

где

$$X = x \left[\frac{(\rho W)^2 d_T}{\rho' \sigma} \right]^{0,2}.$$

Размерности параметров зависимости соответствуют системе СИ. Средняя квадратическая погрешность составляет 4,1%.

Верхнюю ТВС с интенсификаторами теплообмена рассчитывали по зависимости, полученной на основании опытных данных по кризису теплоотдачи (МВт/м²) [2]:

$$q_{кр} = 2,23 - 2,05x.$$

Ее средняя квадратическая погрешность равна 4,43%. Результаты расчетов в виде зависимости $N_{кр} = f(G)$ приведены на рис. 5. Из него следует, что во всех режимах кассета РБМК-1500 могла с некоторой вероятностью находиться в режиме кризиса теплоотдачи. Однако, как следует из результатов экспериментов, кризиса теплоотдачи не отмечалось.

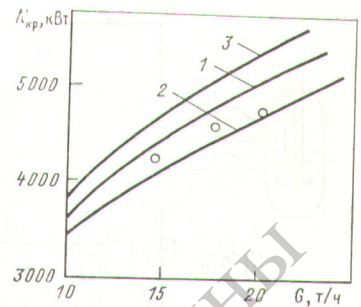
Таким образом, по результатам реакторных экспериментов с кассетами РБМК-1000 и -1500 можно сделать следующие выводы:

опытные данные подтвердили возможность использования при расчетах кассет РБМК-1500 приведенных зависимостей;

во всех исследованных режимах имелся запас до кризиса теплоотдачи, о чем свидетельствовали измерения температуры оболочек твэлов, показания системы КГО и внешний осмотр кассеты РБМК-1500 после испытаний;

при испытаниях кассеты РБМК-1000 достигнута мощность 2740 кВт при расходе теплоносителя

Рис. 5. Зависимость критической мощности от расхода теплоносителя: 1, 2, 3 — расчет математического ожидания, нижнего и верхнего предельного значения $N_{кр}$; ○ — экспериментальные данные



12,4 т/ч и массовом паросодержании на выходе 46%;

при испытаниях кассеты РБМК-1500 максимальная мощность канала составила 4720 кВт при расходе 20,5 т/ч и массовом паросодержании на выходе 49%;

предложенная методика эксперимента обеспечила необходимую точность и безопасность проведения работ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аден В. Г., Филиппов В. Н. — Вопросы атомной науки и техники. Сер. Физика и техника ядерных реакторов, 1978, вып. 1(21), ч. 1, с. 10.
2. Аден В. Г. и др. — В кн.: Труды 6-й Межд. конф. по теплообмену. Канада, Торонто, 1978, с. 41.
3. Осмачкин В. С. — В кн.: Семинар ТФ-74. Исследования критических тепловых потоков в пучках стержней в стационарных и нестационарных режимах теплообмена. М., изд-е СЭВ, 1974, с. 9.

Поступила в Редакцию 24.09.80

УДК 621.226.048.88:696.46

Маневренные АЭС с аккумуляторами тепла

БОЛДЫРЕВ В. М., ВОРОНКОВ М. Е., СИНЕВ Н. М., ЧАХОВСКИЙ В. М.

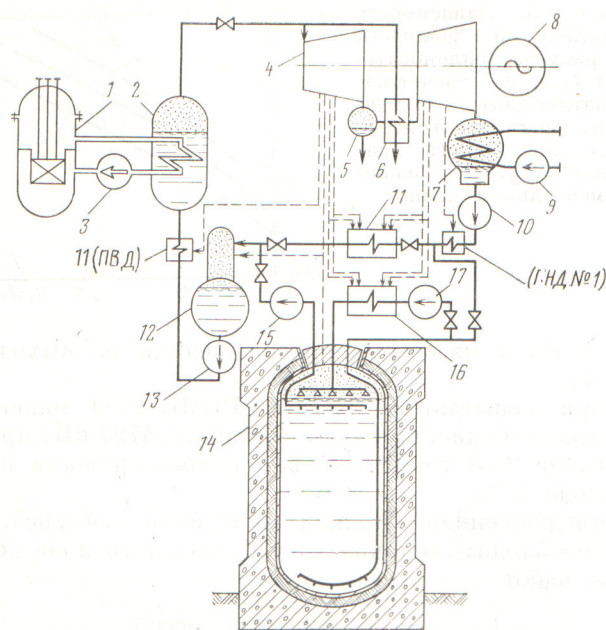
Намечаемые темпы роста ядерной энергетики выдвигают ряд вопросов, связанных с работой АЭС * в энергосистемах. Это в первую очередь проблема маневренности АЭС, возникающая в связи с необходимостью участия их в регулировании графика электрической нагрузки, что обусловлено возрастанием доли АЭС в установленной мощности энергосистем.

