

ПОВЫШЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ АТОМНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ НА ОСНОВЕ ВОДОРОДНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Р.З. Аминов, В.Е. Юрин

*Саратовский государственный технический университет им. Ю.А. Гагарина
Отдел энергетических проблем Саратовского научного центра РАН
410054, г. Саратов, ул. Политехническая, 77*



Предложен путь эффективного использования на атомных электростанциях водородных технологий, которые в штатном режиме дают возможность увеличить маневренность станции, а в случае полного обесточивания обеспечить электроснабжение собственных нужд АЭС. Проведена вероятностная оценка надежности системы аварийного электроснабжения АЭС в состояниях обесточивания при совместном использовании постоянно действующей дополнительной паровой турбины и каналов системы аварийного электроснабжения (САЭ) с дизель-генераторами (ДГ). Предложенная установка с дополнительной паровой турбиной позволяет использовать остаточное тепловыделение реактора для его расхолаживания в течение 72-х часов. При обесточивании станции с несколькими энергоблоками для поддержания необходимой для их расхолаживания мощности дополнительной турбины осуществляется генерация дополнительного пара путем сжигания водорода в кислороде. Показано, что вариант установки на АЭС постоянно действующей дополнительной паровой турбины небольшой мощности в сочетании с водородным комплексом позволяет повысить надежность электроснабжения собственных нужд АЭС в аварийных ситуациях с обесточиванием.

Ключевые слова: система аварийного электроснабжения, водородный цикл, камера сгорания, атомная электростанция, маневренность, безопасность, резервирование собственных нужд АЭС, полное обесточивание.

ВВЕДЕНИЕ

В мировой практике насчитывается большое число крупных системных аварий, приводящих к вынужденному останову генерирующих источников и их обесточиванию. Для атомных электростанций этот вопрос приобретает чрезвычайную актуальность в связи с необходимостью расхолаживания активной зоны реактора. По данным института «Атомэнергопроект» на примере четвертого энергоблока Балаковской АЭС показано, что наибольший вклад в вероятную частоту повреждения активной зоны вносят события с обесточиванием (51,4 %).

В настоящее время при полном обесточивании АЭС предусмотрен переход станции на аварийное расхолаживание реакторных установок с использованием питания от дизель-генераторов [1]. При этом главные циркуляционные насосы останавливаются, что

© Р.З. Аминов, В.Е. Юрин, 2015

приводит к повышению давления во втором контуре, срабатыванию быстродействующей редукционной установки с выбросами пара в атмосферу БРУ-А и предохранительных клапанов парогенераторов и, соответственно, сбросу пара в атмосферу.

Для исключения потери рабочего тела через предохранительные клапаны второго контура и во избежание связанных с этим негативных последствий желательно расхолаживать реактор в штатном режиме без включения БРУ-А, т.е. оставить в работе циркуляционный насос и сбрасывать часть несработавшего в дополнительной турбине пара через БРУ-К в конденсатор.

ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

При обесточивании одним из способов расхолаживания реактора в штатном режиме является расхолаживание реактора с питанием собственных нужд от дополнительной турбоустановки, которая работает на паре, генерируемом за счет энергии остаточного тепловыделения и энергии сжигания водорода в кислороде [2].

Для повышения эффективности постоянно действующей дополнительной турбины в работе рассмотрена схема с аккумулярованием невостребованной электроэнергии в виде водорода и кислорода в ночные внепиковые часы электрической нагрузки и использованием этой энергии для перегрева пара, поступающего на дополнительную турбину в пиковые часы. При этом дополнительная турбина и водородное хозяйство могут быть размещены за пределами площадки АЭС. Возможная схема реализации указанного способа для энергоблока влажно-паровой АЭС представлена на рис. 1.

