

## ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПАРОГАЗОВОЙ ТЕХНОЛОГИИ НА АЭС

**А.В. Кряжев, А.М. Антонова**

*Томский политехнический университет (ТПУ), г. Томск*



Рассмотрены различные аспекты использования парогазовой технологии на АЭС. Приводятся аргументы необходимости использования комбинированных циклов с точки зрения решения проблемы покрытия полупиковой части графика электрической нагрузки при работе АЭС в условиях изменения структуры топливного баланса энергетики. Приведены результаты расчета парогазовой установки АЭС с энергоблоком К-500-60/1500, показывающие существенное повышение эффективности комбинированной установки по сравнению с автономной работой каждой составляющей.

**Ключевые слова:** паротурбинная установка, газотурбинная установка, газопаровой перегреватель, отработавший газ, парогенератор, реакторная установка, влажнопаровая турбина, газовая турбина, парогазовая установка.

**Keywords:** steam turbine plant, gas turbine plant, steam-gas overheater, waste gas, steam generator, reactor facility, damp-steam turbine, gas turbine, combined-cycle plant.

В сфере энергосбережения определяющим является эффективное использование топливных ресурсов при производстве электроэнергии, иными словами, производство электроэнергии с максимально возможным коэффициентом полезного действия. Технология ядерных реакторов ограничивает максимальную температуру рабочего тела паротурбинной установки на уровне 275–315°C (для инновационных ВВЭР – 300–317°C), что в свою очередь ограничивает максимально возможный КПД на уровне  $\eta_z = 28\text{--}31\%$  [4]. Перегрев острого пара для ВВЭР-1000 возможен только от внешнего источника.

Структура топливного баланса тепловых электростанций РФ с преимуществом долей природного газа (более 70%) должна определять широкое использование газотурбинных и парогазовых технологий производства электрической энергии [3]. Самые современные газотурбинные установки, то при максимальной температуре рабочего тела 1400–1500°C имеют КПД брутто не более 37%, так как температура газов на выходе составляет 500 – 600°C. Наибольший КПД (до 55–57%) на сегодняшний день имеют парогазовые установки (ПГУ). Возникает идея соединить ГТУ и АЭС с ВВЭР и попытаться утилизировать тепло газов на выходе ГТУ с помощью котла-утилизатора в паровом цикле турбоустановки АЭС с ВВЭР-1000 или другой РУ с ВВЭР, при этом суммарный КПД комбинированной установки повысится до недостижимой пока для АЭС величины 40–42%.

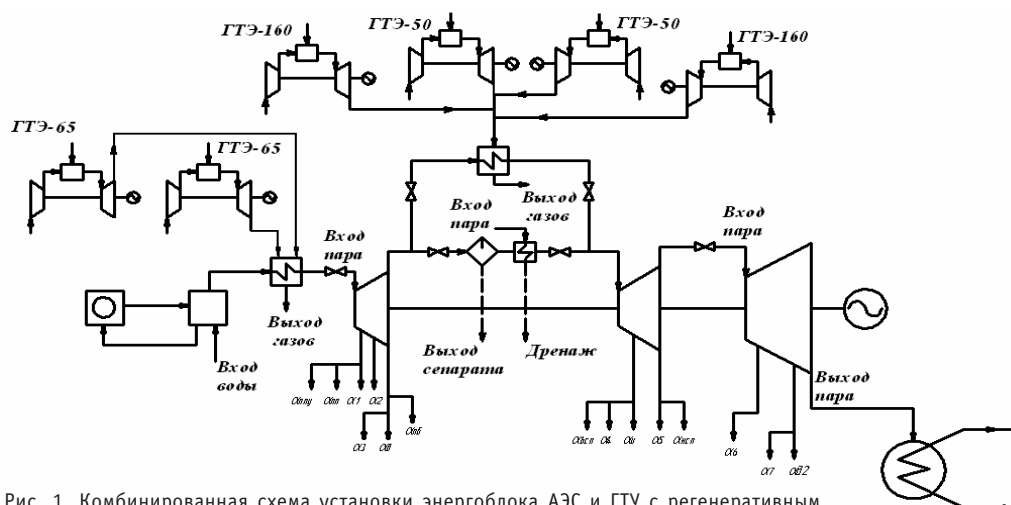


Рис. 1. Комбинированная схема установки энергоблока АЭС и ГТУ с регенеративным подогревом питательной воды

