент использования мощности энергоблоков АЭС в различные годы эксплуатации и вероятность потока отказов оборудования

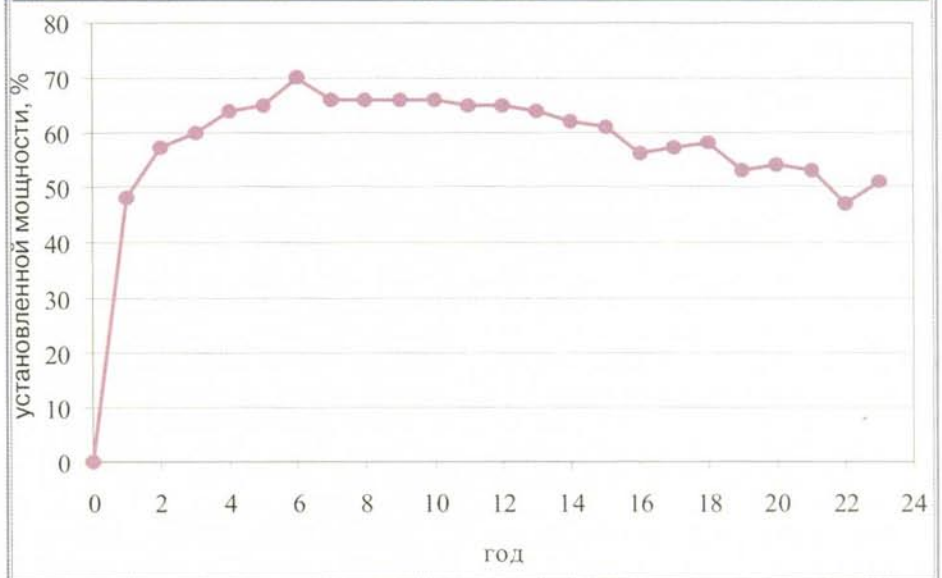


Рис. 2. Вероятность потока отказов оборудования

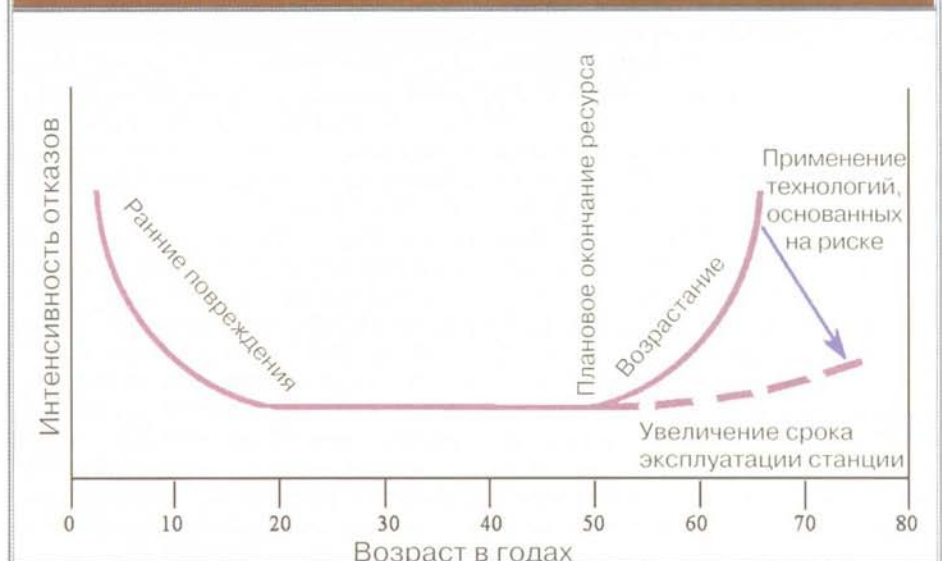


Таблица 1. Распределение ресурсных характеристик оборудования 1, 2 классов безопасности по временным интервалам

Оборудование	Временной интервал ресурсных характеристик, (лет)						
	1-5	6-10,5	11-15	16-20	21-25	26-30	Не установлен
Количество элементов и оборудования	183	6854	793	269	29	174	839
% от общей суммы	2,0	75,0	8,7	2,9	0,3	1,9	9,2

Таблица 2. Количество элементов оборудования РЦ энергоблока АЭС с ВВЭР-1000, требующих уточнения ресурсных характеристик

Наименование	Количество элементов	% от общего количества
Арматура	504	81,1
Насосы	36	5,8
Оборудование	58	9,3
Трубопроводы	23	3,7
Общая сумма	321	100,0

таблицы следует, что основная часть элементов (83,7% от общего количества) имеют назначенный ресурс 6-15 лет, 2% элементов оборудования имеют назначенный ресурс от 1 до 5 лет и от 26 до 30 лет, и примерно для 9% оборудования ресурсные характеристики требуют уточнения.

