

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2021-64-1-78-90>

УДК 621.039:621.311.25

Эффективность использования пускорезервной котельной для получения пиковой выработки паровой турбиной АЭС

В. А. Хрусталеv¹⁾, М. В. Гариевский²⁾

¹⁾Саратовский государственный технический университет имени Ю. А. Гагарина (Саратов, Российская Федерация),

²⁾Саратовский научный центр РАН (Саратов, Российская Федерация)

© Белорусский национальный технический университет, 2021
Belarusian National Technical University, 2021

Реферат. В статье представлена методика оценки эффективности использования потенциальной тепловой мощности пускорезервной котельной (ПРК) для повышения электрической мощности и маневренности паротурбинной установки энергоблока АЭС с водо-водяным энергетическим реактором (ВВЭР). Проведен анализ технических характеристик ПРК Балаковской АЭС (Саратовская область) и определены месторождения углеводородного сырья вблизи станции. Показано, что на АЭС с ВВЭР в России пускорезервные котельные используются в основном только до послепусковой нормальной эксплуатации, оборудование ПРК поддерживается в холодном резерве и не участвует в технологическом процессе генерации. Проанализированы результаты исследований по совершенствованию систем регулирования и управления мощностью энергоблоков, общих принципов повышения эффективности производства, передачи и распределения электрической энергии, а также вопросы привлечения потенциала энерготехнологических источников промпредприятий для обеспечения графиков нагрузки. Обоснована возможность использования энергокомплекса АЭС и ПРК как единого объекта регулирования. Применены приоритетные схемно-параметрические разработки авторов по возможности использования тепловой мощности ПРК для повышения мощности паровой турбины энергоблока АЭС с реакторной установкой ВВЭР в пиковые периоды, а также энтальпийный балансный метод расчета тепловых потоков. Рассчитаны площадь поверхности дополнительного подогревателя системы регенерации «деаэратор – подогреватели высокого давления» и его стоимость. На основе расчетов показано, что дополнительная мощность, которая может быть получена в паровой турбине АЭС 1200 МВт за счет использования в дополнительном теплообменнике теплоты модернизированной пускорезервной котельной, составляет 40,5 МВт. Укрупненно оценены дополнительные затраты на реализацию схемы утилизации теплоты ПРК при разных ценах на газовое топливо и получаемый при этом системный эффект. Расчеты показали приемлемость сроков окупаемости предложенной модернизации.

Ключевые слова: дополнительный подогреватель системы регенерации, отборный пар, питательная вода, регенерация, энтальпия, температура, регулирование частоты, системный эффект

Для цитирования: Хрусталеv, В. А. Эффективность использования пускорезервной котельной для получения пиковой выработки паровой турбиной АЭС / В. А. Хрусталеv, М. В. Гариевский // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2021. Т. 64, № 1. С. 78–90. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2021-64-1-78-90>

Адрес для переписки

Хрусталеv Владимир Александрович
Саратовский государственный технический университет имени Ю. А. Гагарина
ул. Политехническая, 77,
410054, г. Саратов, Российская Федерация
Тел.: +7 845 299-87-60
khroustalevva@mail.ru

Address for correspondence

Khrustalev Vladimir A.
Yuri Gagarin State Technical University
of Saratov
77, Polytechnicheskaya str.,
410054, Saratov, Russian Federation
Tel.: +7 845 299-87-60
khroustalevva@mail.ru

Efficiency of Using the Auxiliary Boiler for Peak Power Generation by a Steam Turbine of NPP

V. A. Khrustalev¹⁾, M. V. Garievskii²⁾

¹⁾Yuri Gagarin State Technical University of Saratov (Saratov, Russian Federation),

²⁾Saratov Scientific Center of the Russian Academy of Sciences (Saratov, Russian Federation)

Abstract. The article presents the technique of an estimation of efficiency of use of potential heat output of an auxiliary boiler (AB) to improve electric capacity and manoeuvrability of a steam turbine unit of a power unit of a nuclear power plant (NPP) equipped with a water-cooled water-moderated power reactor (WWER). An analysis of the technical characteristics of the AB of Bala-kovo NPP (of Saratov oblast) was carried out and hydrocarbon deposits near the NPP were determined. It is shown that in WWER nuclear power plants in Russia, auxiliary boilers are mainly used only until the normal operation after start-up whereas auxiliary boiler equipment is maintained in cold standby mode and does not participate in the generation process at power plants. The results of research aimed to improve the systems of regulation and power management of power units; general principles of increasing the efficiency of production, transmission and distribution of electric energy, as well as the issues of attracting the potential of energy technology sources of industrial enterprises to provide load schedules have been analyzed. The possibility of using the power complex NPP and the AB as a single object of regulation is substantiated. The authors' priority scheme-parametric developments on the possibility of using the thermal power of the auxiliary boilers to increase the power of the steam turbine of a nuclear power plant unit equipped with WWER reactors unit during peak periods, as well as the enthalpy balance method for calculating heat flows, were applied. The surface area of the additional heater of the regeneration "deaerator – high pressure heaters" system and its cost were calculated. On the basis of calculations, it was shown that the additional power that can be obtained in the steam turbine of the NPP with a capacity of 1200 MW due to the use of heat of the modernized auxiliary boiler in the additional heat exchanger is 40.5 MW. The additional costs for the implementation of the heat recovery scheme of the auxiliary boiler at different prices for gas fuel and the resulting system effect were estimated in an enlarged way. Calculations have shown the acceptability of the payback period of the proposed modernization.