ГТУ может играть роль пуско-резервной котельной и в то же время полноценной установки отпуска электроэнергии, повышающей общий КПД АЭС. ГТУ при соответствующем исполнении может выполнить роль резервной системы электропитания для общестанционных нужд. В данной работе предложена математическая модель варианта энергоблока АЭС с турбиной К-500-60/1500 с шестью ГТУ суммарной мощностью 537,4 МВт: две ГТЭ-65, две ГТЭ-50 и две ГТЭ-160 (рис. 1). Проектные технические характеристики данных ГТУ приводятся в табл. 1.

В условиях нормальной работы обычная схема характеризуется следующими параметрами (основные параметры и результаты расчета приведены в табл. 2):

- мощность паротурбинной установки  $M_{\text{Э исх}}^{\text{ПТУ}} = 530$  МВт;
- расход пара на установку  $G_{\text{О исх}} = 861$  кг/с;
- тепловая нагрузка реакторной установки  $Q_{\text{РУ}} = 1690$ .

На линии свежего пара для его перегрева отработавшими газами установлен газопаровой перегреватель ГПП1. С учетом режимов работы влажнопаровых турбин возможный перегрев пара принимается  $\Delta t_{\text{ПЕ}} = 30^\circ\text{C}$ . В этом случае для перегрева свежего пара требуется подведенная теплота

$$\Delta Q_{\text{ПЕ}} = G_0 \cdot (h_{\text{ПЕ}} - h_0), \quad (1)$$

где  $h_{\text{ПЕ}}$  – энтальпия перегретого пара;  $h_0$  – энтальпия свежего пара при давлении  $P_0 = 6$  МПа.

Таблица 1

### Проектные технические характеристики ГТ-65 и ГТЭ-115

Характеристика	ГТУ		
	ГТЭ-50	ГТЭ-65	ГТЭ-160
Электрическая мощность, МВт	45,2	66,5	157
Электрический КПД, %	34,7	36,3	34,4
Расход газов на выходе из ГТУ, кг/с	147	192	509
Степень сжатия	13,8	16	11,1
Температура газов перед турбиной, °C	1220	1100	1200
Температура отработавших газов, °C	537	544	537

Таблица 2

**Основные параметры и результаты расчета**

Электрическая мощность обычной установки $N_{э\text{исх}}^{\text{пту}}$ , МВт	530
Расход пара на установку $G_{\text{ср}}$ , кг/с	860
Электрический КПД обычной установки $\eta_3^{\text{пту}}$ , %	31
Тепловая нагрузка реакторной установки $Q_{\text{ру}}$ , МВт	1690
Расход газов на выходе из ГПП1 $G_{\text{гпп1}}$ , кг/с	382
Перегрев свежего пара $\Delta t_{\text{пер}}$ , °С	30
Температурный напор на выходе из ГПП1 и ГПП2 $\delta t_1, \delta t_2$ , °С	20
Подведенная теплота для перегрева свежего пара $\Delta Q_{\text{пер}}$ , МВт	104
Температура уходящих газов из ГПП1 $\theta_{\text{ух}}^{\text{гпп1}}$ , °С	295,6
Подведенная теплота для осушки промежуточного пара и его перегрева $\Delta Q_{\text{спп}}$ , МВт	378
Температура уходящих газов из ГПП2 $\theta_{\text{ух}}^{\text{гпп2}}$ , °С	271
Расход газов через ГПП2 $G_{\text{гпп2}}$ , кг/с	1312
Мощность паротурбинной установки комбинированной схемы $N_3^{\text{пту}}$ , МВт	623
Прирост мощности паровой турбины $\Delta N_3$ , МВт	93
Суммарная мощность комбинированной установки составит $N_3^{\text{сум}}$ , МВт	1160,4
КПД комбинированной установки АЭС $\eta_3^{\text{комб}}$ , %	36
Прирост абсолютного электрического КПД схемы комбинированной установки в относительных единицах $\Delta \eta_3$ , %	16,1

Температурный напор на выходе из ГПП1

$$\delta t_1 = \theta_{\text{ух}}^{\text{гпп1}} - t_0, \quad (2)$$

где  $t_0 = 275,6^\circ\text{C}$  – температура пара на выходе из парогенератора.