В таблице 2 приведены элементы оборудования реакторного цеха, требующие уточнения ресурсных характеристик. Из этой таблицы, во первых, следует, что основное количество элементов, требующие уточнения ресурсных характеристик (74,0% от общего количества этих элементов), относится к оборудованию реакторного цеха, во вторых, 81,2% от оборудования реакторного цеха, требующего уточнения ресурсных характеристик, составляет арматура.

Арматура на АЭС Франции. По оценке специалистов EdF на одном энергоблоке используется около 30 000 единиц арматуры, стоимость которой составляет, около 2% от стоимости энергоблока. В отдельные периоды эксплуатации эта арматура дает до 20% отказов оборудования и поглощает до 60% общих затрат на ремонт энергоблока.

Арматура на АЭС США и Франции. Специалисты из EPRI и EdF установили, что протечки через уплотнения штоков арматуры энергоблоков АЭС этих стран ответственны за 40% простоев энергоблоков и около 60% финансовых затрат (в ряде случаев до 70%) при проведении текущих ремонтов.

Арматура на АЭС Германии. На энергоблоках Германии мощностью 1300 МВт установлено более 17000 единиц арматуры, на отказы которой приходилось до 15% от общего количества отказов в период с 1975 по

1981 год и до 12% в период с 1982 по 1985 год.

В таблице 3 приведено сопоставление показателей по недовыработке электроэнергии и недоиспользованию установленной мощности на энергоблоках АЭС России и Украины с реакторными установками ВВЭР-440 и ВВЭР-1000. Из анализа этой таблицы следует, что недовыработка электроэнергии и недоиспользование КИУМ из-за отказов арматуры и трубопроводов более высокие на энергоблоках АЭС с ВВЭР-440. Это можно объяснить тем, что наработка энергоблоков с ВВЭР-440 примерно в два раза больше, чем энергоблоков с ВВЭР-1000 (по состоянию на 30.06.98 средняя наработка энергоблоков ВВЭР-440 составляет 19,3 года, а ВВЭР-1000 — 9,6 года).

В таблице 4 приведены данные о количестве отказов и недовыработке электроэнергии в период с 1993 по 1994 год на энергоблоках АЭС с ВВЭР-440, ВВЭР-1000 и РБМК-1000. Из анализа данных можно сделать следующие выводы:

- среднее количество отказов на энергоблоках с ВВЭР-440 в течение одного года составит от 1 до 3,3, что сопровождается недовыработкой электроэнергии в диапазоне от 5,7 до 21,5 млн кВт·ч;

- среднее количество отказов на энергоблоках с ВВЭР-1000 в течение одного года составляет 0,9-2,6, что сопровождается недовыработкой электроэнергии 9,8 — 87,5 млн кВт·ч;

- среднее количество отказов на энергоблоке с РБМК-1000 в течение одного года составляет 0,5-1,0, что сопровождается недовыработкой электроэнергии 0,2-12,4 млн кВт·ч.

В таблице 5 приведено количество единиц и типоразмеров тепломеха-

нического оборудования, включенного в перечни «Отраслевой программы...» для замены, модернизации и продления срока службы для блока 5 Нововоронежской АЭС и блоков 1 и 2 Калининской АЭС.

Из анализа таблицы можно сделать вывод, что количество единиц типоразмеров арматуры составляет 62,5% от общего количества, а единиц оборудования 77,2%. Как для единиц типоразмеров, так и для единиц оборудования большая часть подлежит продлению срока службы (соответственно 58,3% и 52,8%). Количество единиц арматуры, включенных в перечни, достигает 631 единиц различных типов и 105 единиц типоразмеров.

В таблице 6 указано — какая часть из 631 единиц арматуры и 105 единиц типоразмеров подлежит продлению срока службы, замене серийными изделиями и модернизации. Из анализа этой таблицы можно сделать следующие выводы:

- соотношение между количеством единиц типоразмеров и единиц арматуры, подлежащих замене серийными изделиями, модернизации и продлению срока службы на различных АЭС и разных энергоблоках одной и той же АЭС может быть различным. Так, на пятом энергоблоке НВАЭС замене подлежит 68,4%, модернизации — 30,6% и продлению — 1,0%. На первом и втором энергоблоках КЛНАЭС, наоборот, — основная масса единиц арматуры подлежит продлению срока службы (77,9% и 93,0% соответственно);

- в целом, по трем энергоблокам подлежит продлению срока службы 71,4% единиц типоразмеров и 59,9% единиц оборудования, замене соответственно 22,9% и 30,7 и модернизации 5,7% и 9,4%.