В настоящее время суточные графики электрической нагрузки характеризуются существенной неравномерностью (ночной провал, утренний и вечерний максимум), в наибольшей степени — для европейской части страны. При этом намечается тенденция к дальнейшему разуплотнению этих графиков. Следует отметить, что Объединенные энергетические системы (ОЭС) Северо-Запада, Цен-

тра и Юга, где намечается наибольший ввод АЭС, в настоящее время испытывают дефицит в маневренных мощностях. По мнению некоторых специалистов, базисный режим работы АЭС возможен только до 1990 г. В дальнейшем возникнет необходимость разгрузки АЭС, работающих в ОЭС Северо-Запада и Центра, во время ночного провала графика электрической нагрузки на 15—25%.

Экономичная работа АЭС в базисном режиме в настоящее время определяется структурой затрат на электроэнергию, где преобладает капитальная составляющая. Следует отметить, что использование АЭС в переменном режиме может привести не только к ухудшению их экономичности, но и к снижению надежности, обусловленному работой реакторного оборудования с переменными нагрузками. Создание специализированных АЭС потребует разработки маневренного оборудо-

* Термин АЭС обозначает атомные конденсационные и теплофикационные электростанции (АКЭС и АТЭС).



Р и с. 1. Схема АЭС с АПВ низкого давления: 1 — реактор; 2 — парогенератор; 3 — ГЦН реактора; 4 — паровая турбина; 5 — сепаратор; 6 — пароперегреватель; 7 — конденсатор; 8 — электронагреватель; 9 — циркуляционный насос системы охлаждения конденсатора; 10 — конденсатный насос; 11 — регенеративные подогреватели основного контура; 12 — деаэратор; 13 — питательный насос; 14 — АПВ; 15 — насос подачи горячей воды из АПВ в линию питательной воды; 16 — регенеративные подогреватели пикового контура; 17 — циркуляционный насос АПВ.

вания первого контура, эффективной и надежной системы регулирования, специальных топливных композиций и др. Основная трудность использования АЭС для работы в переменном режиме заключается в отсутствии специализированных, рассчитанных для таких условий эксплуатации твэлов. Применяемое в настоящее время сочетание материалов для твэлов (цирконий и таблетки из двуокиси урана, обладающей очень низкой теплопроводностью) не самое лучшее для работы АЭС в переменном режиме.

Второй проблемой, возникающей в связи с возможностью работы АЭС в переменном режиме, является нестационарное «отравление» активной зоны реактора изотопами ^{135}Xe , образующимися в результате распада ^{135}I . Это приводит к снижению реактивности активной зоны при работе реактора с переменной нагрузкой при суточном регулировании и, как следствие, к возможной остановке реактора в конце кампании.

Одним из новых направлений в решении проблемы повышения маневренности АЭС является включение в схему станции пикового контура с аккумулятором тепла (АТ) [1—5], который позволяет сохранить стабильный режим работы реакторного оборудования при работе АЭС с переменной элект-

трической нагрузкой. На таких АЭС может использоваться стандартное реакторное оборудование и применяемые в настоящее время твэлы. Принцип работы маневренной АЭС состоит в том, что в период ночного провала графика электрической нагрузки станция снижает электрическую мощность на 15—25 %, а реакторы работают с полной нагрузкой, т. е. на номинальной мощности. Избыток тепловой мощности АЭС поступает для заряда АТ. Во время утреннего и вечернего максимума аккумулированное тепло может использоваться для покрытия пиков электрической, а иногда и тепловой нагрузки. В качестве АТ рассматриваются аккумуляторы питательной и сетевой воды (АПВ и АСВ) [1—3], пароводяные аккумуляторы (ПВА) [1, 3, 5] и аккумуляторы фазового перехода (АФП) [5], использующие скрытую теплоту плавления аккумулирующих веществ, например эвтектик солей или биметаллических соединений.