Keywords: additional heater of the regeneration system, extraction steam, feed water, regeneration, enthalpy, temperature, frequency control, system effect

For citation: Khrustalev V. A., Garievskii M. V. (2021) Efficiency of Using the Auxiliary Boiler for Peak Power Generation by a Steam Turbine of NPP. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 64 (1), 78–90. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2021-64-1-78-90> (in Russian)

Введение

В условиях увеличения доли ядерной генерации в энергосистемах России важны и актуальны задачи повышения маневренности, приемистости и надежности уже работающих и проектируемых энергоблоков АЭС с ВВЭР [1–3]. В [4] отмечается, что проблема неравномерных графиков электрических нагрузок общеизвестна, является глобальной, в частности в Беларуси, во время отопительных периодов выражается вынужденным «вытеснением» эффективной теплофикационной выработки и переходом к теплоснабжению от котлов через редуционно-охладительные установки. Эта же проблема характерна и для ОЭС России, особенно там, где велика

доля ТЭЦ и АЭС. Стремление поддержать выработку АЭС только на базовом уровне, обусловленное меньшей топливной составляющей, снижает эффективность теплофикации, особенно в ночные зимние периоды при низких электрических и высоких тепловых нагрузках. В [4] предложено расширить использование потенциала теплотехнологий в генерации дешевой электроэнергии на когенерационных энерготехнологических комплексах, придавая им позитивную роль потребителей-регуляторов.

Анализу реально достигнутой эффективности систем автоматического управления мощностью энергоблоков посвящена работа белорусских ученых-энергетиков [5] в связи с ожидаемым вводом в эксплуатацию двух энергоблоков АЭС мощностью 1200 МВт. В [6] сформулированы важнейшие направления роста эффективности производства, передачи и распределения электрической энергии с учетом всего комплекса системных факторов. При этом рассматриваются не только социально-экономические показатели, но и четкость нормативно-правовой базы, системы тарифного регулирования, а также степень выполнения договорных условий по энергоснабжению с безусловным обеспечением требуемого уровня надежности энергосистемы в целом.

Вопросы повышения эффективности АЭС с ВВЭР путем создания комбинированных энергокомплексов на их основе рассматривались в [7, 8]. Одним из возможных малозатратных способов адаптации АЭС к требованиям энергосистемы и повышения системной эффективности энергоблоков является интеграция ПРК и энергоблока АЭС в составе энергокомплекса как единого объекта регулирования [9, 10]. На АЭС с ВВЭР в России пускорезервные котельные используются только до послепусковой нормальной эксплуатации, их оборудование поддерживается в холодном резерве и не участвует в технологическом процессе генерации на станциях. Таким образом, согласно нормативно-технической документации и стандартам организации проводятся проверочные регламентные растопки энергетических котлов ПРК, стационарные паровые коллекторы собственных нужд поддерживаются в горячем резерве, а также проводятся специальные химико-технологические операции по консервации тепломеханического оборудования ПРК в режиме ожидания.

Предлагаемый энергокомплекс [11, 12] позволяет получить дополнительную мощность и повысить маневренность АЭС без снижения коэффициента использования установленной мощности. Предусмотрено максимально близкое расположение дополнительного подогревателя системы регенерации (ДПСР) к деаэратору и тракту подогревателя высокого давления (ПВД), в том числе на пониженных отметках (минусовые отметки машинного зала).

Использование природного и более дешевого попутного газа в котельных агрегатах ПРК целесообразно только в пиковые часы, при этом организуется постоянный либо периодический (в зависимости от режима использования) прогрев на участках ПРК – ДПСР. Предлагаемый энергоком-

плекс, наравне с приведенным в [4] способом выравнивания графика электрических нагрузок, может быть использован как дополнительное средство обеспечения участия АЭС в противоаварийном регулировании при падении частоты в энергосистемах путем быстрых подъемов и снижений нагрузки (+2 и –8 % от номинальной мощности соответственно), что требуется по стандарту СТО 59012820.27.120.20.004–2013 «Нормы участия энергоблоков атомных электростанций в нормированном первичном регулировании частоты».

Основная часть

Пускорезервная котельная обеспечивает паром низких параметров объекты АЭС в период строительства и пуска (при проведении важнейших пусконаладочных операций – горячей обкатки реакторной установки, пробного набора вакуума в конденсаторе турбины и т. д.), причем как при первых пусках с имитаторами топлива, так и в последующие периоды планово-предупредительных ремонтов [13]. В случае подключения к ПРК турбоустановок небольшой мощности можно обеспечивать безопасную работу энергоблока при аварийных отключениях.