На рисунках 3-8 приведены обобщенные данные о замене, модернизации и продлении срока службы тепломеханического оборудования на разных АЭС России. На Кольской АЭС (рисунок 3) замене подлежит 123 изделия, из них насосы — 61 (50%), арматура — 22 (18%), теплообменное — 16 (13%).

Таблица 3. Сопоставление показателей по недовыработке электроэнергии и снижению величины КИУМ для основных цехов энергоблоков АЭС с ВВЭР-440 и ВВЭР-1000 (в период до декабря 1993 года)

Вид оборудования	Недовыработка электроэнергии			Уменьшение КИУМ		
	Тип РУ		(N1000) (N440)	Тип РУ		(КИУМ1000) (КИУМ440)
	ВВЭР-1000 %	ВВЭР-440 %		ВВЭР-1000 %	ВВЭР-440 %	
Оборудование РЦ (% от общей суммы)	100 (55,9)	100 (32,7)	1,00 —	100 —	100 —	1,00 —
ПГ	50,3	7,9	6,35	50,3	7,8	6,44
Трубопроводы	1,2	20,7	0,06	1,1	21,1	0,05
Арматура	1,1	8,6	0,13	1,1	8,9	0,12
ИТОГО	52,6	37,2	6,54	52,5	37,8	6,61
Оборудование ТЦ (% от общей суммы)	100 (20,5)	100 (23,1)	1,00 —	100 —	100 —	1,00 —
ПВД	11,1	21,8	0,51	10,6	22,2	0,48
Трубопроводы	15,2	25,4	0,60	14,7	25,4	0,56
Арматура	4,8	12,6	0,38	4,7	12,7	0,37
ИТОГО	31,1	59,8	1,49	30,0	60,3	1,41
Оборудование ЭЦ (% от общей суммы)	100 (18,2)	100 (33,7)	1,00 —	100 —	100 —	100 —
Оборудование ХЦ (% от общей суммы)	100 (2,0)	100 (9,6)	1,00 —	100 —	100 —	100 —
Ложное срабатывание (% от общей суммы)	100 (3,4)	100(0,9)	1,00 —	100 —	100 —	100 —

Таблица 4. Количество отказов и недовыработка электроэнергии на энергоблоках с ВВЭР и РБМК России и Украины в 1993 и 1994 годах по причине отказа арматуры

Страна	Обозначение	Годы	ВВЭР-440			ВВЭР-1000			РБМК		
			Кол-во блоков	пот	DNмлн кВт. ч	Кол-во блоков	пот	DNмлн кВт. ч	Кол-во блоков	пот	DNмлн кВт. ч
Россия	Суммарное	1993	6	16	128,9	6	11	186,9	6	5	61,7
		1994	6	20	85,0	7	6	68,4	6	3	1,2
	Для одного блока	1993	1	2,7	21,5	1	1,8	37,2	1	0,8	10,3
		1994	1	3,3	14,2	1	0,9	9,8	1	0,5	0,2
Средние значения за два года для одного блока			1	3,0	17,8	1	1,4	21,3	1	0,7	5,2
Украина	Суммарное	1993	2	4	11,4	10	16	274,3	3	3	37,2
		1994	2	1	-	10	26	875,0	3	3	71,8
	Для одного блока	1993	1	1	5,7	1	1,6	27,4	1	1	12,4
		1994	1	1	-	1	2,6	87,5	1	1	3,4
Средние значения за два года для одного блока			1	1,2	1,1	1	2,1	57,5	1	1	18,2

Таблица 5. Количество единиц и типоразмеров тепломеханического оборудования, включенного в перечни «Отраслевой программы...» для замены, модернизации и продления срока службы для блока 5 НВАЭС и блоков 1 и 2 КЛНАЭС

Наименование оборудования	Единиц типоразмеров		Единиц оборудования		
	количество	% от общей суммы	количество	% от общей суммы	
Теплообменное оборудование	7	4,2	17	2,1	
Насосное оборудование	26	15,5	87	10,7	
Арматура	105	62,5	631	77,2	
Компрессоры, холодильное оборудование	8	4,8	27	3,3	
Фильтры	9	5,3	25	3,1	
Дизели	2	1,2	2	0,2	
Сосуды и баки	2	1,2	5	0,6	
Вентиляторы	9	5,3	23	2,8	
Количество оборудования, подлежащего замене, модернизации, продлению срока службы	Замена серийн.	60	35,7	318	38,9
	Модернизация	10	6,0	68	8,3
	Продление срока службы	98	57,3	431	52,8
Общая сумма	168	100	817	100	

