

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-6-509-523>

УДК 621.311.22:005.93+620.97

## Модернизация системы регенеративного подогрева питательной воды в цикле турбоустановки ПТ-60

В. В. Янчук<sup>1)</sup>, В. Н. Романюк<sup>1)</sup>

<sup>1)</sup>Белорусский национальный технический университет (Минск, Республика Беларусь)

© Белорусский национальный технический университет, 2023  
Belarusian National Technical University, 2023

**Реферат.** На промышленных ТЭЦ, характеризующихся в том числе отпуском тепловой энергии промышленным потребителям с паровым теплоносителем, в случае, когда имеет место значительный невозврат конденсата, предлагается развитие системы регенеративного подогрева питательной воды за счет утилизации низкотемпературных сбросных тепловых потоков, имеющих место непосредственно на ТЭЦ. Предлагаемое регенеративное использование низкотемпературных потоков теплоты внутри тепловой схемы ТЭЦ возможно лишь на базе применения теплонасосных установок. В данном контексте рассматривается использование парокompрессионных тепловых насосов (ПКТН) и теплоиспользующих на базе абсорбционных бромисто-литиевых тепловых насосов (АБТН). Показано, что, несмотря на более высокий отопительный коэффициент ПКТН, термодинамическая (эксергетический КПД) и экономическая эффективность выше у АБТН. Последний имеет и эксплуатационные преимущества. В качестве компенсационных затрат энергии для АБТН, требуемых для передачи тепловой энергии от холодного источника к горячему приемнику, возможно использовать потоки теплоты с различными теплоносителями. В данной работе на примере турбогенераторной установки ПТ-60, которая является наиболее распространенным типом на ТЭЦ Белорусской энергосистемы, определены показатели повышения эффективности использования первичного топлива на ТЭЦ для варианта с паровым приводом АБТН. Рассматриваются три сценария использования АБТН в составе тепловой схемы ТЭЦ: с увеличением, сохранением или со снижением выработки электрической энергии. Последний актуален в нынешней ситуации, сложившейся в Объединенной энергетической системе Беларуси. В этом случае, при сохранении минимального пропуска пара в конденсатор 12 т/ч, получено увеличение электрического КПД станции на 0,90 %, энергетического КПД на 0,55 % и эксергетического КПД на 0,23 %.

**Ключевые слова:** низкопотенциальные тепловые потоки, ТЭЦ, теплонасосная установка, абсорбционный тепловой насос, регенерация

**Для цитирования:** Янчук, В. В. Модернизация системы регенеративного подогрева питательной воды в цикле турбоустановки ПТ-60 / В. В. Янчук, В. Н. Романюк // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2023. Т. 66, № 6. С. 509–523. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-6-509-523>

---

### Адрес для переписки

Романюк Владимир Никанорович  
Белорусский национальный технический университет  
просп. Независимости, 65/2,  
220013, г. Минск, Республика Беларусь  
Тел.: +375 17 293-92-16  
[pte@bntu.by](mailto:pte@bntu.by)

### Address for correspondence

Romaniuk Vladimir N.  
Belarusian National Technical University  
65/2, Nezavisimosty Ave.,  
220013, Minsk, Republic of Belarus  
Tel.: +375 17 293-92-16  
[pte@bntu.by](mailto:pte@bntu.by)

---

## Modernization of the Feed Water Regenerative Heating System in the “PT-60” Steam Turbine Unit Cycle

V. V. Yanchuk<sup>1)</sup>, V. N. Romaniuk<sup>1)</sup>

<sup>1)</sup>Belarusian National Technical University (Minsk, Republic of Belarus)

**Abstract.** At industrial CHP plants which are characterized, in particular, by steam supply to industrial consumers, in cases with significant condensate losses, it is proposed to develop a system of feed water regenerative heating by utilizing low-temperature waste heat flows those are available directly at the CHP plant. The regenerative use of low-temperature heat flows within the CHP that is proposed is possible only on the basis of heat pumps use. In this context, the use of electrically-driven heat pumps (EHP) and absorption heat pumps (AHP) is considered. It is shown that, despite the higher heating coefficient of the EHP, the thermodynamic (exergetic) efficiency and economic efficiency of the AHP are higher. Furthermore, the latter also has operational advantages. It is possible to use heat flows with various heat carriers as AHP drive, those are required for the transfer of thermal energy from a cold source to a hot receiver. In this paper, using the example of the “PT-60” steam turbogenerator unit, which is the most common type for CHP plants of the Belarusian power system, the indicators of the primary fuel use efficiency growth at the CHP plant for the AHP with a steam drive are determined. Three scenarios of the use of AHP as part of the thermal scheme of the CHP are considered, viz. with an increase in generation, with the maintenance of generation or with a decrease in the generation of electric energy. The latter is relevant in the current situation with the Unified Energy System of Belarus. In this case, while maintaining the minimum steam flow into the condenser of 12 t/h, the following increase in the plant efficiency has been obtained: electrical efficiency increased by 0.90 %, energy efficiency – by 0.55 %, and exergetic efficiency – by 0.23 %.