Применение АТ на АЭС может обеспечить достаточно надежный резерв мощности. В первую очередь это относится к схемам, где для выработки дополнительной (пиковой) электроэнергии используется основная турбина. Эта дополнительная часть мощности турбины находится как бы в горячем резерве. В случае необходимости в горячем резерве может находиться и специальная пиковая турбина. Исследования показали, что применение АТ на АЭС целесообразнее использования их на ТЭС, так как перерасход затрат на выработку пиковой электроэнергии, обусловленный термодинамическими потерями, которые есть в большинстве схем пикового контура с АТ, на АЭС значительно меньше. Это определяется тем, что топливная составляющая затрат на электроэнергию, отпускаемую с шин АЭС, значительно меньше соответствующих затрат на ТЭС. Например, если к. п. д. пикового контура в 1,5 раза меньше к. п. д. основного контура, то связанный с этим перерасход затрат составляет 6—8 % полной стоимости пиковой электроэнергии.

Авторами настоящей статьи разработан ряд схем маневренных АЭС с АТ, часть из которых представлена в работах [2—5]. На рис. 1 приведена схема АЭС с ВВЭР-1000 и аккумулятором питательной воды низкого давления (баком-аккумулятором основного конденсата) вытеснительного типа, выполненным в виде сосуда из предварительно напряженного железобетона (ПНЖБ) *. Следует отметить, что такая схема включения АПВ применима на АЭС с реакторами различного типа. Она работает следующим образом. Во время минимума электрической нагрузки в энергосистеме холодная вода из нижней части АПВ с помощью

* Конструкция и технико-экономические показатели корпуса аккумулятора из ПНЖБ представлены в работе [2]. Следует отметить, что весьма перспективным представляется использование для корпусов АТ сталежелезобетона, а в некоторых случаях и металла.

циркуляционного насоса 17 подается на вход регенеративных подогревателей пикового контура 16. В этот момент увеличивается расход пара из отборов турбины 4, который подается теперь не только на регенеративные подогреватели питательной воды основного контура 11, но и на пиковые 16. Этот пар нагревает холодную воду, которая при температуре, близкой к температуре основного конденсата на входе в деаэратор 12, поступает в верхнюю часть АПВ. Таким образом, снижается электрическая мощность реакторов, что обеспечивает надежную работу станции во время ночного минимума электрической нагрузки в системе. Во время максимума электрической нагрузки пропуск основного конденсата турбины через регенеративные подогреватели низкого давления (ПНД) 11 (№№ 2—5) частично или полностью прекращается, что приводит к уменьшению расхода пара из регенеративных отборов и пропуску его через проточную часть турбины 4 в конденсатор 7, а следовательно, и к выработке дополнительной (пиковой) электроэнергии. В это же время горячая вода из верхней части АПВ с помощью насоса 15 подается на деаэратор 12 и далее на вход парогенератора 2 в количестве, равном снижению пропуска основного конденсата через подогреватели 11, который с выхода ПНД № 1 подается в нижнюю часть АПВ. Для образования паровой подушки, используемой в качестве компенсатора объема, и поддержания постоянного давления в АПВ, его верхняя часть подключена к одному из отборов высокого давления.

На рис. 2 представлена схема АЭС с аккумулятором питательной воды высокого давления, отличающаяся от предыдущей схемы тем, что здесь в режиме разряда АПВ дополнительно вытесняется пар регенеративных отборов на деаэратор 12 и подогреватель высокого давления (ПВД) 18. Это позволяет вырабатывать дополнительную пиковую электроэнергию, а также производить более глубокую разгрузку АЭС в режиме заряда АПВ. Однако в этом случае необходимо включение в линию питательной воды после деаэратора 12 специального питательного насоса первого подъема 13, что позволяет поддерживать давление питательной воды на выходе из ПВД и давление в АПВ на уровне не выше 2,3—2,5 МПа, в то время как в предыдущей схеме давление в АПВ не превышает 1,2—1,5 МПа.