Таблица 6. Количество единиц арматуры для замены серийными изделиями, модернизации и продления срока службы на АЭС с ВВЭР-1000

Наименование оборудования	Характер продления	Наименование АЭС, номер блока									
		НВАЭС, 5		КАЭС, 1		КАЭС, 2		Сумма			
		Кол-во типоразмеров	Кол-во единиц оборудования	Кол-во типоразмеров	Кол-во единиц оборудования	Кол-во типоразмеров	Кол-во единиц оборудования	Кол-во типоразмеров		Кол-во единиц оборудования	
								единиц	%	единиц	%
Арматура АЭС	Замена серийными изделиями	13	132	9	46	2	16	24	22,9	194	30,7
	Модернизация	6	59	—	—	—	—	6	5,7	59	9,4
	Продление срока службы	1	2	31	162	43	214	75	71,4	378	59,9
	Сумма	20	193	44	208	45	230	105	100	631	100

Рис. 3. Данные о замене, модернизации и продлении срока службы тепломеханического оборудования на Кольской АЭС

КоАЭС. Замена серийными изделиями



КоАЭС. Модернизация или замена новыми разработками



Рис. 4. Данные о замене, модернизации и продлении срока службы тепломеханического оборудования на Калининской АЭС

КАЭС. Замена серийными изделиями



КАЭС. Модернизация или замена разработками

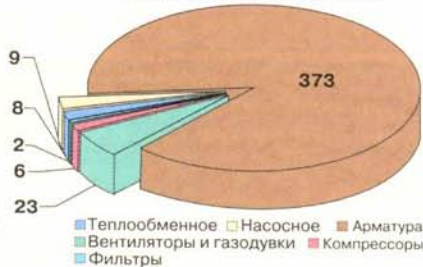
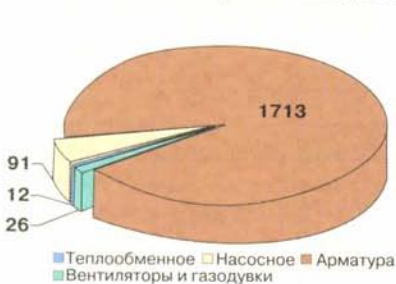


Рис. 5. Данные о замене, модернизации и продлении срока службы тепломеханического оборудования на Смоленской АЭС

СмАЭС. Замена серийными изделиями



СмАЭС. Модернизация или замена разработками



На КЛНАЭС (рис. 4) замене подлежат 131 изделие; из них наибольший вклад приходится на арматуру — 62 (47%), насосы — 48 (36,6%), на остальное — 21 (5%). Продлению срока службы на КЛНАЭС подлежит 421 изделие, из них арматура 373 (90%), вентиляторы и газодувки — 23 (5%), на остальное приходится — 25 (7%).

На рисунке 5 приведены данные о замене, модернизации и продлении срока службы оборудования на Смоленской АЭС. Замена подлежит 1842 изделия: из них на арматуру приходится 1713 (93%); модернизации — 9 изделий (все связаны с теплообменным оборудованием); продлению срока службы — 339 изделий, в том числе вентиляторы и газодувки — 102 (30%), насосы — 82 (24,1%), теплообменники — 77 (22,7%), компрессоры — 19 (5,6%), арматура — 12 (3,5%).

На энергоблоках 3 и 4 Нововоронежской АЭС (рис. 6) замене подлежат 343 изделия, в том числе арматура — 264 (77,2%), насосы — 64 (15,2); модернизации или замене новыми разработками подлежат всего 129 изделий; из них арматура — 116 (90%) и остальное 10%.

На рисунке 7 приведены данные о замене, модернизации и продлении срока службы оборудования на Курской АЭС. Замена подлежит 47 изделий из, из них арматура — 23 (49%), насосы — 8 (17%), теплообменники — 8 (17%), турбина и её узлы — 8 (17%). Продлению срока службы подлежит 161 изделие, из них арматура — 94 (58,4%); насосы — 39 (24%); теплообменное — 25 (15,6%), компрессоры — 3 (2%).