Значение  $\delta t_1 = 20^\circ\text{C}$ , и тогда температура уходящих газов из ГПП1 составит  $\theta_{\text{ух}}^{\text{гпп1}} = 295,6^\circ\text{C}$ .

Для решения конкретной задачи из имеющейся номенклатуры необходимо выбрать подходящую ГТУ и затем оценить все показатели ПГУ АЭС. Для этого по уравнению теплового баланса для ГПП1 рассчитывается расход газов через ГПП1 (и ГТУ):

$$G_{\text{гпп1}} = \frac{\Delta Q_{\text{пе}}}{\theta_{\text{ух}}^{\text{гту1}} \cdot c_{\text{р}}^{\text{гту1}} - \theta_{\text{ух}}^{\text{гпп1}} \cdot c_{\text{р}}^{\text{гпп1}}}, \quad (3)$$

где  $c_{\text{р}}^{\text{гту1}}, c_{\text{р}}^{\text{гпп1}}$  – значения теплоемкости газов на выходе ГТЭ1 и ГПП1 соответственно. Расход составит  $G_{\text{гпп1}} = 357,4$  кг/с. Оптимальным вариантом является установка с двумя газовыми турбинами ГТ-65, которая даст расход газов через ГПП1  $G_{\text{гпп1}} = 382$  кг/с.

Наряду с обычными сепараторами и пароперегревателями в промежуточную систему турбоустановки параллельно включен газопаровой перегреватель ГПП2.

Для осушки промежуточного пара и его перегрева требуется подведенная теплота

$$\Delta Q_{\text{спп}} = G_0 \cdot (1 - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_3) \cdot (h_{\text{пп}} - h_{\text{вых}}^{\text{ЦВД}}), \quad (4)$$

где  $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$  – значения относительных потоков пара в первый, второй и третий отборы.

Температурный напор на выходе из ГПП2

$$\delta t_2 = \theta_{\text{ух}}^{\text{гпп2}} - t_{\text{пп}}, \quad (5)$$

где  $t_{\text{пп}} = 251^\circ\text{C}$  – температура пара после промежуточного перегрева.

Значение  $\delta t_2 = 20^\circ\text{C}$ , и тогда температура уходящих газов из ГПП2 составит  $\theta_{\text{ух}}^{\text{гпп2}} = 271^\circ\text{C}$ .

По уравнению теплового баланса для ГПП2 рассчитывается расход газов через ГПП2:

$$G_{\text{гпп2}} = \frac{\Delta Q_{\text{спп}}}{\theta_{\text{ух}}^{\text{гтэ2}} \cdot c_{p_{\text{ух}}}^{\text{гтэ2}} - \theta_{\text{ух}}^{\text{гпп2}} \cdot c_{p_{\text{ух}}}^{\text{гпп2}}}, \quad (6)$$

где  $c_{p_{\text{ух}}}^{\text{гтэ2}}, c_{p_{\text{ух}}}^{\text{гпп2}}$  – значения теплоемкости газов на выходе ГТЭ2 и ГПП2 соответственно. Расход составит  $G_{\text{гпп2}} = 1307$  кг/с. Для того чтобы обеспечить необходимый промежуточный перегрев пара, ГПП2 по греющей среде будет подсоединен к тракту отработавших газов газовых турбин двух установок ГТЭ-160 и двух установок ГТЭ-50, суммарный расход газов которых составит  $G_{\text{гпп2}} = 1312$  кг/с.

Для нахождения мощности паротурбинной установки воспользуемся формулой

$$N_3^{\text{пту}} = G_0 \cdot \eta_{\text{м}} \cdot \eta_{\text{г}} \cdot \sum_{i=0}^n (H_i \cdot \alpha_i), \quad (7)$$

где  $G_0 = 860$  кг/с – расход пара на турбоустановку;  $\alpha_i$  – значения относительных расходов пара в отборы;  $H_i$  – работа, совершенная этими потоками пара.