**Keywords:** low-potential heat flows, CHP, heat pump unit, absorption heat pump, regeneration

**For citation:** Yanchuk V. V., Romaniuk V. N. (2023) Modernization of the Feed Water Regenerative Heating System in the “PT-60” Steam Turbine Unit Cycle. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 66 (6), 509–523. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-6-509-523> (in Russian)

### Введение

Основным первичным энергоресурсом в Беларуси как в энергетическом, так и в промышленном секторе является природный газ (ПГ). С 2020 по 2021 г. его доля в приходной части энергобаланса Объединенной энергетической системы (ОЭС) Беларуси снизилась с 96 до 84 % [1] (рис. 1), что связано, прежде всего, с вводом в эксплуатацию Белорусской АЭС. В последующем доля ПГ в приходной части энергобаланса энергосистемы будет уменьшаться и при выводе первого и второго блоков Белорусской АЭС на полную мощность составит 57 %, т. е. природный газ по-прежнему останется основным энергоносителем [2], удельный вес которого в энергобалансе превышает пороговое значение, соответствующее энергетической безопасности применения того или иного первичного энергоресурса, определенной в размере 50 % [3]. Это диктует необходимость продолжения работ по снижению доли ПГ в рассматриваемом энергобалансе до указанного порога [4].

Удельный средний расход условного топлива на отпуск электроэнергии ГПО «Белэнерго» за 2022 г. составил 241 г/(кВт·ч), что соответствует КПД преобразования первичных энергоресурсов 51 %, [5]. По сравнению с 2020 г., когда удельный расход условного топлива составлял 238,5 г/(кВт·ч), имеет место снижение эффективности, что можно связать в том числе и с вводом в эксплуатацию первого блока Белорусской АЭС. Учитывая интервал температур, который считается представительным для тепловых электростанций при производстве электроэнергии, предельное значение КПД преобразования первичных энергоресурсов в электроэнергию можно определить порядка 60–70 %. Коэффициент заполнения циклов рассматриваемых процессов преобразования, таким образом, соответствует значениям 74–87 %, что само по себе не мало. Вместе с тем, не касаясь направления роста КПД преобразования, связанного с изменением предельных температур циклов, можно отметить, что имеется возможность некоторого повышения эффективности получения преобразованных энергопотоков на ТЭЦ.

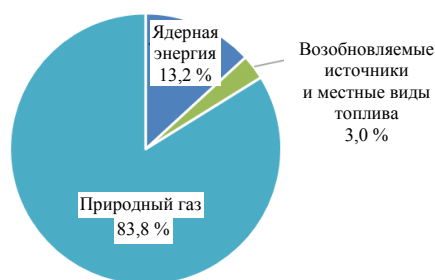


Рис. 1. Первичные источники энергии при производстве электроэнергии в Беларуси в 2021 г. [1]

Fig. 1. Primary energy sources for electricity generation in Belarus in 2021 [1]

### Текущее состояние в ОЭС Беларуси

Основное количество электроэнергии в ОЭС Беларуси вырабатывается на ТЭС, в частности на паротурбинных ТЭЦ и КЭС. Объективно значительное количество энергии на ТЭС рассеивается в окружающую среду. Вместе с тем часть низкотемпературных тепловых вторичных энергетических ресурсов (ВЭР) возможно использовать как для смежных технологий предприятий промышленного узла, так и непосредственно в пределах тепловой схемы ТЭЦ. Но если утилизация тепловых ВЭР на предприятиях смежного промузла является внешним энергоиспользованием, то второй вариант, связанный с регенеративным использованием тепловых потоков непосредственно на ТЭЦ, т. е. внутри системы, образующей тепловые ВЭР, термодинамически более эффективен и потому предпочтителен [6]. Не касаясь внешнего энергоиспользования, рассмотрим возможность повышения эффективности паросиловых установок (ПСУ) за счет внутреннего использования низкотемпературных тепловых ВЭР ТЭС. В этом контексте рассматривается регенеративное использование сбросных потоков для повышения КПД тепловых схем ТЭС.

При сохранении начальных и конечных параметров повысить эффективность паротурбинных блоков, как уже отмечалось, можно за счет вовлечения низкотемпературных сбросных тепловых потоков, прежде всего теплоты охлаждения циркуляционной воды, в классическом варианте рассеиваемой в градирнях. В этой связи необходимо рассмотреть состав паровых турбин ТЭС энергосистемы Республики Беларусь (табл. 1).