На рисунке 8 приведены данные о замене и модернизации оборудования на Билибинской АЭС. Замена подлежит 232 изделия, в том числе:

Таблица 6. Количество единиц арматуры для замены серийными изделиями, модернизации и продления срока службы на АЭС с ВВЭР-1000

Наименование оборудования	Характер продления	Наименование АЭС, номер блока									
		НВАЭС, 5		КАЭС, 1		КАЭС, 2		Сумма			
		Кол-во типоразмеров	Кол-во единиц оборудования	Кол-во типоразмеров	Кол-во единиц оборудования	Кол-во типоразмеров	Кол-во единиц оборудования	Кол-во типоразмеров		Кол-во единиц оборудования	
								единиц	%	единиц	%
Арматура АЭС	Замена серийными изделиями	13	132	9	46	2	16	24	22,9	194	30,7
	Модернизация	6	59	—	—	—	—	6	5,7	59	9,4
	Продление срока службы	1	2	31	162	43	214	75	71,4	378	59,9
	Сумма	20	193	44	208	45	230	105	100	631	100

Рис. 3. Данные о замене, модернизации и продлении срока службы тепломеханического оборудования на Кольской АЭС



Рис. 4. Данные о замене, модернизации и продлении срока службы тепломеханического оборудования на Калининской АЭС

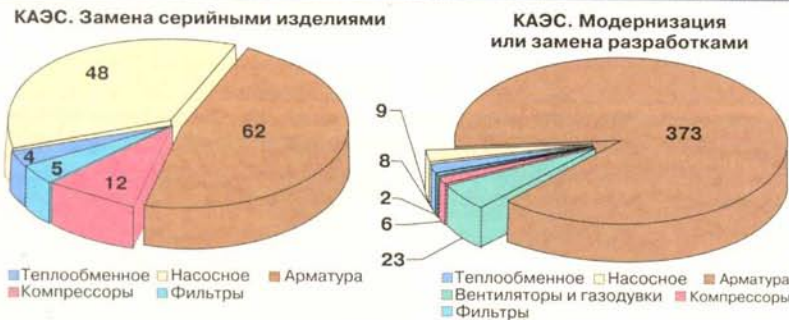


Рис. 5. Данные о замене, модернизации и продлении срока службы тепломеханического оборудования на Смоленской АЭС



На КЛНАЭС (рис. 4) замене подлежат 131 изделие; из них наибольший вклад приходится на арматуру — 62 (47%), насосы — 48 (36,6%), на остальное — 21 (5%). Продлению срока службы на КЛНАЭС подлежит 421 изделие, из них арматура 373 (90%), вентиляторы и газодувки — 23 (5%), на остальное приходится — 25 (7%).

На рисунке 5 приведены данные о замене, модернизации и продлении срока службы оборудования на Смоленской АЭС. Замене подлежит 1842 изделия: из них на арматуру приходится 1713 (93%); модернизации — 9 изделий (все связаны с теплообменным оборудованием); продлению срока службы — 339 изделий, в том числе вентиляторы и газодувки — 102 (30%), насосы — 82 (24,1%), теплообменники — 77 (22,7%), компрессоры — 19 (5,6%), арматура — 12 (3,5%).

На энергоблоках 3 и 4 Нововоронежской АЭС (рис. 6) замене подлежат 343 изделия, в том числе арматура — 264 (77,2%), насосы — 64 (15,2); модернизации или замене новыми разработками подлежат всего 129 изделий; из них арматура — 116 (90%) и остальное 10%.

На рисунке 7 приведены данные о замене, модернизации и продлении срока службы оборудования на Курской АЭС. Замене подлежит 47 изделий из, из них арматура — 23 (49%), насосы — 8 (17%), теплообменники — 8 (17%), турбина и её узлы — 8 (17%). Продлению срока службы подлежит 161 изделие, из них арматура — 94 (58,4%); насосы — 39 (24%); теплообменное — 25 (15,6%), компрессоры — 3 (2%).

На рисунке 8 приведены данные о замене и модернизации оборудования на Билибинской АЭС. Замене подлежит 232 изделия, в том числе:

Рис. 6. Данные о замене, модернизации и продлении срока службы тепломеханического оборудования на Нововоронежской АЭС

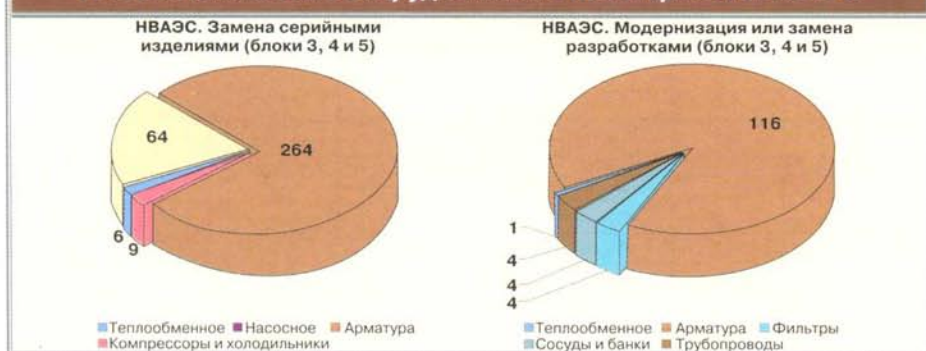


Рис. 8. Данные о замене, модернизации и продлении срока службы тепломеханического оборудования на Билибинской АЭС



Рис. 7. Данные о замене, модернизации и продлении срока службы тепломеханического оборудования на Курской АЭС



арматура — 212 (91,4%), насосы — 20 (8,6%).