Утилизованное в котле-утилизаторе тепло даст прирост мощности паровой турбины  $\Delta N_3 = 93$  МВт. Суммарный КПД комбинированной установки АЭС будет определяться соотношением

$$\eta_3^{\text{комб}} = \frac{N_3^{\text{пту}} + \sum_{i=0}^n N_{3i}^{\text{гтэ}}}{Q_{\text{пу}} / \eta_{\text{пу}} + \sum_{i=0}^n \left( N_{3i}^{\text{гтэ}} / \eta_{3i}^{\text{гтэ}} \right)} \quad (8)$$

и составит  $\eta_3^{\text{комб}} = 36\%$ , а суммарная мощность комбинированной установки составит  $N_3^{\text{сумм}} = 1160,4$  МВт. Высокая эффективность исследуемой схемы подтверждается сравнением абсолютных электрических КПД обычной и комбинированной установок:

$$\Delta \bar{\eta}_3 = \frac{\eta_3^{\text{комб}} - \eta_3^{\text{пту}}}{\eta_3^{\text{пту}}} \cdot 100\%, \quad (9)$$

где  $\eta_3^{\text{пту}} = 31\%$  – абсолютный электрический КПД обычной схемы. Тогда прирост абсолютного электрического КПД схемы комбинированной установки составляет в относительных единицах  $\Delta \bar{\eta}_3 = 16,1\%$ . Важно отметить, что расчет проводился при выполнении условия сопоставимости вариантов, в данном случае при постоянной тепловой нагрузке реакторной установки 1690 МВт. При этом в случае комбинированной схемы получаем очень низкую конечную степень влажности пара на выходе из цилиндра низкого давления (ЦНД) – 0,1 (для обычной схемы 0,145). Как следствие, снижаются потери от влажности в ЦНД, уменьшается эрозия тур-

бинных лопаток последних ступеней ЦНД, что ведет к увеличению относительно внутреннего КПД ЦНД и повышению безопасности работы турбины в целом.

Такие газотурбинные установки АЭС при аварийных ситуациях могут служить источниками надежного аварийного снабжения собственных нужд в связи с высокой маневренностью [3]. Кроме того, мощностная энергетическая характеристика ГТУ позволяет в наиболее холодные периоды увеличивать выработку энергии на 20–30%. Это особенно важно для осенне-зимних пиков потребления электрической и тепловой энергии. Преимущества предлагаемой комбинированной установки:

- существенное повышение КПД комбинированной установки по сравнению с КПД автономной работы каждой составляющей;
- снижение эмиссии парниковых газов вследствие понижения расхода органического топлива;
- возможность участия в маневренных режимах за счет ГТУ (РУ в это время работает в базовом режиме);
- увеличение отпуска электроэнергии в период осенне-зимнего пика потребления за счет увеличения мощности ГТУ при понижении температуры окружающего воздуха;
- работа цилиндров турбин на перегретом паре (большая надежность, больший внутренний КПД турбины);
- возможность автономной работы и независимость отпуска электроэнергии в режиме автономной работы;
- поэтапность монтажных и пусковых работ (время монтажа и пуска ГТУ меньше по сравнению с АЭС, поэтому ГТУ может автономно вырабатывать электроэнергию в процессе строительства и монтажа АЭС). Существует возможность дальнейшего усовершенствования рассмотренной схемы с турбиной К-500-60/1500, например, путем дополнительного использования тепла для частичного нагрева питательной или сетевой воды.

В заключение необходимо подчеркнуть, что окончательный выбор ГТУ, а также вывод о целесообразности рассматриваемой модернизации должны быть сделаны с учетом технико-экономических расчетов и других многочисленных факторов.