Таблица 1

**Состав паровых турбоагрегатов Объединенной энергетической системы Беларуси по состоянию на 01.01.2021**

**Steam turbine units of the Unified Energy System of Belarus as of 01.01.2021**

№	Турбоагрегат	Количество	№	Турбоагрегат	Количество	№	Турбоагрегат	Количество
1	Turboden-32 CHPRS Split	1	16	P-15-90/1	1	31	ПР-2,5-1,3/0,6/0,1	1
2	Turboden-20	2	17	P-12	3	32	ПР-12-3,4/1,0/0,1	2
3	T-250/300-240	3	18	P-6-3,4/0-0,5-1	6	33	ПР-6-35/10/1,2	3
4	T-180/210-130	3	19	DN G2B-65	1	34	ПТ-135/165-130/21	2
5	T-100-130	3	20	K-300-240-6MP	8	35	ПТ-80-130/13	1
6	T-50-130	1	21	N141-563/551	2	36	ПТ-70-12,8/1,28	1
7	ТР-16-10	1	22	ТК-330-240-3М	1	37	ПТ-65-130/21	1
8	T-15-36/3	1	23	P-3,5-12/1,2	2	38	ПТ-60-130/22	4
9	T-14/25-10	1	24	P-2,4-2,3/0,12	1	39	ПТ-60-130/13	8
10	ТГ-4,0/10,5/Р0,6/0,1	1	25	П-1,5/10,5-2,4/1,0Б	2	40	ПТ-50-130/7	2
11	ТГ-3,5/Р12/1,2	1	26	СВ 7,5/3,43/0,83/0,12	2	41	ПТ-35-90/10	2
12	ТМ 2-35-3	1	27	АП-2,5-35	1	42	К-160-130-2ПР2	3
13	ТГ-0,75ПА/0,4-13/2	2	28	АП-6-35/5	3	43	К-175/180-12,8	1
14	P-50-130/22	1	29	ПТГ-1,5-6,3-2,4/0,12	2	44	ТС2F	1
15	P-50-130/13	4	30	ПТГ-1,2-0,4-2,4/0,12	1			

Наиболее распространенным типом турбоагрегата в энергосистеме являются ПТ-60 и его версии (ПТ-65, ПТ-70 и ПТ-80). В этой связи, в первую очередь, следует рассмотреть возможность и эффективность регенеративного использования низкопотенциальных сбросных тепловых потоков применительно к данному типу турбоагрегатов и, прежде всего, на тех ТЭЦ, где имеет место значительный невозврат конденсата с производства. Это объясняется необходимостью нагрева сырой воды, подаваемой для восстановления расхода рабочего тела, температура которой существенно ниже температуры возвращаемого конденсата, что создает предпосылки для обеспечения более полной утилизации ВЭР. Перечень ТЭЦ с паровым потреблением с установленными турбинами указанного типа и процент невозврата конденсата производственного отбора представлены в табл. 2.

Как следует из таблицы, в первую очередь, интерес представляют Гродненская ТЭЦ-2, Мозырская и Новополоцкая ТЭЦ, на которых имеет место значительный невозврат конденсата. В абсолютном выражении невозврат конденсата на Гродненской ТЭЦ-2 соответственно составляет для отопительного периода 44 т/ч, для межотопительного – 84 т/ч. Для Мо-

зырской ТЭЦ не возврат конденсата круглогодично составляет 300 т/ч, для Новополоцкой ТЭЦ в межотопительный период не возврат конденсата составляет в среднем 95 т/ч, в отопительный – 130 т/ч.

Таблица 2

ТЭЦ с паровым потреблением с установленными паровыми турбинами типа ПТ-60 и их развитием

CHP plants with industrial steam extraction with installed “PT-60” type steam turbines and their advanced variants

ТЭЦ	Установленные турбины	Невозврат конденсата производственного отбора
Бобруйская ТЭЦ-2	ПТ-60 – 3 шт.	16 %
Гродненская ТЭЦ-2	ПТ-70 – 1 шт. ПТ-80 – 1 шт.	40–60 %
Минская ТЭЦ-3	ПТ-60 – 2 шт.	8 %
Могилевская ТЭЦ	ПТ-65 – 1 шт. ПТ-50 – 1 шт.	Нет данных
Мозырская ТЭЦ	ПТ-70 – 1 шт.	300 т/ч
Новополоцкая ТЭЦ	ПТ-60 – 2 шт.	100 %
Светлогорская ТЭЦ	ПТ-60 – 1 шт.	Нет данных

### Основная часть

Мощность сбросных тепловых потоков на ТЭС велика, но их полезное использование в недавнем прошлом затруднялось дешевыми первичными энергоресурсами и низким температурным уровнем рассматриваемых тепловых ВЭР. Потоки с температурой ниже 40–50 °С практически невозможно использовать для прямого нагрева. В настоящее время ситуация со стоимостью энергоресурсов изменилась, и экономическая целесообразность утилизации низкотемпературных тепловых потоков в нашем случае может быть достигнута за счет интеграции в тепловую схему ТЭЦ тепловых насосов (ТН). В этом контексте следует рассмотреть возможность использования как парокompрессионных тепловых насосов (ПКТН) (рис. 2а), так и теплоиспользующих, прежде всего абсорбционных бромисто-литиевых (АБТН) (рис. 2б). Для привода первых требуется электроэнергия, эксергетическая ценность которой максимальна, что резко понижает их эксергетический КПД и делает в большинстве случаев экономически нецелесообразными. На привод АБТН требуется поток тепловой энергии (пар, горячая вода, дымовые газы и пр.) с относительно низкой эксергетической ценностью, что приводит к их более высокой термодинамической эффективности, которую и отражает более высокое значение эксергетического КПД АБТН.