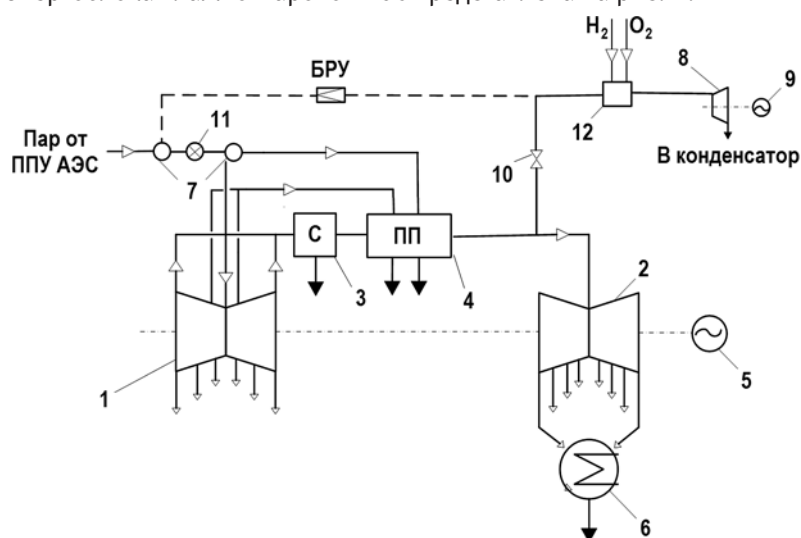


Рис. 1. Принципиальная технологическая схема обеспечения общестанционного резервирования с повышением маневренности АЭС при использовании дополнительной ПТУ: 1, 2 – цилиндры высокого и низкого давления паровой турбины соответственно; 3 – сепаратор; 4 – промежуточный паропаровой перегреватель; 5 – электрические генераторы; 6 – конденсаторы; 7 – устройство парораспределения; 8 – дополнительная паротурбинная установка; 9 – генератор дополнительной паротурбинной установки; 10 – задвижка; 11 – стопорный клапан; 12 – двухступенчатая камера сгорания с пароводяным охлаждением

Дополнительное количество пара для работы дополнительной турбоустановки может быть получено также за счет увеличения мощности реактора, при этом мощность ЦВД увеличится, а ЦНД избежит перегрузки за счет отвода части пара на дополнительную паровую турбину после промперегрева.

Дополнительная паротурбинная установка всегда находится в работе – днем она используется для выработки пиковой электроэнергии, ночью ее нагрузка снижается до минимума. В аварийной ситуации, вызванной, например, обесточиванием, на

дополнительную турбину продолжает поступать пар, генерируемый остаточным тепловыделением, по мере уменьшения которого, в случае необходимости, в камеру сгорания подаются запасенные водород и кислород и начинает впрыскиваться балластировочная вода, в результате чего образуется необходимое для поддержания мощности количество пара.

Основной составляющей тепловой мощности в любом реакторе через несколько минут после его останова в течение продолжительного времени будет происходить тепловыделение вследствие торможения бета-частиц и передачи части энергии гамма-излучения осколков деления и продуктов их распада, которое принято называть остаточным тепловыделением. Изменение мощности остаточного тепловыделения в зависимости от этих процессов для ВВЭР-1000, рассчитанное по формуле Вей-Вигнера [3], показано на рис. 2.

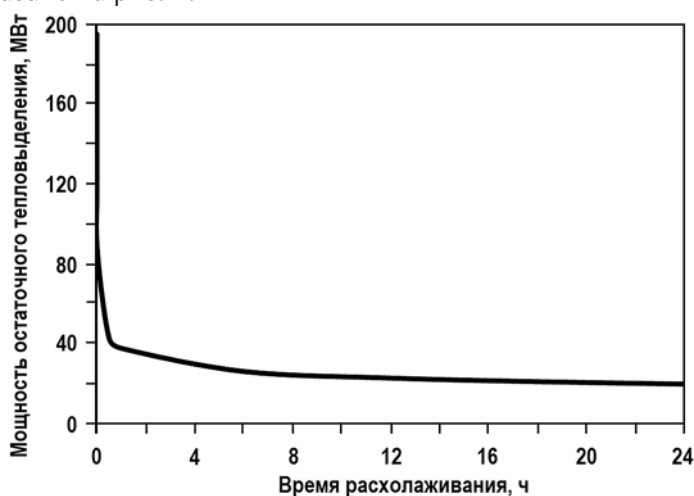


Рис. 2. График для приближенной оценки остаточного тепловыделения после останова ЯР