ПРК, расположенную в отдельно стоящем здании на территории атомной станции, предложено соединить с системой регенерации одного ближайшего к котельной энергоблока. В табл. 1 представлены характеристики котлов ГМ-50-14/250, которыми укомплектована ПРК Балаковской АЭС.

Таблица 1

Характеристики котлов ГМ-50-14/250 Балаковской АЭС
Characteristics of GM-50-14/250 boilers used at Balakovo NPP

Наименование показателя	Е-50-1.4/250ГМ (ГМ-50-14/250)
Номинальная паропроизводительность, т/ч	50
Давление перегретого пара, МПа (кгс/см ²)	1,4 (14)
Температура перегретого пара, °С	250
Температура питательной воды, °С	100
Энтальпия питательной воды при 1,4 МПа, кДж/кг	420
Топливо	Газ, мазут
Коэффициент полезного действия, %	93,0 / 91,0
Габаритные размеры котлоагрегата, длина × ширина × высота, м	18,2×11,2×14,6
Масса котла, т (в сейсмическом исполнении)	140 (164)
Тепловая мощность четырех котлов, кВт (т)	130718

Перегретый пар из котлов ПРК с температурой 250 °С имеет при давлении 14 бар температуру насыщения 197 °С, т. е. перегрев, который необходимо снимать в специальном отсеке ДПСР, составляет 53 °С.

КПД котельного агрегата на газе составляет 93 %, на мазуте – 91 %. Также может быть использован после очистки попутный газ (при наличии

рядом с АЭС месторождений), при этом его стоимость примерно на 50 % ниже, а КПД котельного агрегата не превышает 90 %. Как видно из рис. 1, такие месторождения имеются рядом с Балаковской АЭС.

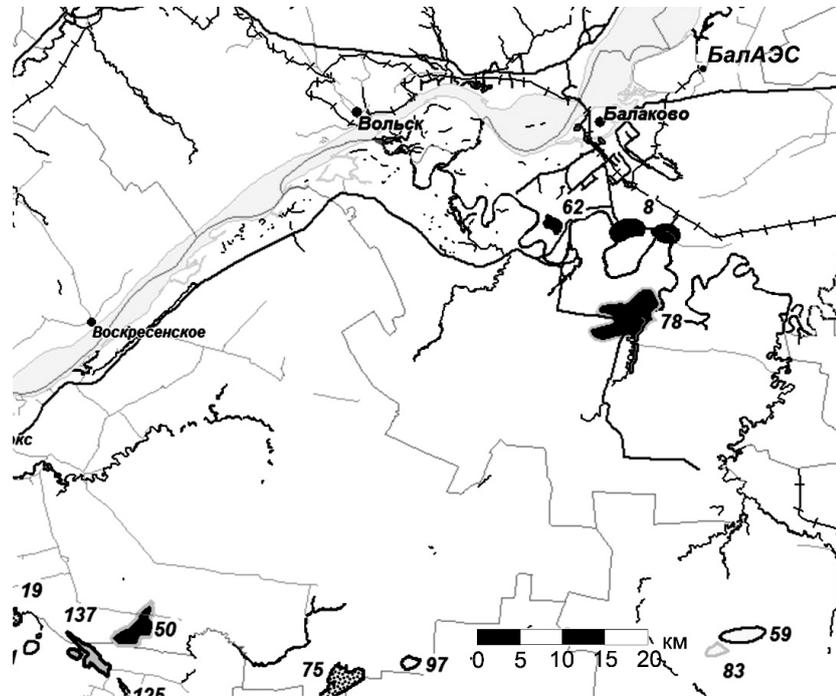


Рис. 1. Карта-схема месторождений углеводородного сырья вблизи Балаковской АЭС по состоянию на 01.01.2016 (данные Территориального фонда геологической информации по Приволжскому федеральному округу)

Fig. 1. The map of hydrocarbon deposits near Balakovo NPP as of 01.01.2016 (data from the Territorial Geological Information Fund for the Volga Federal District)

На рис. 1 показаны следующие месторождения: 8 – Балаковское (нефть, разрабатываемое), 22 км от АЭС; 62 – Красно-Ярское (нефть, законсервированное), 26 км; 78 – Наумовское (нефть, разведываемое), 30 км; 59 – Коптевское (газоконденсатное, разведываемое), 68 км; 83 – Ново-Коптевское (нефть, разведываемое), 70 км. Необходимо отметить, что подвод газа к ПРК уже предусмотрен по проекту, но не исключается и подключение (врезка) газа из более дешевых месторождений.

При средней плотности $0,65 \text{ кг/м}^3$ (Соколовогорское месторождение природного газа) низшая теплота сгорания природного газа почти вдвое выше, чем у условного топлива, и по верхнему пределу составляет $58,2 \text{ МДж/кг}$. В табл. 2 представлены данные, принятые для расчета ДПСР в блоке с ВВЭР-1200, играющего роль ПВД-3 (ПВД-3 ранее применялся в паротурбинных установках энергоблоков с ВВЭР-1000; в последних схемах паровых турбин для энергоблоков 1200 МВт принята двухниточная система ПВД с двумя ступенями подогрева).