Следует отметить, что применение АПВ вытеснительного типа связано с циклическим изменением температуры внутренней герметичной облицовки корпуса аккумулятора, а это, по мнению некоторых специалистов, может привести к снижению надежности и срока службы корпуса. Поэтому может оказаться целесообразным вариант схемы с раздельным хранением горячей и холодной воды в соответствующих изотермиче-

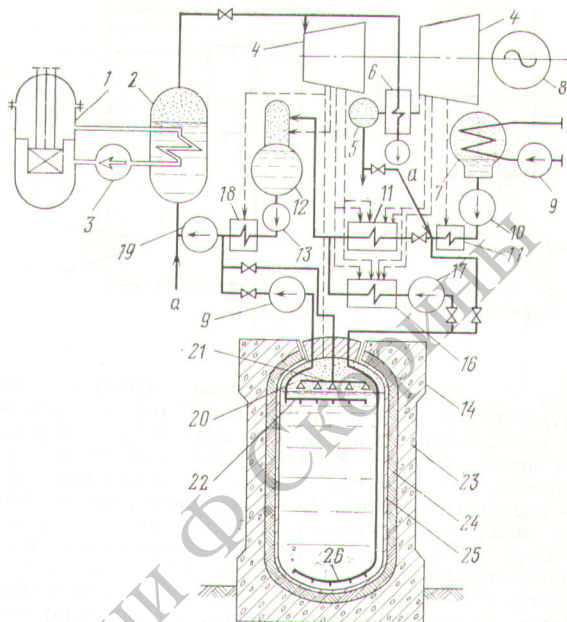


Рис. 2. Схема АЭС с АПВ высокого давления: 1—17 — см. на рис. 1; 18 — подогреватель высокого давления; 19 — питательный насос второго подъема; 20 — паровая подушка; 21, 22 — подающий и заборный коллекторы горячей воды; 23 — корпус аккумулятора из ПНЖБ; 24 — теплоизоляция; 25 — внутренний металлический корпус; 26 — коллектор холодной воды; а — от насоса подачи конденсата греющего пара из пароперегревателя в линию питательной воды

ских емкостях. Таким образом, в этом варианте системы аккумулятирования появляется новый элемент, находящийся под атмосферным давлением, — бак холодного конденсата, объем которого всего лишь на 25—35% меньше объема изотермического бака горячей (питательной) воды (АПВ), что, естественно, связано с определенными дополнительными затратами. По-видимому, раздельное хранение горячей и холодной воды более целесообразно для схемы с АПВ высокого давления, для которого характерны значительные перепады температуры при совместном хранении горячей и холодной воды.

Использование АПВ в схеме АЭС связано с некоторой перегрузкой турбины, особенно ее низкотяготенциальной части, что ограничивает выработку дополнительной (пиковой) мощности во время разрядки аккумулятора до 15—16% номинальной мощности. Поэтому, когда от АЭС требуется большая величина разгрузки и пиковой мощности, может быть использован пароводяной аккумулятор со специальной турбиной. На рис. 3 представлена схема автономного пикового контура с ПВА, аналогичная схемам, описанным в работах [1, 3]. Зарядка ПВА происходит за счет подогрева воды аккумулятора паром из основного контура АЭС. При этом вода циркулирует из нижней части ПВА через охладитель конденсата греющего пара 16

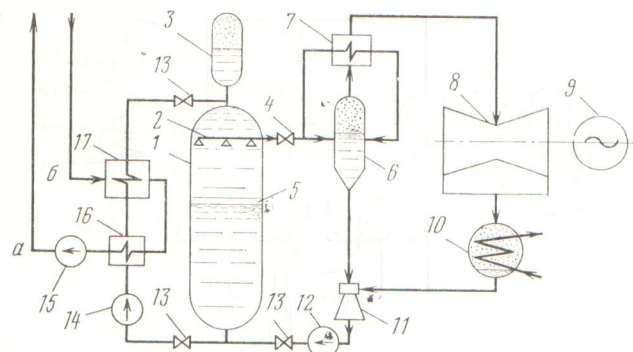


Рис. 3. Схема пикового контура с ПВА: 1 — корпус аккумулятора; 2 — заборный коллектор горячей воды; 3 — компенсатор объема; 4 — клапан; 5 — переходная зона между объемами горячей и холодной воды; 6 — расширитель; 7 — пароперегреватель; 8 — пиковая турбина; 9 — электрогенератор; 10 — конденсатор; 11 — элеватор; 12 — задвижки; 13 — циркуляционный насос; 14 — насос подачи конденсата на вход парогенератора основного контура; 15 — охладитель конденсата; 16 — пароводяной подогреватель пикового контура; 17 — острый пар от парогенератора; б — острый пар от парогенератора

и пароводяной подогреватель 17 в верхнюю часть аккумулятора. Ввиду того, что параметры воды в ПВА должны быть, как правило, выше, чем в АПВ, для зарядки ПВА наряду с паром регенеративных отборов турбины может использоваться пар от парогенераторов, как это показано на данной схеме.