Для расчета эксергетического КПД на данном этапе можно ограничиться менее трудоемкой методикой определения эксергетического КПД [7]

$$\eta_e = \frac{\sum E''}{\sum E'} = \frac{E_{\text{потр}}}{E_{\text{прив}} + E_{\text{утил}}},$$

где  $E''$  – эксергия выходящего из ТН потока, ГДж/ч;  $E'$  – то же входящего в ТН потока, ГДж/ч;  $E_{\text{потр}}$  – то же потока к потребителю, ГДж/ч;  $E_{\text{прив}}$  – то же потока привода, ГДж/ч;  $E_{\text{утил}}$  – то же утилизируемого потока, ГДж/ч.

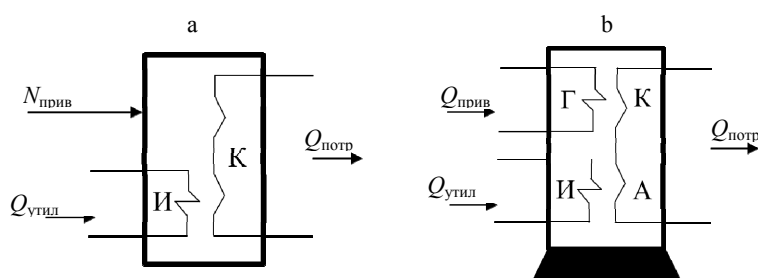


Рис. 2. Структура потоков тепловых насосов: а – парокompрессионных; б – абсорбционных ( $Q_{\text{потр}}$  – отпускаемый поток теплоты;  $Q_{\text{прив}}$  – высокопотенциальный поток теплоты на привод ТН;  $N_{\text{прив}}$  – электроэнергия на привод ТН;  $Q_{\text{утил}}$  – утилизируемый поток теплоты; Г – генератор; И – испаритель; А – абсорбер; К – конденсатор)

Fig. 2. Structure of heat pump flows: а – of steam compression heat pumps; б – of absorption heat pumps

( $Q_{\text{потр}}$  – released heat flow;  $Q_{\text{прив}}$  – high-potential heat flow to the heat pump drive;  $N_{\text{прив}}$  – electrical energy to the heat pump drive;  $Q_{\text{утил}}$  – utilized heat flow; Г – generato; И – evaporator; А – absorber; К – condenser)

Эксергия потока электрической энергии численно равна этой энергии. Эксергия потока теплоты, при его постоянной температуре, рассчитывается

$$E_q = Q \left( 1 - \frac{T_{\text{ос}}}{T} \right),$$

где  $T_{\text{ос}}$  – температура окружающей среды, К;  $T$  – то же потока, К.

Принимая для расчета температуру окружающей среды  $20^\circ\text{C}$ , нагрев потока теплоты, отпускаемого потребителю, от  $35$  до  $85^\circ\text{C}$ , температурный график утилизируемого потока теплоты  $25/20^\circ\text{C}$ , температуру потока на привод АБТН  $160^\circ\text{C}$ , рассчитываем эксергетический КПД для двух типов ТН.

Для отопительных коэффициентов ( $\text{COP}_{\text{hp}}$ )  $\mu = 1,7$  для АБТН и  $\mu = 3,5$  для ПКТН получаем эксергетические КПД в рассматриваемых условиях  $62$  и  $41\%$  соответственно.

Не затрагивая прочих факторов эксплуатации, можно отметить, что целесообразность применения АБТН усиливается и экономическими условиями, поскольку применительно к ТЭЦ более выгодным является использование тепловых потоков, которые имеют более низкую цену по сравнению с электрической энергией, требуемой на привод ПКТН [8, 9] (рис. 3).

Для АБТН в значительной степени их отопительный коэффициент ( $\text{COP}$ ) связан с параметрами тепловых потоков потребляющих, утилизируемых и привода, что делает актуальной задачу их выбора. В качестве высокопотенциального греющего потока для АБТН возможно использовать горячую воду с температурой  $150/120^\circ\text{C}$ , пар давлением до  $5$  атм или дымовые газы с температурой не ниже  $320^\circ\text{C}$ . На ТЭЦ, что очевидно, имеются тепловые потоки указанных теплоносителей и параметров, что усложняет задачу оптимизации решения изменением как вида греющих теплоносителей, так и их параметров.