Экономия приведенных затрат на выработку электроэнергии при реализации схем комбинирования может быть определена в сравнении с отдельной выработкой на однотипных энергоблоках АЭС и ГТУ. Причем следует учитывать, что ГТУ во втором случае могут располагаться близко к крупным центрам пиковых нагрузок, чем может достигаться экономия дополнительных капиталовложений в воздушные линии (ВЛ). При таком сравнении эффект от комбинированного способа производства пиковой электроэнергии будет практически пропорционален увеличению мощности турбоустановки АЭС, достигаемой в результате форсировки. Сравнимые варианты схемы комбинирования следует привести к единому эффекту, используя при отдельной работе ГТУ и АЭС для недовыработанной энергии показатель затрат на замещающей электростанции, т.е. на альтернативной пиковой энергоустановке. По разности затрат можно проводить схемную и параметрическую оптимизацию, так как эта величина при определении пиковой энергии в энергосистеме как дефицитного энергетического ресурса является однозначным критерием максимального полезного эффекта [1].

В общем виде приведенные затраты в производство пиковой энергии при комбинировании АЭС и ГТУ определяются из выражения

$$Z = B_{\Gamma} \cdot h_{\text{исп}}^{\text{пик}} \cdot C_{\Gamma} + (p_a + p_n) \cdot (N_{\text{ГТУ}} \cdot k_{\text{ГТУ}} + F_{\text{ГПП}} \cdot C_{\text{ГПП}} + 3_{\text{эл}}) + \\ + [N_{\text{баз}} - (\Delta N_{\text{АЭС}} + N_{\text{ГТУ}})] \cdot h_{\text{исп}}^{\text{пик}} \cdot 3^* \quad (10)$$

Здесь  $B_T$  – расход топлива на ГТУ в пересчете на условное топливо, т/ч;  $h_{\text{исп}}^{\text{пик}}$  – число часов использования в году пиковой мощности, ч/г;  $C_T$  – стоимость топлива для пиковой ГТУ, руб./т;  $N_{\text{ГТУ}}$  – мощность ГТУ, кВт;  $k_{\text{ГТУ}}$  – удельные капиталовложения в ГТУ, руб./кВт;  $F_{\text{ГПП}}$  – площадь поверхности теплообмена ГПП, м<sup>2</sup>;  $C_{\text{ГПП}}$  – удельные затраты в поверхность теплообмена ГПП, руб./м<sup>2</sup>;  $Z_{\text{эл}}$  – дополнительные затраты в электрическую часть, связанные с обеспечением форсировки электрогенераторов и развитием ВЛ, руб.;  $N_{\text{баз}}$  – базовое (установленное) значение пиковой мощности ГТУ и АЭС, кВт;  $\Delta N_{\text{АЭС}}$  – дополнительная форсировочная мощность АЭС, кВт;  $z^*$  – удельные приведенные затраты в замещающую пиковую электростанцию, руб./кВт·ч).

Комбинирование АЭС с постоянно действующей ГТУ позволяет не только снизить эмиссию парниковых газов и увеличить мощность энергоблоков благодаря утилизации тепла продуктов сгорания ГТУ, но и повысить надежность электроснабжения собственных нужд АЭС в аварийных ситуациях, что немаловажно. В современных условиях ограниченных инвестиций модернизация значительного числа существующих энергоблоков АЭС с помощью газотурбинных надстроек технически и экономически более предпочтительна, чем строительство новых перспективных парогазовых установок. Действующие АЭС стареют, а капиталовложения в новые станции становятся все более маловероятны. Один из способов решения данной проблемы – снижение мощности реактора. При эксплуатации реактора на пониженной мощности можно продлить срок службы АЭС на 10 лет и более, обеспечивая при этом безопасность и экономичность. Снижение мощности реактора, в частности, увеличивает срок эксплуатации корпуса реактора вследствие уменьшения потока нейтронов. Безопасность гарантируется вследствие уменьшения остаточной теплоты активной зоны и вероятности перехода проектной аварии в запроектную.

### Литература

1. Аминов Р.З., Хрусталева В.А., Духовенский А.С., Осадчий А.И. АЭС с ВВЭР: режимы, характеристики, эффективность. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 264 с.
2. Соколова И.Д., Блинова И.В. Экологические аспекты производства электроэнергии на электростанциях разного типа // Атомная техника за рубежом. – 2007. – № 3. – С. 3-16.
3. Трухний А.Д., Баринберг Г.Д., Русецкий Ю.А. Исследование целесообразности использования уходящих газов газотурбинной установки для нагрева питательной воды в паротурбинной установке с турбиной Т-110/120-12,8 // Теплоэнергетика. – 2006. – № 2. – С. 16-20.
4. Болдырев В.М., Келин Г.Е., Феоктистова Л.Ф. Применение совместной работы оборудования АЭС и ГТУ для покрытия переменной части графика нагрузки энергосистемы // Атомные электрические станции. – 1981. – № 4. – С. 33-36.
5. Цанев С.В., Буров В.Д., Ремезов А.Н. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций. – М.: МЭИ, 2002. – 584 с.