Необходимо также учитывать возможную дифференциацию тарифов на пиковую, базовую и ночную выработки. При этом хотя стоимость газовой генерации по сравнению с ядерной (в условном эквиваленте) будет более высокой, использование ПРК в пиковые часы позволит компенсировать упущенную прибыль при 2%-м запасе по мощности при участии АЭС в нормированном первичном регулировании частоты. Полная компенсация снижения коэффициента использования установленной мощности энергоблоков может происходить только при постоянном включении ПРК по любому из способов, изложенных в [11].

Таблица 2

Оценка затрат и общей эффективности модернизации пускорезервной котельной
Estimates of costs and overall efficiency of modernization of the auxiliary boiler

Наименование показателя	Значение
Теплотворная способность топлива, МДж/м ³ (МДж/кг)*:	
– природный газ	33,6–35,8 (54,6–58,2)
– попутный газ	23,5–29,7 (27,6–34,5)
Цена на топливо, руб./м ³ (руб./кг):	
– природный газ	3,2–3,8 (5,2–6,2)
– попутный газ	1,3–1,5 (1,5–1,76)
Тариф на пиковую электроэнергию, руб./(МВт·ч)	1500; 3000; 4500
Достижимый (усредненный) коэффициент теплопередачи в ДПСР, кВт/(м ² ·К):	
– без оребрения	0,6
– с навивкой	2,2
Стоимость металла трубчатой системы подогревателя, руб./кг:	
– без оребрения	170–200
– с навивкой	220–280
Подогрев воды после деаэрационно-питательного тракта, °С:	
– в ДПСР	18
– в ПВД-2 (без ДПСР)	32
– в ПВД-2 (с включенным ДПСР)	14
Энтальпия пара, конденсата, скрытая теплота парообразования в процессе конденсации в ДПСР, кДж/кг	2788,4; 830,1; 1958,3
Энтальпия питательной воды при $t_{пв} = 100/195,4$ °С, кДж/кг	420/820
Энтальпия перегретого пара на выходе из ПРК, кДж/(кг·К)	2948
Тепловая мощность ПРК (четыре котла) с учетом постоянного возврата питательной воды в ПРК при $t_{пв} = 100/195,4$ °С, МВт (т)	150/132,2
Реально обеспечиваемый расход греющего пара из расчета заявленной тепловой мощности ПРК при $t_{пв} = 100/195,4$ °С, т/ч (кг/с)	200/225,3 (55,5/62,6)
* При плотности 0,615 кг/м ³ .	

Для рассматриваемого в данной статье менее затратного варианта следует учитывать, что общий расход пара из ПРК (при $t_{пв} = 195\text{ }^\circ\text{C}$) по проекту составляет 225,3 т/ч (62,6 кг/с), или половину от расчетного значения отборного пара 450,8 т/ч (125,2 кг/с) на втором ПВД (из отбора 2). Это позволяет подключать пар из двух рабочих ниток в одну и затем выравнять температуру обоих потоков в дополнительном смесителе.

Разработанная авторами приоритетная схема [11] по возможности использования тепловой мощности ПРК для повышения мощности паровой турбины энергоблока АЭС с реакторной установкой ВВЭР-1200 представлена на рис. 2.

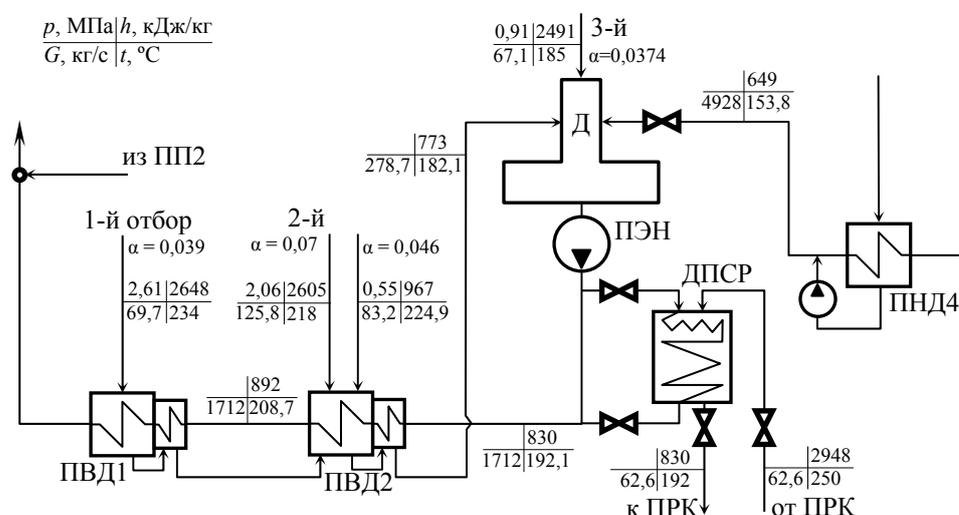


Рис. 2. Схема включения дополнительного подогревателя системы регенерации, питаемого паром пускорезервной котельной, в схему паровой турбины энергоблока с ВВЭР-1200 (проект АЭС-2006)

Fig. 2. The chart of inclusion an additional heater of the regeneration system that uses the of steam of an auxiliary boiler in the scheme of the steam turbine of the power unit with WVER-1200 (NPP-2006 project)

Типовая $t-q$ -диаграмма теплообмена перегретого пара, поступающего из ПРК, изображена на рис. 3.