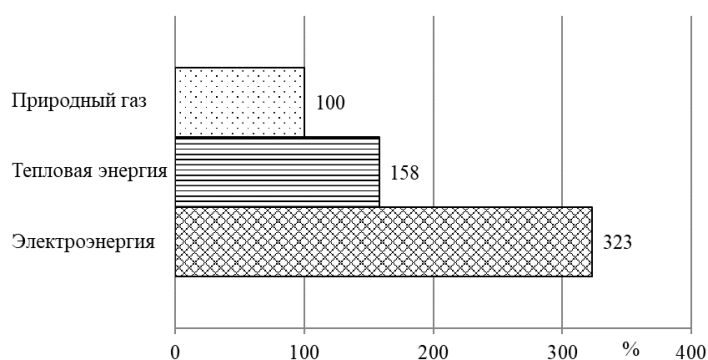


Рис. 3. Соотношение тарифов на энергоресурсы для промышленных потребителей [10–12]

Fig. 3. The ratio of energy tariffs for industrial consumers [10–12]

В связи с перечисленными выше причинами далее рассматривается применение теплоиспользующих тепловых насосов АБТН. Для проведения расчетов необходимо определиться с параметрами трех потоков АБТН: утилизируемого, потребляемого и греющего. В качестве утилизируемого потока используют потоки с низкими температурами, которые нельзя использовать напрямую и для паротурбинных ТЭЦ. Это, прежде всего, циркуляционная вода системы охлаждения конденсатора паровой турбины, температурный график которой можно принять 25/20 °С.

В качестве нагреваемого потока (потока потребления теплоты АБТН) наиболее подходит поток непосредственно подпиточной воды, восполняющей невозврат конденсата производственного отбора. В классической схеме данный поток поступает на ТЭЦ с температурой 5–20 °С, а после блока водоподготовки его температура составляет величину порядка 35 °С, при этом далее подмешивается к потоку основного конденсата. Расход подпиточной воды, как показано выше, в том числе зависит от процента возврата конденсата и значительно отличается для каждой конкретной станции, что, в свою очередь, обусловлено особенностями технологии потребителей, для которых отпускается пар промышленного отбора [13].

В качестве греющего потока на ТЭЦ, прежде всего, возможно использовать водяной пар, который имеется в промышленном и регенеративных отборах различных давлений. В данной статье рассмотрен вариант парового привода АБТН. По данным производителей последних, давление пара привода допустимо в пределах 0,3–1,0 МПа. В принципиальной тепловой схеме рассматриваемой турбины ПТ-60 имеется несколько отборов пара с давлением, отвечающим этим требованиям, а именно: регенеративные отборы на ПНД-3 – 3,4 ата и ПНД-4 – 6,0 ата, а также отбор пара на деаэра-тор с давлением 6,0 ата (рис. 4).

В качестве примера рассмотрим работу турбоустановки при следующих параметрах: расход пара в П-отбор 140 т/ч, нагрузка теплофикационного отбора 52,3 Гкал/ч, что соответствует расходу пара в Т-отбор 100 т/ч, пропуск пара в конденсатор 12 т/ч, расход свежего пара в голову турбины 395 т/ч, электрическая мощность при полном невозврате конденсата пара производственного отбора в тепловую схему ТЭЦ на уровне 61,9 МВт.