На первом этапе расхолаживания в первом контуре поддерживается естественная циркуляция путем отвода тепла через парогенератор (со скоростью не более 15°C в час). При этом на паровую турбину поступает из паропроизводящего устройства необходимая часть пара, генерируемого остаточными тепловыделениями активной зоны реактора. Остальной пар через БРУ-К сбрасывается в конденсатор.

Для четырех энергоблоков необходима установка, как минимум, двух паровых турбин (по одной на первый и третий или на второй и четвертый энергоблоки по очередности перезагрузки топлива). Рассмотрим наихудший вариант, когда одна из дополнительных ПТУ выведена в ремонт, а все энергоблоки находятся в работе и расхолаживание четырех энергоблоков обеспечивается за счет работы одной дополнительной турбины с использованием остаточных тепловыделений одного реактора; в остальных трех весь генерируемый пар направляется через БРУ-К в конденсатор. Давление на входе в турбину поддерживается равным штатному посредством БРУ.

Остаточного тепловыделения одного реактора ВВЭР-1000 хватает для генерации в дополнительной турбоустановке электроэнергии, необходимой для расхолаживания одного энергоблока на 72 часа. Для двух энергоблоков остаточного тепловыделения одного реактора хватает на восемь часов. Для четырех реакторов это время снижается примерно до одного часа. За этот период приводится в рабочее состояние двухступенчатая водородная камера сгорания с пароводяным охлаждением. В течение последующих двух часов водородная камера сгорания работает только на перегрев свежего пара, генерируемого в основном парогенераторе. Далее основного свежего пара перестает хватать для необходимой выработки электроэнергии, и до восьми часов с момента ава-

рии водородная камера сгорания работает на генерацию недостающего количества пара (за счет впрыска балластировочной воды в камеру сгорания) и перегрева свежего пара из основного ПГ. Начиная с восьми часов от момента аварии водородная камера сгорания работает как автономный парогенератор, а пар, генерируемый в основном парогенераторе, через БРУ-К сбрасывается в конденсатор. Спустя примерно 10 часов с момента начала аварии температура теплоносителя первого контура опускается ниже 150°C, и включается система аварийного охлаждения активной зоны низкого давления (САОЗ НД). Включаются в работу насосы САОЗ НД: аварийного расхолаживания ЦНР-800-230 и подачи технической воды ЦВА 1350-35, используемой для отвода тепла от теплообменника САОЗ. При этом аварийный питательный и циркуляционный насосы остаются в работе только на энергоблоке, на котором установлена водородная камера сгорания и дополнительная турбоустановка, на остальных они отключаются. Показатели работы основного оборудования приведены в табл. 1.

Количество водорода, необходимого для расхолаживания четырех реакторов в течение 72-х часов для принятых условий, составило 64 т.

Отдельно рассматривается работа пароводородного перегревателя с пароводяным охлаждением [4], изображенного на рис. 3. Использование системы сжигания водорода с регулированием температуры водород-кислородного пара обеспечивает эффективный пароводородный перегрев свежего пара. Это обеспечивается за счет охлаждения камеры сгорания свежим паром, что исключает потери значительного количества теплоты, необходимой для изменения фазового состояния балластировочной воды, к тому же в этом случае отсутствует образование солевых отложений в тракте камеры сгорания.