В таблице 7 для 631 единицы арматуры приведено распределение между различными типами. Из анализа этой таблицы можно сделать следующие выводы:

- наибольшее количество единиц арматуры, подлежащее продлению

срока службы, приходится на вентили запорные (25,1% от общего количества единиц оборудования, подлежащего продлению срока службы), на втором месте находятся клапаны запорно-отсечные быстродействующие (23,3%) и на третьем — задвижки запорные (13,4%), то есть — на указанные три типа арматуры приходится 67,5%;

- наибольшее количество единиц арматуры, подлежащее замене, приходится на быстродействующие отсечные клапаны с пневмоприводом (29,4%), на втором месте находятся клапаны отсечные (24,7%) и на третьем — задвижки запорные (13,4%), то есть на указанные три типа арматуры приходится 67,5% от общего количества, подлежащего замене;

- наибольшее количество единиц арматуры, подлежащие модернизации приходится на задвижки запорные (62,7%), на втором месте находятся клапаны предохранительные или импульсные (23,7%) и на третьем — клапаны запорно-дроссельные (8,5%), то есть на указанные три типа арматуры приходится 94,9% от общего количества, подлежащего модернизации;

- наибольшее количество единиц арматуры, подлежащие продле-

Таблица 7. Продление срока службы, модернизация или замена арматуры на блоке 5 НВАЭС и блоках 1 и 2 КАЭС

Наименование арматуры	Вид управления ресурсом			Сумма	
	продление срока службы	замена	модернизация	единиц	%
Регулирующие клапаны	10	7	—	17	2,7
Клапаны предохранительные	8	12	3	23	3,6
Задвижки запорные	83	26	37	146	23,1
Клапаны запорно-отсечные быстродействующие	88	—	—	88	13,9
Вентили запорные	95	22	—	117	18,5
Вентили регулирующие	4	—	—	4	0,7
Быстродействующие отсечные клапаны с пневмоприводом	26	57	—	83	13,2
Клапаны обратные	61	16	—	77	12,2
Клапаны отсечные	1	48	—	49	7,8
Главные запорные задвижки	2	—	—	2	0,3
Клапаны предохранительные или импульсные	—	1	14	15	2,4
Клапаны запорные дроссельные	—	5	5	10	1,6
Сумма	378	194	59	631	100
% от общей суммы	59,9	30,7	9,4	100	—

Таблица 8. Перечень тепломеханического оборудования по реакторному и турбинному цехам, описанный БД АСУ-Ремонт 1, 2, 3, 4 энергоблоков АЭС с ВВЭР-1000

Группа	Обозначение	Блок 1		Блок 2		Блок 3		Блок 4		Сумма
		РЦ	ТЦ	РЦ	ТЦ	РЦ	ТЦ	РЦ	ТЦ	
Баки, емкости, сосуды	п	161	50	167	50	173	50	169	48	868
	%	6,8	4,0	6,5	3,6	30,6	3,7	20,2	4,2	7,6
Насосы	п,	110	179	95	172	138	172	112	171	1149
	%	4,6	14,0	3,7	12,5	24,4	12,9	13,4	15,0	10,0
Теплообменники	п,	84	56	90	53	109	60	88	55	569
	%	3,6	4,4	3,5	3,8	19,3	4,5	10,5	4,8	5,2
Фильтры	п,	63	52	54	55	70	55	69	55	474
	%	2,7	4,1	2,1	4,0	12,4	4,2	8,2	4,8	4,1
Арматура	п,	1957	939	2164	1050	75	997	400	812	8393
	%	82,3	73,5	84,2	76,1	13,3	74,7	47,7	71,2	73,1
Сумма по цехам	п,	2376	1276	2570	1380	565	1334	838	1141	11479
	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Сумма по блоку	п	3651		3950		1899		1979		11479