Во время разрядки ПВА горячая вода из верхней части аккумулятора подается в расширитель 6, где поддерживается давление значительно более

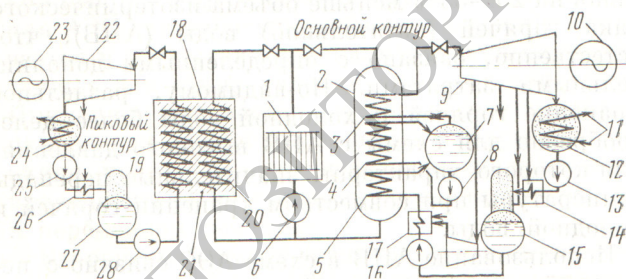


Рис. 4. Схема АЭС с АФП: 1 — высокотемпературный реактор; 2 — парогенератор; 3 — пароперегреватель; 4 — испаритель; 5 — экономайзер; 6 — газодувка; 7 — барабан-сепаратор; 8 — циркуляционный насос; 9 — паровая турбина основного контура; 10 — электрогенератор; 11 — охлаждающая вода; 12 — конденсатор; 13 — регенеративные подогреватели низкого давления; 14 — деаэратор; 15 — питательный турбо-насос; 16 — подогреватели высокого давления; 17 — АФП; 18 — пароводяная теплообменная поверхность; 19 — газодувка; 20 — аккумулярующее вещество; 21 — пиковая турбина; 22 — пиковый электрогенератор; 23 — конденсатор пиковой турбины; 24 — регенеративные подогреватели пиковой турбины; 25 — деаэратор пиковой турбины; 26 — питательный насос пиковой турбины

низкое, чем в ПВА *. Там происходит ее вскипание и частичное испарение за счет разности между теплосодержанием горячей воды, поступающей в расширитель из ПВА (i_1), и теплосодержанием насыщенной воды, соответствующим давлению в расширителе (i_2). Относительная доля насыщенного пара, образующегося в расширителе, от расхода горячей воды, подаваемой из ПВА, определяется следующим соотношением: $\alpha_{п} = \frac{i_1 - i_2}{r}$,

где r — скрытая теплота парообразования, соответствующая давлению в расширителе. Этот пар подается на пароперегреватель 7, где он перегревается горячей водой из ПВА, которая затем сливается в расширитель 6. Перегретый пар поступает на турбину 8, которая с помощью электрогенератора 9 вырабатывает пиковую электроэнергию. Конденсат отработавшего пара смешивается с насыщенной водой из расширителя 6 и под давлением питательным насосом подается в нижнюю часть ПВА. В работе [5] представлена схема, по которой вода из расширителя высокого или низкого давления подается на вход парогенератора или деаэратора основного контура. Это приводит к вытеснению пара соответствующих регенеративных отборов и выработке дополнительной электроэнергии. Таким образом, ПВА в этой схеме выполняет функцию и АПВ.

На рис. 4 в качестве примера представлена схема АЭС с АФП и пиковой паротурбинной установкой. По предварительным расчетам установлена экономическая целесообразность применения АФП именно в схемах энергоустановок с высокой температурой подвода тепла в цикле, так как аккумулярующие вещества в диапазоне высоких температур обладают приемлемыми с точки зрения аккумулярования теплофизическими свойствами. Однако для принятия решения о принципиальной возможности применения АФП в энергетике необходимо решить проблему интенсификации и стабилизации процесса теплообмена в аккумуляторе особенно во время его разрядки.

Для исследования экономической эффективности схем АЭС с АПВ, ПВА и АФП проведен их тепловой расчет, результаты которого использованы при определении удельных приведенных затрат на электроэнергию, отпускаемую с шин станции в переменном режиме:

$$z_{п.э} = \frac{\sum_{i=1}^m k_i (E_{п} + I_i)}{h_{п.э}} \cdot 100 + \frac{\eta_{о.к}}{\eta_{п.к}} z_{т} [\text{коп./кВт}\cdot\text{ч}],$$

* Расчеты показали, что с точки зрения тепловой экономичности оптимальное давление в расширителе, соответствующее максимальной выработке электроэнергии, отнесенной к объему ПВА ($I_{ПВА}$ — энергонапряженность ПВА, кВт·ч/м³), составляет 0,3—0,5 МПа.