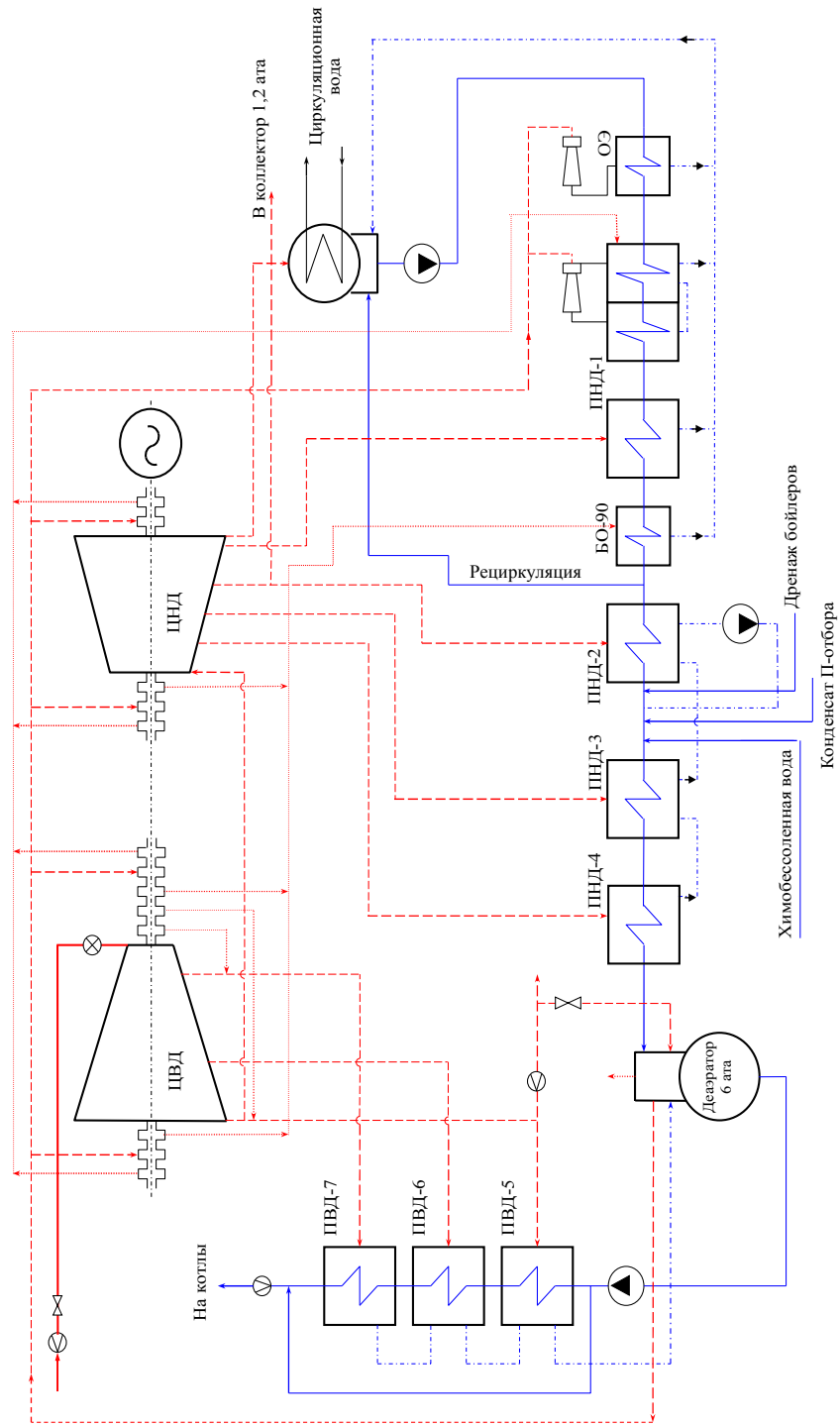


Рис. 4. Принципиальная тепловая схема турбины ПТ-60 в классическом исполнении

Fig. 4. Thermal flow diagram of the "PT-60" turbine in its classic design



Максимально возможная температура нагреваемого потока зависит от его начальной температуры, параметров утилизируемого потока, а также от давления греющего пара (рис. 5).

Регенеративные отборы являются нерегулируемыми, расход же пара на деаэратор связан с производственным отбором, который можно изменять в пределах, позволяющих использовать его на привод АБТН.

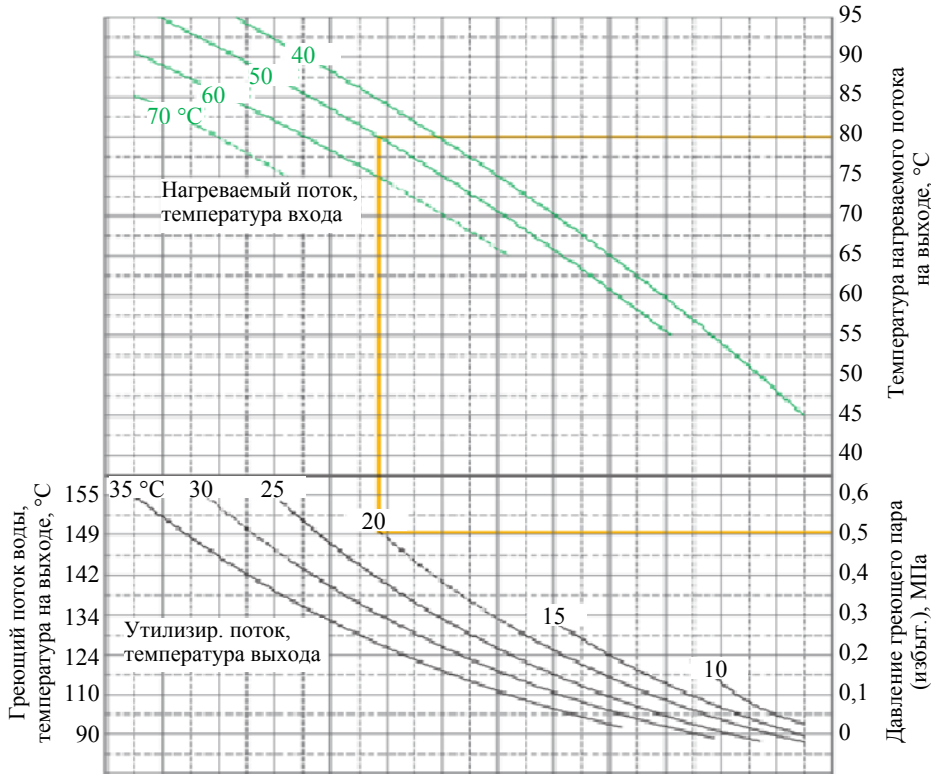


Рис. 5. Характеристики АБТН к выбору параметров потоков [14]

Fig. 5. AHP characteristics to the choice of flow parameters [14]

В табл. 3 приведены параметры имеющихся потоков пара, а также в том или ином варианте максимально возможная температура нагреваемого потока на выходе из АБТН (рис. 5).