Подогрев питательной воды в ДПСР определим по следующим формулам:

– на участке конденсации пара

$$\Delta t_b^k = \frac{G_n}{G_b} \cdot \frac{r}{c_p} \eta_{тп}, \quad (1)$$

– на участке съема перегрева

$$\Delta t_b^{пе} = \frac{G_n}{G_b} \cdot \frac{h_{пе} - h''}{c_p} \eta_{тп}, \quad (2)$$

где G_n, G_b – расход пара и воды соответственно, кг/с; c_p – теплоемкость воды, кДж/(кг·К); r – скрытая теплота парообразования, кДж/кг;

$h_{пе}$, h'' – энтальпия перегретого и насыщенного пара, кДж/кг; $\eta_{тп}$ – КПД теплового потока.

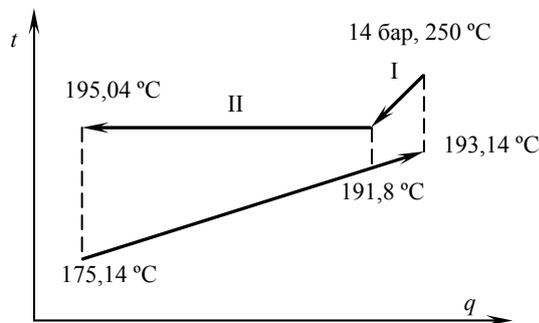


Рис. 3. T - q -диаграмма теплообмена в дополнительном подогревателе системы регенерации:

I – зона съема перегрева; II – зона конденсации

Fig. 3. T - q heat transfer diagram in the additional heater of the regeneration system:

I – overheat removal zone; II – condensation zone

Если принять, что на участке съема перегрева передаваемая теплота $Q_{пе} = 159,6$ кДж/кг, а на участке конденсации $Q_k = 1958,3$ кДж/кг, то подогрев воды при средней теплоемкости $c_p = 4,31$ кДж/(кг·К) составит:

$\Delta t_B^k = 16,5$ °C – на участке конденсации пара при тепловой мощности ПРК $Q_{ПРК} = 62,6$ МВт (т), $G_B = 1711,4$ кг/с, $\eta_{тп} = 0,99$;

$\Delta t_B^{пе} = 1,35$ °C – на участке съема перегрева.

Таким образом, общий нагрев $\Delta t_{\Sigma} = 17,85$ °C.

Горячий дренаж специальным насосом вновь направляется в ПРК. Смешение с основным потоком нежелательно из-за более низких требований к качеству воды ПРК по сравнению со вторым контуром АЭС. Прямой и обратный трубопроводы (пара и горячего дренажа ~195 °C, 14 бар) должны быть теплоизолированы, котлы реконструированы для повышения температуры питательной воды со 100 до 195 °C. Из-за увеличения энтальпии питательной воды с 420 до 820 кДж/кг соответственно при 100 и 195 °C номинальная суммарная паропроизводительность котлов ПРК вырастет на 13 %. Из формул (1), (2) следует, что это даст дополнительный подогрев 1,9 °C.

Расчет поверхности дополнительного подогревателя системы регенерации

Площадь погонного метра трубочки теплообменника $F_{п}$ и его вес P определим по формулам:

$$F_{п} = \pi D, \text{ м}^2/\text{п. м}; P = F_{п} S \gamma, \text{ кг/п. м}, \quad (3)$$

где D , S – диаметр и толщина трубочки соответственно; γ – удельный вес стали, 7,85 г/см³.

Стоимость теплообменника рассчитывается по формуле

$$Z_{\text{то}} = k_{\text{изг}} \Pi_{\text{м}} PF / F_{\text{п}}, \quad (4)$$

где $k_{\text{изг}}$ – коэффициент удорожания теплообменника при изготовлении и монтаже, принят 1,3; $\Pi_{\text{м}}$ – цена металла, принята 170–200 руб./кг; P – вес погонного метра поверхности, кг; F – площадь теплообменника, м²; $F_{\text{п}}$ – площадь погонного метра поверхности, м²/п. м.

Разделим зоны конденсации и съема перегрева согласно рис. 3 и внутри каждой определим среднелогарифмический температурный напор. По передаваемой теплоте на зону съема перегрева приходится 0,0755 о. е., на зону конденсации – 0,9245. Следовательно, с учетом коэффициентов теплопередачи подогрев в зоне I составит всего 1,35 °С, а в зоне конденсации II – 16,65 °С. В зоне II примем $k_{\text{II}} = 2,2$ кВт/(м²·К) (трубы с навивкой), в зоне I – $k_{\text{I}} = 0,6$ кВт/(м²·К). Среднелогарифмический температурный напор в этих зонах: $\Delta t_{\text{срI}}^{\text{пог}} = 18,52$ °С; $\Delta t_{\text{срII}}^{\text{пог}} = 8,086$ °С.