Поступила в редакцию 5.10.2009

The results of statistic analysis of the radiation monitoring data of river system pollution were produced in this work. There was short description of analyzable data and under consideration territory in it. The distribution-free statistic methods, used for comparative analysis, were described. Reasons of their selection and application peculiarities were given. Also the comparative analysis of data by traditional method of normal statistics was given in this work. Reliable decrease of  $^{90}\text{Sr}$  specific activity from object to object was determined in studied river system. This is evidence of this radionuclide transportation in the river system Tcha-Iset-Tobol-Irtysh.

#### УДК 621.039.534

*Features of Hydrodynamics and Mass Exchange of the Heat-Carrier in Alternative Fuel Assembly of VVER \ A.S. Balyberdin, S.S. Borodin, S.M. Dmitriev, A.E. Khrobostov, M.A. Legchanov, A.V. Lvov, O.Y. Novikova, D.N. Solncev, V.D. Sorokin; Editorial board of journal «Izvestia visshikh uchebnikh zavedeniy. Yademaya energetica» (Communications of Higher Schools. Nuclear Power Engineering) – Obninsk, 2010. – 7 pages, 10 illustrations. – References, 3 titles.*

The results and analysis of experimental data on investigation of the local mass-transfer and hydrodynamics of heat-transfer flow in alternative fuel assembly of reactor VVER at use of system of mixing grids «flowing along the rod lines» type are submitted.

#### УДК 621.039.56

*Research of vibrations of the main vapor conductors of the first power unit of the Volgodonsk Nuclear Power Plant \ I. Veselova, M. Okulova; Editorial board of journal «Izvestia visshikh uchebnikh zavedeniy. Yademaya energetica» (Communications of Higher Schools. Nuclear Power Engineering) – Obninsk, 2010. – 7 pages, 2 tables, 8 illustrations. – References, 6 titles.*

Authors consider a problem of operational vibrations of the main vapor conductors of power units of the Nuclear Power Plant of the unified series with PWR-1000 (Pressurized water reactor). For the first time it has arisen in the course of starting-up and adjustment works at stages development of capacity of the power unit № 1 Zaporozhye Nuclear Power Plant also it has remained actual for all subsequent blocks of this series, including for power units № 1 of Volgodonsks Nuclear Power Plant.

The fixed raised vibrations of system of vapor conductors of fresh steam led to various damages (to occurrence of fistulas, breakage of auxiliary pipelines brace of armatures, to maladjustment of trailer switches, slipping of control cargoes on pulse safety valves, etc.), and also caused repeated decrease in cyclic durability of the main steam lines and increase of probability of their fatigue failure.

By measurements it is proved, that a source of operational vibrations are pressure pulsations in steam lines which are available in each steam line. The data received by experimental on the Volgodonsks NPP, well correlate with the data received by settlement methods on the basis of inspections of pipelines of Nuclear Power Plant “Timelin”. The received experimental data have been taken as a principle the calculations executed by experts NICE «Centre Energy» and Institute of the applied mechanics of BRNO, within the limits of performance of works on decrease in level of operational vibrations of steam lines. Thus it is offered to change frequency of own fluctuations of loops of pipelines.

On the basis of the spent calculations it is offered to change geometry of two bringing pipelines to safety gates PG TX50S03 and TX50S04 as follows: to extend a pipeline shoulder to X50S03 against a stream on +1 m; to extend a pipeline shoulder to TX50S04 on a stream on +1,2m; to truncate a pipeline shoulder to TX50S04 against a stream on -1 m. The offered actions are realized on VNPP during time carrying out Starting Safety Works 2008.