Таблица 9. Перечень групп арматуры с зарегистрированными отказами

Наименование арматуры	Количество систем с зарегистрированными отказами	% от общего количества
КЛАПАНЫ		
Регулирующие	13	10,9
Обратные	12	10,0
Предохранительные	10	8,3
Быстродействующие запорные отсечные	5	4,2
Отсечные	3	2,5
Запорно-дрессельные	3	2,5
Запорно-регулирующие	1	0,8
ИТОГО	47	39,2
ЗАДВИЖКИ	34	28,3
ВЕНТИЛИ	21	17,5
АРМАТУРА С ПНЕВМОПРИВОДОМ	15	12,5
ЗАТВОРЫ	3	2,5
ОБЩАЯ СУММА	120	100

нию срока службы, замене и модернизации приходится на задвижки запорные (23,1%), на втором месте находятся вентили запорные (18,5%) и на третьем — клапаны запорно-отсечные быстродействующие (13,9%), то есть на указанные три типа арматуры приходится 55,5% от общего количества.

В таблице 8 приведен перечень тепломеханического оборудования по реакторному и турбинному цехам (РЦ и ТЦ) АЭС с реакторными установками ВВЭР-1000, описанный базой данных АСУ-Ремонт для энергоблоков 1, 2, 3, 4 одной из АЭС с ВВЭР-1000. Из анализа этой таблицы можно сделать следующие выводы:

- в РЦ-1 и РЦ-2 на арматуру приходится 82,3% и 84,2% от общего коли-

чества элементов оборудования РЦ, а в РЦ-3 и РЦ-4 13,3% и 47,7% соответственно. В турбинных цехах эта тенденция выражена менее значимо: в ТЦ-1 и ТЦ-2 в среднем на арматуру приходится 74,8% от общего количества элементов оборудования ТЦ, а ТЦ-3 и ТЦ-4 — 73,0%, то есть на 1,8% меньше.

В таблице 9 приведена таблица с перечнем групп арматуры, на которых были зафиксированы отказы при эксплуатации последней в различных системах энергоблоков АЭС. Из анализа этой таблицы можно сделать следующие выводы:

- наибольшее количество отказов в различных системах фиксируется на клапанах (39,2%). При этом на регулирующие клапаны приходится 10,9%,

на обратные клапаны 10,0% и на предохранительные — 8,3%;

- на втором месте по количеству отказов в различных системах находится задвижки (28,3%);

- на третьем месте по количеству отказов в различных системах находятся вентили (17,5%).

В таблице 10 указаны непосредственные причины отказов клапанов задвижек и вентилях, их повторяемость на различных типах арматуры и процент от общего количества. Из анализа этой таблицы можно сделать следующие выводы:

- на первом месте по частоте повторений отказов и проценту от общего количества находится нарушение герметичности и износ сальниковых уплотнений (этот вид повреждений встречается на восьми типах арматуры и составляет 27,9% от общего их количества);

- на втором месте по частоте повторений и проценту от общего количества находится потеря управления (встречается на шести типах арматуры и составляет 12,2% от общего их количества);

- на третьем месте по числу повторений находится заклинивание или тугой ход штока (встречается на четырех типах арматуры), а по проценту от общего количества — повреждение электрической части арматуры (10,4%).

В таблице 11 указаны коренные причины отказов арматуры. Из анализа этой таблицы можно сделать выводы, что наиболее распространенными коренными причинами отказов арматуры являются следующие:

- недостаток технического обслуживания и ремонта (встречается на всех 11 рассмотренных типах арматуры и составляет 32,3% от общего количества);

Таблица 10. Непосредственные и коренные причины отказов арматуры на энергоблоках АЭС с ВВЭР

Наименование непосредственных причин	Частота повтора на типах арматуры	% от общего количества
Нарушение герметичности, износ сальниковых уплотнений	8	27,9
Потеря управления	6	12,2
Заклинивание, тугой ход	4	6,3
Повреждение электрической части	3	10,4
Повреждения элементов конструкции	3	7,5
Эрозионно-коррозионный износ	2	7,2
Искривление штока. Деформация элементов конструкции	2	6,0
Непроектный регламент работы. Неустойчивая работа. Ложное срабатывание	2	2,9
Обесточивание автоматов силового питания	1	7,9
Короткое замыкание жил кабеля	1	4,4
Трещины силового происхождения в элементах сварных соединений	1	1,9
Помехи в цепях управления	1	1,1
Дефекты приводного механизма	1	1,0
Перемерзание импульсных линий	1	0,8
Отказы концевых выключателей	1	0,2
Не установленные причины	2	2,3
ИТОГО (средняя повторяемость причин)	39 (4,3)	100,0

Таблица 11. Коренные причины отказов клапанов, задвижек, вентилях на блоках АЭС с ВВЭР