Поверхности в зонах I и II определим из уравнений:

$$F_{\text{I}} = \frac{Q_{\text{I}}}{k_{\text{I}} \cdot \Delta t_{\text{I}}^{\text{пог}}}, \text{ м}^2; \quad F_{\text{II}} = \frac{Q_{\text{II}}}{k_{\text{II}} \Delta t_{\text{II}}^{\text{пог}}}, \text{ м}^2, \quad (5)$$

где $k_{\text{I}} = 0,6$ кВт/(м²·К); $k_{\text{II}} = 2,2$ кВт/(м²·К) (трубы с навивкой).

Стоимость ДПСР определим по формуле

$$\Pi_{\text{ДПСР}} = k_{\text{уд}} (F_{\text{I}}^{\text{пог}} + F_{\text{II}}^{\text{пог}}) P \Pi_{\text{м}}, \text{ млн руб.} \quad (6)$$

Для принятых исходных данных стоимость ДПСР составит 37,89 млн руб.

Расчет дополнительной мощности, получаемой в паровой турбине

Балансный расчет второго ПВД показывает, что при включении ДПСР потребный расход регенеративного пара из отбора турбины составляет 221 т/ч (61,4 кг/с) вместо 452,8 т/ч (125,8 кг/с), т. е. 45 %. Дополнительную мощность при снижении расхода на 231,8 т/ч (64,4 кг/с), т. е. на 55 %, определим по формуле

$$\Delta N = \Delta D_{\text{отб}} (h_{\text{отб}} - h_{\text{с}} + h_{\text{III}} - h_{\text{к}}) \eta_{\text{мг}} (1 - \xi_{\text{сн}}), \quad (7)$$

где $\Delta D_{\text{отб}}$ – снижение расхода пара в отборе, кг/с; $h_{\text{отб}}$, $h_{\text{с}}$, h_{III} , $h_{\text{к}}$ – энтальпия по реальному процессу расширения пара в ограничиваемом отборе, на входе в сепаратор, выходе из II ступени сепаратора пароперегревателя и на входе в конденсатор соответственно, кДж/кг; $\eta_{\text{мг}}$, $(1 - \xi_{\text{сн}})$ – электро-механический КПД турбины и КПД энергоблока АЭС, учитывающий долю расхода на собственные нужды, соответственно.

По формуле (7) $\Delta N = 44,77$ МВт, в действительности относительное снижение расхода в отбор примерно на столько же увеличивает относительный расход воды по конденсатному тракту [14]. Из-за снижения суммарного горячего дренажа из верхнего ПВД и I ступени сепаратора пароперегревателя растет расход пара в деаэрактор. Увеличиваются также расходы в элементы тракта подогревателя низкого давления, в связи с чем реальное увеличение мощности АЭС составит 40,5 МВт (3,375 %).

Увеличение мощности позволит получить дополнительную годовую выручку в размере

$$\Delta R = \Delta N \cdot 8760 \cdot \text{КИУМ} \cdot T, \quad (8)$$

где ΔN – повышение мощности энергоблока АЭС, МВт; КИУМ – коэффициент использования установленной мощности; T – тариф на электроэнергию, руб./(МВт·ч).

Затраты на топливо для ПРК определим по формуле

$$Z_{\text{топл}}^{\text{ПРК}} = 3600 \cdot \frac{\Delta N \cdot 8760 \cdot \text{КИУМ}}{Q_n^p \eta_{\text{АЭС}} \eta_k} C_r, \quad (9)$$

где Q_n^p – низшая теплота сгорания природного газа, принята 57 МДж/кг; $\eta_{\text{АЭС}}$ – КПД АЭС; η_k – то же котельной; C_r – стоимость природного газа, принята 5 руб./кг.

Схема с ДПСР нужна для подъема мощности в пиковые и аварийные периоды и поддержания частоты по нормативным требованиям +2 % в условиях ее падения из-за дефицита генерации в сравнении с потреблением ($\Delta N = 24$ МВт). Окончательный эффект может быть определен по полной годовой прибыли при работе на мощности N , превышающей номинальную на 40,5 МВт, что соответствует полной располагаемой дополнительной мощности. Результаты расчетов эффективности модернизации ПРК приведены в табл. 3 для двух вариантов увеличения мощности: на 24 МВт (2 %) и 40,5 МВт (3,375 %).

Таблица 3

Результаты расчетов эффективности модернизации ПРК

Results of calculating the effectiveness of modernization of the auxiliary boiler

Наименование показателя	Увеличение мощности на	
	2 %	3,375 %
Увеличение мощности, МВт	24	40,5
Увеличение выручки от продажи электроэнергии, млн руб./год	252,3	425,7
Затраты на топливо для ПРК, млн руб./год	189,16	319,2
Дополнительная прибыль, млн руб./год	63,1	106,6

За пять лет (предельный срок окупаемости) прибыль составит 532,8 млн руб., что с учетом затрат в ДПСР и невысокой стоимости модернизации ПРК свидетельствует об экономической целесообразности данного мероприятия.