Технико-экономические показатели блока маневренной АЭС с ВВЭР-1000, турбиной К-1000-60/3000 и аккумулятором горячей воды под давлением

Показатель	АПВ низкого давления (рис. 1)			АПВ высокого давления (рис. 2)			ПВА (рис. 3)		
Параметры горячей воды в аккумуляторе, МПа/°С	1,2/170			2,5/220			4,0/249		
Максимальная пиковая мощность, МВт (эл.)	120			179			700		
Годовое число часов использования пиковой мощности, ч/год	500	1000	1500	500	1000	1500	500	1000	1500
Максимальная суточная выработка пиковой электроэнергии, МВт·ч/сут	480	600	720	716	895	1074	2800	3500	4200
Наибольшая суточная разгрузка электрической мощности АЭС при зарядке АТ во время провала графика электрической нагрузки: МВт·ч/сут	528	660	792	788	984	1181	4592	5740	7000
%	7,5	9,4	11,3	11,2	14	16,9	66	82	100
Соотношение к.п.д. основного и пикового контура	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,65	1,65	1,65
Полезный объем аккумулятора, 10 ³ м ³	22	27,5	33	30	37,5	45	115	143,8	172,6
Внутренние размеры цилиндрического корпуса АТ, м: диаметр	20	20	20	20	20	20	20	20	20
высота	40	32	40	32	40	36	32	32	32
Число корпусов аккумулятора	2	3	3	3	3	4	12	15	18
Энергонапряженность аккумулятора, кВт·ч/м ³	21	21	21	26	26	26	23,3	23,3	23,3
Удельные капиталовложения, руб./кВт: в корпус АТ	48	62	72	60	75	80	77	96	116
в пиковый контур	89	103	113	103	115	123	141	160	180
Удельные приведенные затраты на отпуск пиковой электроэнергии с шин маневренной АЭС с АТ, коп./кВт·ч	3,6	2,19	1,69	4,05	2,39	1,79	5,13	2,85	2,1

где k_i — удельные капиталовложения в отдельные элементы пикового контура (корпус АТ, аккумулирующее вещество АФП, теплообменные поверхности, пиковую турбоустановку, трубопроводы, арматуру и др.), руб./кВт; I_i — относительные эксплуатационные издержки в долях от капиталовложений в соответствующие элементы пикового контура, 1/год; $h_{п.э}$ — годовое число часов использования пиковой мощности, ч/год; E_n — нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, 1/год; $\eta_{о.к}/\eta_{п.к}$ — отношение к. п. д. нетто основного и пикового контура, численно равное отношению суточной недовыработки электроэнергии основным контуром, связанной с разгрузкой АЭС при зарядке АТ в ночной период, т. е. во время провала графика нагрузки, к суточной выработке пиковой электроэнергии; z_t — топливная составляющая затрат на отпуск электроэнергии основным контуром, коп./кВт·ч.

В таблице приведены результаты технико-экономических расчетов схем маневренных АЭС с АПВ и ПВА. Сопоставление удельных приведенных затрат на электроэнергию, отпускаемую с шин маневренных энергоустановок различного типа

(в том числе и АЭС с АТ) позволяет сделать вывод, что применение АПВ на АЭС может обеспечить наиболее экономичную выработку пиковой электроэнергии при годовом числе часов использования 500—1500 ч/год.

Следует отметить, что наряду с АПВ перспективно использовать пароводяные аккумуляторы, расширяющие диапазон регулирования мощности АЭС, однако для первоочередного внедрения на АЭС могут быть рекомендованы схемы с АПВ как наиболее простые, надежные и экономичные.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Воронков М. Е., Саргсян Р. М., Чаховский В. М. — Атомная техника за рубежом, 1980, № 9, с. 3.
2. Кириллов А. П. и др. — Энергетическое строительство, 1980, № 2, с. 33.
3. Кириллов А. П. и др. — Энергетическое строительство, 1981, № 1, с. 2.
4. Береза Ю. С. и др. Авт. свид. № 602690. Бюл. изобрет., 1978, № 14.
5. Воронков М. Е. и др. Авт. свид. № 781373. Бюл. изобрет., 1980, № 43.

Поступила в Редакцию 24.09.80