Для оценки вероятности повреждения активной зоны реактора составим граф состояний (рис. 4). Если задать значения интенсивностей отказа (1/час) ДГ, системы, канала, паротурбинной установки соответственно $\lambda_{ДГ} = 3,0 \cdot 10^{-3}$, $\lambda_c = 1,44 \cdot 10^{-5}$, $\lambda_k = 5,0 \cdot 10^{-4}$ [5], $\lambda_{ПТУ} = 8,0 \cdot 10^{-5}$ [6]; значения интенсивностей восстановления (1/час) $\mu_{ДГ} = 0,063$, $\mu_c = 0,064$, $\mu_k = 0,15$ [5], $\mu_{ПТУ} = 0,01$ [6]; вероятность запуска дизель-генератора $P_{зап} = 98\%$ (паспортные данные), то по методике оценки надежности электроснабжения собственных нужд АЭС [7] определяются итоговые интенсивности отказов базовой и предложенной авторами систем резервирования собственных нужд АЭС (табл. 2).

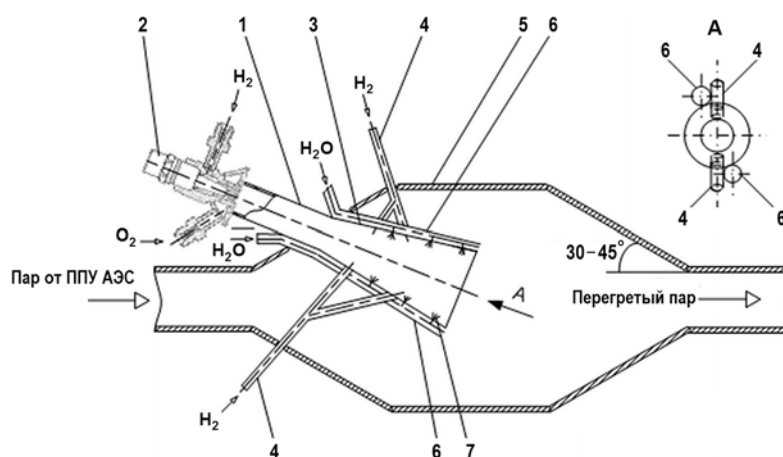


Рис.3. Двухступенчатая камера сгорания с пароводяным охлаждением: 1 – водород-кислородная камера сгорания первоначального нестехиометрического окисления; 2 – запальное устройство; 3 – дожигающая водород-кислородная камера сгорания стехиометрического окисления; 4 – подводящие магистрали подачи водорода в дожигающую водород-кислородную камеру сгорания 3; 5 – полость смешения высокотемпературного пара со свежим паром; 6 – подводящие магистрали подачи балластировочной воды к форсункам; 7 – форсунки впрыска балластировочной воды в дожигающую водород-кислородную камеру сгорания

Таблица 1
Основные показатели остаточных тепловыделений, дополнительной турбоустановки и потребителей электроэнергии при расхождении четырех энергоблоков (используются остаточные тепловыделения реактора)