Стоит отметить, что возможности эффективного использования в послепусковые периоды оборудования паровых электродных котлов (например, на БелАЭС) менее очевидны. Здесь необходим учет льготных условий, по которым обычно АЭС расходует энергию на собственную ПРК (по себестоимости, на питательные и другие электронасосы), и тарифов на произведенные за счет этой ПРК дополнительные продукты: теплоту или, например, водород для транспорта. Таким образом, один из предпочтительных путей загрузки ПРК – среднетемпературный паровой электролиз воды для получения водорода и кислорода – связан с возможным появлением значительных излишков энергии после ввода на полную мощность БелАЭС [15]. После некоторой модернизации пускорезервная котельная с паровыми электродными котлами вполне может служить этой цели.

ВЫВОДЫ

1. На примере Балаковской АЭС проведен анализ технических характеристик пускорезервной котельной на природном и попутном газе. Обоснована возможность использования пускорезервной котельной для дополнительной генерации электрической энергии в часы пиковой нагрузки и улучшения маневренных свойств энергокомплексов в составе пускорезервной котельной и энергоблока АЭС как единого объекта регулирования.

2. Предложенные энергокомплексы предназначены для использования на базе АЭС двухконтурного типа с водо-водяными энергетическими реакторами с целью генерации дополнительной мощности, повышения коэффициента использования установленной мощности, а также участия АЭС в регулировании графиков нагрузки на мощности выше номинальной (с частичным замещением нового строительства). Укрупненные расчеты показали приемлемость сроков окупаемости такой модернизации (от 1,5 до 3,5 года).

3. Реализация новых гибридных тепловых схем позволяет попутно увеличивать безопасность АЭС, а также использовать ее в противоаварийном регулировании частоты в энергосистемах путем быстрых сбросов и подъемов нагрузки на -8 и $+2$ % от номинальной соответственно, что требуется действующими нормативами.

4. Для оценки эффективности применения варианта модернизации пускорезервной котельной с паровыми электродными котлами и использования среднетемпературного парового электролиза воды для производства водорода и кислорода необходимы специальные исследования с учетом вопросов безопасности, действующих тарифных меню на продаваемую в сеть электроэнергию, а также цен на водород и кислород.

ЛИТЕРАТУРА

1. АЭС с ВВЭР: режимы, характеристики, эффективность / Р. З. Аминов [и др.]. М.: Энергоатомиздат, 1990. 264 с.

2. Efficient Ways for Setting up the Operation of Nuclear Power Stations in Power Systems in the Base Load Mode / R. Z. Aminov [et al.] // *Thermal Engineering*. 2011. Vol. 58, No 5. P. 370–376. <https://doi.org/10.1134/S0040601511050016>.
3. The Comparative Effectiveness of Serving Peak Loads in the Variants of Providing Nuclear Power Plants with a Base Load / V. M. Batenin [et al.] // *Thermal Engineering*. 2012. Vol. 59, No 7. P. 557–565. <https://doi.org/10.1134/S004060151207004X>.
4. К вопросу обеспечения графиков электрической нагрузки энергосистемы с привлечением потенциала энерготехнологических источников промышленных предприятий / Б. М. Хрусталеv [и др.] // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2010. № 1. С. 42–55.
5. Кулаков, Г. Т. Системный анализ научно-технической информации по системам автоматического управления мощностью энергоблоков / Г. Т. Кулаков, К. И. Артёмов // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2017. Т. 60, № 5. С. 446–458. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2017-60-5-446-458>.
6. Жежеленко, И. В. Основные направления повышения эффективности производства, передачи и распределения электрической энергии / И. В. Жежеленко // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2018. Т. 61, № 1. С. 28–35. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2018-61-1-28-35>.
7. Rosen, M. A. Energy, Environmental, Health and Cost Benefits of Cogeneration from Fossil Fuels and Nuclear Energy Using the Electrical Utility Facilities of a Province / M. A. Rosen // *Energy for Sustainable Development*. 2009. Vol. 13, No 1. P. 43–51.
8. Opportunities for Cogeneration with Nuclear Energy. Vienna: International Atomic Energy Agency, 2017. 108 p.
9. Хрусталеv, В. А. Системная технико-экономическая эффективность комбинирования ГТУ и АЭС с ВВЭР-1000 / В. А. Хрусталеv, М. В. Гариевский // *Труды Академэнерго*. 2015. № 4. С. 126–137.
10. Хрусталеv, В. А. Об эффективности АЭС при использовании оборудования пускорезервной котельной / В. А. Хрусталеv, М. В. Гариевский // *Труды Академэнерго*. 2019. № 4. С. 88–97.
11. Паротурбинная АЭС: пат. RU № 2602649 С2 / В. А. Хрусталеv, Д. О. Башлыков, А. А. Симонян. Оpubл. 20.11.2016.
12. Паротурбинная АЭС с модуляцией по мощности: пат. RU № 2599722 С1 / В. А. Хрусталеv, В. М. Сучков. Оpubл. 10.10.2016.
13. Носанкова, Л. В. Применение пускорезервной котельной для проекта АЭС 2006 [Электронный ресурс] / Л. В. Носанкова, Д. А. Марачёва // *Материалы 14 конф. молодых спец. по ядерным энерг. установкам, Москва, 21–22 марта 2012*. Режим доступа: <http://www.gidropress.podolsk.ru/files/proceedings/kms2012/documents/kms2012-031.pdf>.
14. Новикова, З. Ю. Эффективность вытеснения ПВД в схеме ПГУ на базе АЭС / З. Ю. Новикова, В. А. Хрусталеv // *Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики*. 2012. № 9–10. С. 69–77.
15. Куличенков, В. П. Использование водорода в качестве топлива для транспортных средств / В. П. Куличенков // *Энергетик*. 2019. № 7. С. 39–43.