Reconstruction of ring taps has led to considerable decrease in level of vibrations on drives and armature BRU-A and safety valves, that, undoubtedly, raises safety of operation of the nuclear power plant and increases a resource of work of the equipment.

#### УДК 621.311.25: 621.039

*Use Combined-Cycle Technologies on the Nuclear Power Station \ A.V. Kryajev. A.M. Antonova; Editorial board of journal «Izvestia visshikh uchebnikh zavedeniy. Yademaya energetica» (Communications of Higher*



*Schools. Nuclear Power Engineering*) – Obninsk, 2010. – 6 pages, 2 tables, 1 illustration. – References, 5 titles.

The various aspects of use combined-cycle technologies on the nuclear power station are considered. The arguments of the combined cycles use necessity from the standpoint of a covering half-peak energy parts of the schedule of electric loading problem decision are resulted at nuclear power station work in fuel structure balance of power change conditions. The results of the combined-cycle nuclear power plant calculation with power unit K-500-60/1500, efficiency the combined-cycle nuclear power plant showing essential increase in comparison with independent work of each component are resulted.

#### **УДК 621.039.56**

*Working out of Methods and Algorithms of Calculation of Dynamic Loadings on the Equipment of the Second Contour of the Atomic Power Station at Shock and Pulse Influences* \ D.V. Kuznetsov, V.M. Kormilitsyn, K.N. Proskuryakov; Editorial board of journal «Izvestia visshikh uchebnikh zavedeniy. Yadernaya energetika» (Communications of Higher Schools. Nuclear Power Engineering) – Obninsk, 2010. – 9 pages, 3 tables, 5 illustrations. – References, 4 titles.

Results of calculation of parameters of acoustic fluctuations in system of regenerative heating of low pressure of the atomic power station with reactor WWER-1000 are presented. It is shown, that the spectral structure of acoustic fluctuations depends on configuration of the equipment of the second contour, its geometrical sizes and an operation mode. Settlement estimations of frequencies of own fluctuations of pressure of a working body in the equipment of the second contour are resulted. The developed methods and algorithms of calculations are intended for revealing and prevention of conditions of occurrence of resonances of vibrations in elements of the equipment of the second contour with acoustic fluctuations in a working body, as under operating conditions, and on a design stage of the second contour of the atomic power station with WWER-1000. For the task in view decision research of dependence of a pass-band from an operation mode is carried out.

#### **УДК 621.438.082: 621.311.23**

*Theoretical Predictions of the Performance of a Helium Turbine for Nuclear Power Plants* \ I.I. Loshchakov, G.A. Romakhova, I.A. Komolov; Editorial board of journal «Izvestia visshikh uchebnikh zavedeniy. Yadernaya energetika» (Communications of Higher Schools. Nuclear Power Engineering) – Obninsk, 2010. – 9 pages, 4 tables, 5 illustrations. – References, 11 titles.

The present paper analyzes the performance of a closed helium cycle for nuclear power plants based on high-temperature gas-cooled reactors. The basic thermodynamics are related to the cycle analysis of a helium gas turbine plant. Some detailed calculations of the helium cycles are presented.

The knowledge of fluid mechanics and thermodynamics essential to the designer of the air turbine is basically similar to that required by the helium turbine designer, and these fundamentals are discussed. Theoretical aspects of flow through helium cascade have been discussed. The steps in a preliminary design of helium gas turbine are outlined in this paper. The next step in the design process is the selection of passage shape, which has the potential of achieving maximum turbine efficiency.

#### **УДК 621.039.56**

*Dose Expenditure Minimization during the NPP Equipment and Systems Maintenance and Repair* \ A.A. Naumov, O.L. Tashlykov; Editorial board of journal «Izvestia visshikh uchebnikh zavedeniy. Yadernaya energetika» (Communications of Higher Schools. Nuclear Power Engineering) – Obninsk, 2010. – 9 pages, 4 illustrations. – References, 10 titles.

It is estimated the dose expenditure change depending on the NPP operation term and the maintenance and repair contribution to the collective dose depending on the reactor type. The ways to decrease the staff irradiation during the NPP maintenance are analyzed. The optimization importance in the radioactive protection choice is shown.