Время расхоживания, T _{ср}	Мощность остаточных тепловыделений, МВт (от Н)	Суммарный расход пара, генерируемого в ПТ энергоблоков 1 – 4, кг/с	Расход пара, генерируемого в ПТ энергоблока 1, кг/с	Расход пара, идущий на ПТУ, кг/с	Внутренний относительный КПД турбины	Расход высокотемпературного пара, генерируемого в водородном ПТ, кг/с	КПД аварийного питательного насоса	Мощность аварийного питательного насоса M _{анп} , МВт	Мощность циркуляционного насоса M _{цпн} , МВт	Мощность насосов САОЗ НД _{нп} , МВт	Мощность насосов технической воды САОЗ НД _{твв} , МВт	Расход H ₂ , кг/с	Общая требуемая мощность, включая освещение и КИПА, M _{общ} , МВт
14 с	460,1	179,8	45,0	16,48	0,76	-	0,75	1,872	8,628	-	-	-	10,661
1 мин.	343,9	128,9	32,2	15,43	0,76	-	0,62	0,897	8,628	-	-	-	9,685
30 мин.	174,2	65,2	16,3	15,04	0,76	-	0,45	0,548	8,628	-	-	-	9,336
1 ч	151,6	56,8	14,2	12,02	0,75	0,48	0,41	0,501	8,628	-	-	0,06	9,289
2 ч	132,0	49,4	12,4	11,88	0,75	0,48	0,41	0,367	8,628	-	-	0,06	9,155
4 ч	114,9	43,2	10,8	11,70	0,75	0,70	0,40	0,181	8,628	-	-	0,09	8,969
6 ч	106,0	40,1	10,0	11,66	0,74	0,90	0,40	0,094	8,628	-	-	0,11	8,882
8 ч	100,0	-	-	11,61	0,74	2,79	0,38	0,036	8,628	-	-	0,35	8,824
10 ч	95,7	-	-	6,92	0,74	1,66	0,37	0,027	2,157	1,424	0,791	0,21	4,559
12 ч	92,3	-	-	7,71	0,64	1,85	0,30	0,030	2,157	1,796	0,984	0,23	5,127
14 ч	89,5	-	-	8,48	0,65	2,04	0,31	0,032	2,157	2,168	1,162	0,26	5,694
16 ч	87,1	-	-	8,68	0,66	2,09	0,32	0,032	2,157	2,323	1,177	0,26	5,849
18 ч	85,1	-	-	8,68	0,66	2,09	0,32	0,032	2,157	2,323	1,177	0,26	5,849
20 ч	83,3	-	-	8,68	0,66	2,09	0,32	0,032	2,157	2,323	1,177	0,26	5,849
22 ч	81,7	-	-	8,68	0,66	2,09	0,32	0,032	2,157	2,323	1,177	0,26	5,849
24 ч	80,3	-	-	8,68	0,66	2,09	0,32	0,032	2,157	2,323	1,177	0,26	5,849
36 ч	74,1	-	-	8,68	0,66	2,09	0,32	0,032	2,157	2,323	1,177	0,26	5,849
48 ч	69,9	-	-	8,68	0,66	2,09	0,32	0,032	2,157	2,323	1,177	0,26	5,849
72 ч	64,5	-	-	8,68	0,66	2,09	0,32	0,032	2,157	2,323	1,177	0,26	5,849

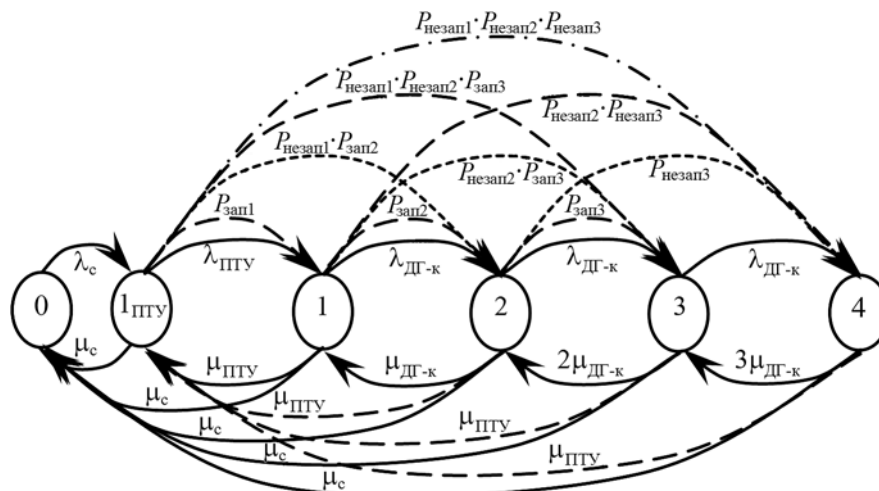


Рис. 4. Граф состояний для системы резервирования СН АЭС с тремя каналами САЭ с ДГ и ПТУ: 0 – отсутствие нарушений связи с системой; 1_{ПТУ} – потеря внешних источников электроэнергии, выполнение функций ПТУ; 1 – отказ ПТУ, выполнение функций одним из трех каналов САЭ с ДГ; 2 – отказ первого канала, выполнение функций вторым каналом САЭ с ДГ; 3 – отказ второго канала, выполнение функций третьим каналом САЭ с ДГ; 4 – отказ всех резервных каналов с потерей электроснабжения