Поступила 22.01.2020 Подписана в печать 31.03.2020 Опубликована онлайн 29.01.2021

REFERENCES

1. Aminov R. Z., Khrustalev V. A., Dukhovenskii A. S., Osadchii A. I. (1990) *WWPR-Equipped Nuclear Power Plants: Modes, Characteristics, Efficiency*. Moscow, Energoatomizdat Publ. 264 (in Russian).
2. Aminov R. Z., Shkret A. F., Burdenkova E. Yu., Garievskii M. V. (2011) Efficient Ways for Setting up the Operation of Nuclear Power Stations in Power Systems in the Base Load Mode. *Thermal Engineering*, 58 (5), 370–376. <https://doi.org/10.1134/S0040601511050016>.
3. Batenin V. M., Aminov R. Z., Shkret A. F., Garievskii M. V. (2012) The Comparative Effectiveness of Serving Peak Loads in the Variants of Providing Nuclear Power Plants with a Base Load. *Thermal Engineering*, 59 (7), 557–565. <https://doi.org/10.1134/S004060151207004X>.

4. Khrustalev B. M., Romaniouk V. N., Kovalev Y. N., Kolomytskaya N. A. (2010) To Problem Pertaining to Provision of Electric Power Load Schedules of Power Systems while Involving Potential of Power Technological Sources of Industrial Enterprises. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Obedinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, (1), 42–55 (in Russian).
5. Kulakov G. T., Artsiomenka K. I. (2017) System Analysis of Scientific-and-Technical Information in Automatic Control System of Power Units Wattage. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Obedinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 60 (5), 446–458. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2017-60-5-446-458> (in Russian).
6. Zhezhelenko I. V. (2018) The Main Directions of Improving the Efficiency of Production, Transmission and Distribution of Electrical Energy. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Obedinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 61 (1), 28–35. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2018-61-1-28-35> (in Russian).
7. Rosen M. A. (2009) Energy, Environmental, Health and Cost Benefits of Cogeneration from Fossil Fuels and Nuclear Energy Using the Electrical Utility Facilities of a Province. *Energy for Sustainable Development*, 13 (1), 43–51.
8. *Opportunities for Cogeneration with Nuclear Energy* (2017) Vienna, International Atomic Energy Agency, 108.
9. Khrustalev V. A., Garievsky M. V. (2015) System Technical and Economic Efficiency of Combining Gas Turbines and Nuclear Power Plants with WWPR-1000. *Trudy Akademenergo = Transactions of Academenergo*, (4), 126–137 (in Russian).
10. Khrustalev V. A., Garievsky M. V. (2019) On the Efficiency of NPP Using Equipment of the Start-Up Secondary Boiler. *Trudy Akademenergo = Transactions of Academenergo*, (4), 88–97 (in Russian).
11. Khrustalev V. A., Bashlykov D. O., Simonyan A. A. (2016) *Steam Turbine Nuclear Power Plant*: Patent RU No 2602649 C2 (in Russian).
12. Khrustalev V. A., Suchkov V. M. (2016) *Steam Turbine Nuclear Power Plant with Power Modulation*: Patent RU No 2599722 C1 (in Russian).
13. Nosankova L. V., Maracheva D. A. (2012) Application of the Start-Up Secondary Boiler for the NPP 2006 Project. *Materialy 14 Konf. Molodykh Spets. po Yadernym Energ. Ustanovkam, Moskva, 21–22 Marta 2012* [Materials of the 14th Conference of Young Specialists in Nuclear Power Plants]. Available at: <http://www.gidropress.podolsk.ru/files/proceedings/kms2012/documents/kms2012-031.pdf> (in Russian).
14. Novikova Z. Yu., Khrustalev V. A. (2012) Efficiency of Displacement of a High-Pressure Heater in the CCGT Scheme Based on Nuclear Power Plants. *Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii. Problemy Energetiki = Power Engineering: Research, Equipment, Technology*, (9–10), 69–77 (in Russian).
15. Kulichenkov V. P. (2019) Use of Hydrogen as a Fuel for Vehicles. *Energetik*, (7), 39–43 (in Russian).

Received: 22 January 2020

Accepted: 31 March 2020

Published online: 29 January 2021