Наименование коренных причин	Частота повтора на типах арматуры	% от общего количества
Недостатки технического обслуживания и ремонта	11	32,3
Недостатки конструирования	10	25,9
Недостатки в административном управлении организации или планировании	9	11,8
Недостатки наладки	5	5,0
Недостатки подготовки персонала	5	4,7
Недостатки изготовления	5	3,0
Недостатки проектирования	5	1,4
Недостатки монтажа	3	1,4
Недостатки НТД поставщика	1	1,7
Неизвестные причины	7	6,0
ИТОГО (средняя повторяемость причин)	61 (5,5)	100,0

• недостаток конструирования (встречается на 10 типах арматуры и составляет 25,9% от общего количества);

• недостаток в административном управлении, организации или планировании (встречается на 9 типах арматуры и составляет 11,8% от общего количества).

Выводы

На арматуру приходится 70 — 75% элементов тепломеханического оборудования, включенных в перечень турбинных цехов энергоблоков АЭС для замены, продления срока службы, модернизации, и до 82-84% — в аналогичные перечни реакторных цехов.

На зарубежных энергоблоках АЭС устанавливается порядка 20 000 — 30 000 единиц арматуры, стоимость которой составляет около 2% от стоимости энергоблока. Эта арматура мо-

жет быть ответственна за 20% отказов оборудования энергоблоков и поглощать до 60% общих затрат.

Из-за большего времени эксплуатации отказы арматуры на энергоблоках с ВВЭР-440 происходят чаще, чем на энергоблоках с ВВЭР-1000. Так, в 1993-1994 годах количество отказов на энергоблоках АЭС с ВВЭР-440 и ВВЭР-1000 России и Украины составило (см. таблицу 12).

За период с 1993 по 1994 год недовыработка электроэнергии и эко-

номические потери (при стоимости 1 МВт·ч — 30 долл. США) на энергоблоках АЭС с ВВЭР-440, ВВЭР-1000, РБМК-1000 России составили соответственно 532,1 млн кВт·ч и 38 091 000 долл. США. Распределение по типам реакторных установок указано в таблице 13.

Отказы клапанов (регулирующих, БЗОК, предохранительных, запорно-дроссельных, отсечных и обратных) определяются, в основном, тремя коренными причинами (см. Таблицу 14).

Таблица 12

Тип реакторной установки	Количество энергоблоков	Количество отказов	Среднее значение для одного энергоблока
ВВЭР-440	8	41	2,56
ВВЭР-1000	17	59	1,78

Таблица 13

Тип реакторной установки	Количество энергоблоков	Недовыработка	На один энергоблок млн кВт·ч/год	Млн долл. США
ВВЭР-440	8	225,3	14,1	6,759
ВВЭР-1000	17	1404,6	42,6	42,138
РБМК-1000	9	171,9	9,6	5,157
<i>ИТОГО</i>	<i>34</i>	<i>1801,8</i>	<i>26,9</i>	<i>54,054</i>

Таблица 15

Арматура	Клапаны	Вентили	Задвижки
Отказ электрического оборудования	15,6	—	—
Механические повреждения	40,1	84,0	95,5
Потеря управления	40,8	16,0	4,5
Не установленные	3,5	—	—

Непосредственными причинами отказов клапанов (регулирующих, БЗОК, запорно-дроссельных, отсечных и обратных), вентилей и задвижек являются отказы электротехнического оборудования, механические повреждения, потеря управления. Вклад этих составляющих представлен в таблице 15.

Нормативная документация по управлению сроком службы трубопроводов, изготовленных из сталей перлитного класса и подверженных ЭКИ, отсутствовала и в настоящее время находится в стадии разработки. Перечень разрабатываемых типовых программ контроля и норм включает:

Таблица 14

Недостатки конструирования	31,9 %
Недостатки ТО и Р	31,3 %
Недостатки в администрированном управлении, организации и планировании	15,4 %
ИТОГО	78,6 %

- программные средства по расчету скорости ЭКИ и величины утонения стенок трубопроводов (ПС ЭКИ-01, ЭКИ-02, ЭКИ-03, ЭКИ-04);

- нормы расчета допускаемых толщин стенок трубопроводов при наличии равномерного эрозионно-коррозионного износа и локального утонения;

- типовые программы контроля эрозионно-коррозионного износа металла трубопроводов на АЭС с ВВЭР-440, ВВЭР-1000 и РБМК-1000;

- методики определения химического состава металла трубопроводов;

- программы эксплуатационного контроля элементов трубопроводных систем, определяющие объем контроля и значения величин, используемых для расчета скорости ЭКИ.