Таблица 2

Результаты расчетов вероятностного анализа систем резервирования собственных нужд одного энергоблока АЭС на случай полного обесточивания

Система резервирования собственных нужд АЭС	Итоговая интенсивность отказа системы резервирования собственных нужд АЭС, 1/реакт.год
Три канала системы аварийного электроснабжения с тремя ДГ	$2,45 \cdot 10^{-4}$
Три канала системы аварийного электроснабжения с тремя ДГ + ПТУ	$6,24 \cdot 10^{-7}$

Из таблицы видно, что совместное использование постоянно действующего дополнительного источника резервной электроэнергии с трехканальной САЭ с ДГ позволяет повысить надежность электроснабжения собственных нужд АЭС почти на три порядка по сравнению с традиционным резервированием тремя каналами САЭ с ДГ.

ВЫВОДЫ

1. Предложенный вариант установки на АЭС постоянно действующей дополнительной паровой турбины небольшой мощности в сочетании с водородным комплексом позволяет повысить надежность электроснабжения собственных нужд АЭС в аварийных ситуациях с обесточиванием, увеличить маневренность энергоблоков атомной станции в штатном режиме и получить при этом дополнительную пиковую или полупиковую мощность в энергосистеме от АЭС, а также обеспечить возможность работы АЭС без снижения нагрузки в ночные часы.

2. Расхолаживание на основе дополнительной паровой турбины позволяет использовать остаточное тепловыделение реактора для выработки электроэнергии. При соответствующем подборе мощности дополнительной турбины остаточное тепловыделение одного реактора может хватить для его расхолаживания без допол-

нительного подвода энергии из вне в течение 72-х часов. Для расхолаживания четырех энергоблоков мощности остаточных тепловыделений одного реактора хватает в течение одного часа. Далее производится перегрев свежего и генерация дополнительного пара путем сжигания водорода в кислороде, что обеспечивает поддержание необходимой мощности дополнительной турбоустановки для электроснабжения собственных нужд станции.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (грант № 15-08-00063 А).

Литература

1. Кейв Л. Аварии на АЭС, связанные с прекращением подачи электроэнергии на собственные нужды. // Атомная техника за рубежом. 1991, №2. С. 31–32.
2. Аминов Р.З., Егоров А.Н., Юрин В.Е. Способ расхолаживания водоохлаждаемого реактора при полном обесточивании АЭС на основе водородного цикла. Патент РФ №2499307. Заявка от 20.06.2012, опублик. 20.11.2013. Бюл. №32.
3. Владимиров В. И. Практические задачи по эксплуатации ядерных реакторов, 4 изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1986. С. 190–194.
4. Аминов Р.З., Байрамов А.Н., Юрин В.Е. Система сжигания водорода в цикле АЭС с регулированием температуры водород-кислородного пара. Патент РФ №2488903. Заявка от 03.05.2012, опублик. 27.07.2013. Бюл. №21.
5. Аминов Р.З., Ипатов П.Л. Методические вопросы оценки безопасности АЭС при обесточивании и нарушении связей с системой. // Атомная энергия. – 2002. – Т. 92. – Вып.1. – С. 82–84.
6. Аминов Р.З. Векторная оптимизация режимов работы электростанций. – М.: Энергоатомиздат, 1994.
7. Аминов Р.З., Байрамов А.Н., Юрин В.Е. Оценка надежности электроснабжения собственных нужд АЭС. / Материалы конкурса докладов по электроэнергетической и электротехнической тематикам молодежной секции РНК СИГРЭ, Иваново, апрель 2013. – С. 67–77.

Поступила в редакцию 12.03.2014 г.