Таблица 3

**Параметры пара в отборах для указанных его расходов**  
**Steam parameters in the extractions for the specified steam flow rates**

Отбор	Давление пара, ата		Расход пара в отбор, т/ч	Максимальная температура нагреваемого потока на выходе из АБТН, °С
	в отборе	для АБТН		
ПНД-3	3,4	3,4	11,3	73
ПНД-4	6,0	6,0	4,7	85
На деаэратор	16,0	6,0	Регулируемый	85

Ниже рассмотрены три технически возможных варианта источников пара на привод АБТН, которые обеспечивают работоспособность данного решения: пар из отбора на ПНД-3, из отбора на ПНД-4 и из отбора на деаэратор.

В качестве функции цели при оптимизации решения задачи возможны также три варианта: увеличение выработки электрической энергии при сохранении расхода пара на турбину, сохранение электрической мощности установки при сокращении подачи пара в голову турбины или сохранение минимального пропуска пара в конденсатор с одновременным снижением расхода острого пара и выработки. Во всех случаях тепловые нагрузки отопительного и промышленного отборов сохраняются. Оказывается, что в процессе эксплуатации возможен переход от одного варианта функции цели к другому, так как изменение расходов пара по вариантам находится в пределах диапазона регулирования.

При сохранении расхода пара в голову турбины, а следовательно, и расхода топлива, электрическая мощность станции будет расти за счет снижения расхода пара в отбор на деаэратор для нагрева потока, связанного с подпиткой сырой водой и, как следствие, увеличением пропуска пара в конденсатор.

Если требуется сохранять электрическую мощность станции, то можно снизить расход острого пара в голову турбины в результате модернизации за счет уменьшения расхода пара в отборы, что также приведет к снижению расхода топлива на ТЭС.

В условиях ввода в строй Белорусской АЭС актуальным является вариант с сохранением минимального пропуска пара в конденсатор, при этом выработка электрической энергии также будет снижаться за счет уменьшения подачи пара в голову турбины.

Эффективность модернизации ТЭЦ оценим на основании электрического КПД  $\eta_{эл}$ , энергетического КПД  $\eta_{эн}$  и эксергетического КПД  $\eta_e$ , которые соответственно рассчитываются:

$$\eta_{эл} = \frac{W_{эз}}{Q_{топл} - Q_{то} - Q_{по}};$$

$$\eta_{эн} = \frac{W_{эз} + Q_{то} + Q_{по}}{Q_{топл}};$$

$$\eta_e = \frac{\sum E''}{\sum E'} = \frac{E_{эз} + E_{тэ}}{E_{топл}},$$

где  $W_{эз}$  – электрическая выработка турбоустановки, ГДж/ч;  $Q_{то}$  – тепловая нагрузка теплофикационного отбора, ГДж/ч;  $Q_{по}$  – то же производственного отбора, ГДж/ч;  $Q_{топл}$  – мощность потока топлива, ГДж/ч;  $E_{эз}$  – эксергия электрической энергии, ГДж/ч;  $E_{тэ}$  – эксергия отпускаемой тепловой энергии (в теплофикационном и производственном отборах), ГДж/ч;  $E_{топл}$  – эксергия потока топлива, ГДж/ч.

КПД парового котла принят постоянным во всех рассмотренных режимах, так как для всех рассчитанных вариантов изменение расхода свежего пара в связи с интеграцией АБТН не превысило 3,5 т/ч, что составляет менее 1 % от общего расхода пара из котла, и в данных пределах изменением КПД котла можно пренебречь.

Для каждого из трех описанных выше вариантов в результате модернизации данные показатели эффективности возрастают и зависят, кроме всего прочего, от процента невозврата конденсата. И в предельном случае, для варианта с полным невозвратом конденсата в тепловую схему, рост электрического КПД оказывается наибольшим для варианта с сохранением расхода пара в голову турбины и увеличением выработки электроэнергии и составляет до 1 %. Рост энергетического КПД показывает максимум для варианта с сохранением пропуска пара в конденсатор и составляет 0,54 %.

Вариант модернизации следует выбирать в соответствии с текущими условиями в энергосистеме и в зависимости от показателей работы конкретной электростанции. В условиях пуска Белорусской АЭС предпочтителен вариант со снижением выработки электрической мощности. При этом, как известно, эффективность выработки электрической энергии в последних ступенях паровых турбин невысока, поэтому следует выбирать вариант с сохранением минимального расхода пара в конденсатор, что для турбин с уплотненной диафрагмой составляет 12 т/ч. Далее приведены графики зависимости снижения расхода пара в голову турбины (рис. 6), увеличения электрического КПД (рис. 7), снижения электрической мощности турбоустановки (рис. 8) и увеличения энергетического КПД (рис. 9) от процента возврата конденсата производственного отбора в цикл для данного варианта.