Авторы

Аминов Рашид Зарифович, директор отдела, зав. кафедрой,
профессор, доктор техн. наук
E-mail: oerpan@inbox.ru

Юрин Валерий Евгеньевич, инженер-исследователь, аспирант
E-mail: urin1990777@bk.ru

UDC 621.039:62-622

NUCLEAR POWER PLANT SAFETY IMPROVEMENT BY HYDROGEN TECHNOLOGIES

Aminov R.Z. , Yurin V.E.

Saratov State Technical University n.a. Y.A. Gagarin
Department of Energy Problems of Saratov Scientific Center of Russian
Academy of Sciences
77, Politechnicheskaya st., Saratov, 410054 Russia

ABSTRACT

An effective application of hydrogen technologies at nuclear power plants is proposed; it improves the plant maneuverability at normal operation, and secures own electricity needs in case of station black-out. Probabilistic assessment of the NPP's emergency power supply reliability is conducted, under the station blackout condition and simultaneous use of the additional, permanently operating steam turbine and emergency power supply system with diesel generators.

The proposed system with additional steam turbine can use the core residual heating for shutdown cooling for the period of 72 hours. In case of blackout at a plant with several units, the additional steam turbine's power is supported by additional steam, generated by hydrogen-oxygen combustion. It is found that the proposed scheme with a permanently-operating small-power additional steam turbine installed at NPP, in combination with the hydrogen facility, increases the emergency electric power supply reliability at station blackout accidents

Keywords: emergency electricity supply, hydrogen cycle, combustion chamber, nuclear power plant, maneuverability, safety, reserve auxiliary of NPP, nuclear emergency with blackout.

REFERENCES

1. Kejv L. Avarii na AES, svjazannye s prekrascheniem podachi elektroenergii na sobstvennye nuzhdy [Nuclear accident related to a power cut for own needs]. *Atomnaja tehnika za rubezhom*, 1991, no. 2, pp. 31-32.
2. Aminov R.Z., Egorov A.N., Yurin V.E. Sposob rasholazhivaniya vodo-ohlazhdaemogo reaktora pri polnom obestochivanii AES na osnove vodorodnogo cikla [Way to cooling down the water-cooled reactor with blackout NPP based on of the hydrogen cycle]. Patent RF №2499307, 2013 (in Russian).
3. Vladimirov V.I. Prakticheskie zadachi po ekspluatacii yadernyh reaktorov [Practical problems in the operation of nuclear reactors]. Moscow, Energoatomizdat Publ., 1986, pp. 190-194 (in Russian).
4. Aminov R.Z., Bajramov A.N., Yurin V.E. Sistema szhiganiya vodoroda v cikle AJeS s regulirovaniem temperatury vodorod-kislorodnogo para [The system of hydrogen combustion cycle NPP with temperature control of hydrogen-oxygen pair]. Patent RF №2488903, 2013 (in Russian).
5. Aminov R.Z., Ignatov V.I. Methodological questions concerning safety assessment of nuclear power plants during loss of power and disruption of communications with the system. *Atomic Energy*, 2002, v. 92, no. 1, pp. 86-89.
6. Aminov R.Z. Vektornaja optimizacija rezhimov raboty elektrostancij [Vector optimization mode power]. Moscow, Energoatomizdat Publ., 1994, 320 p. (in Russian).
7. Aminov R.Z., Yurin V.E. Ocenka nadezhnosti jelektrosnabzhenija sobstvennyh nuzhd AES [Assessment of the reliability of auxiliary power supply nuclear power plants]. Materialy konkursa dokladov po jelektroenergeticheskoj i jelektrotehnicheskoj tematikam molodezhnoj sekcii RNK SIGRE. Ivanovo, SIGRE Publ., April 2013, pp. 67-77 (in Russian).

Authors

Aminov Rashid Zarifovich, Head of Department, Head of Chair,
Professor, Dr. Sci (Engineering)

E-mail: oepran@inbox.ru

Yurin Valerij Evgen'evich, Engineer-Researcher; PhD student

E-mail: urin1990777@bk.ru