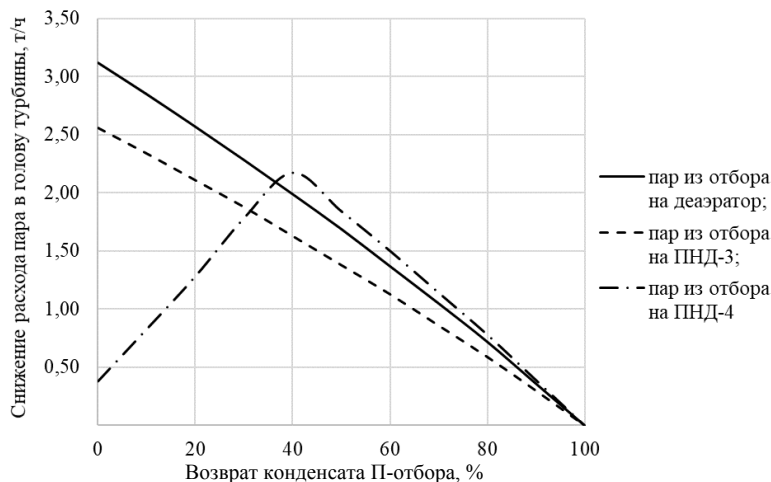


Рис. 6. Снижение расхода пара в голову турбины за счет установки АБТН

Fig. 6. Decrease of live steam flow after AHP installation

Из приведенных рисунков следует, что эффектом от рассматриваемой модернизации будет снижение электрической мощности турбоустановки

на 0,32 МВт при полном невозврате конденсата производственного отбора и использовании пара из отбора на деаэрактор в качестве привода АБТН. При этом КПД турбоустановки увеличиваются: электрический – на 0,90 %, энергетический – на 0,55 %, эксергетический – на 0,23 %. Требуемая мощность устанавливаемого АБТН равна 8,2 МВт.

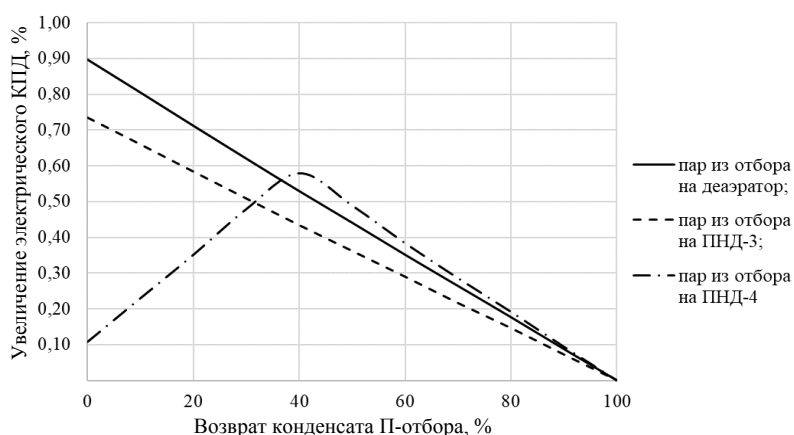


Рис. 7. Рост электрического КПД за счет установки АБТН

Fig. 7. Increase of electrical efficiency after ANP installation

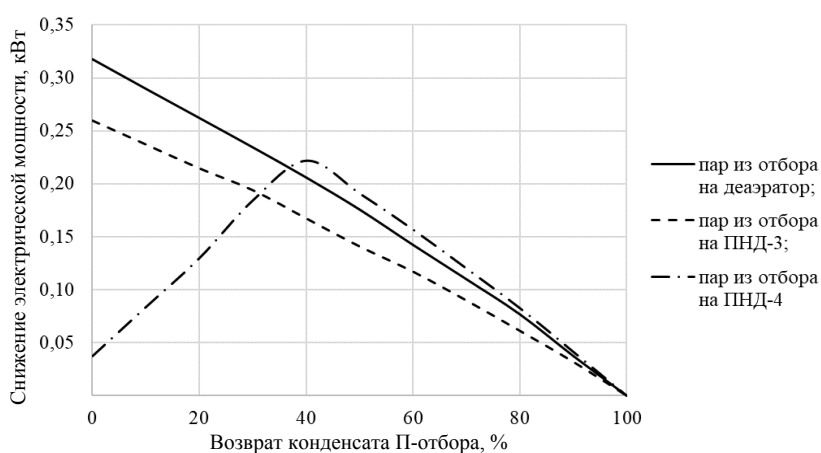


Рис. 8. Снижение электрической мощности турбоустановки за счет установки АБТН

Fig. 8. Decrease of the turbine electric capacity due to the ANP installation

Точки перегиба на линиях, описывающих изменение параметров при использовании пара из отбора на ПНД-4, соответствуют максимальной мощности АБТН на данном потоке пара. Так как данный отбор является нерегулируемым, невозможно осуществить нагрев потока подпиточной воды при полном невозврате конденсата в цикл. При возврате конденсата 41 % и более технически возможно нагревать весь поток подпиточной воды, при больших невозвратах – лишь часть потока. При возврате 41 % конденсата производственного отбора в цикл и использовании всего пара

отбора на ПНД-4 в АБТН повышение электрического КПД оказывается равным 0,58 %, рост энергетического КПД – 0,34 %, повышение эксергетического КПД – 0,16 %. Требуемая мощность АБТН – 5,0 МВт.

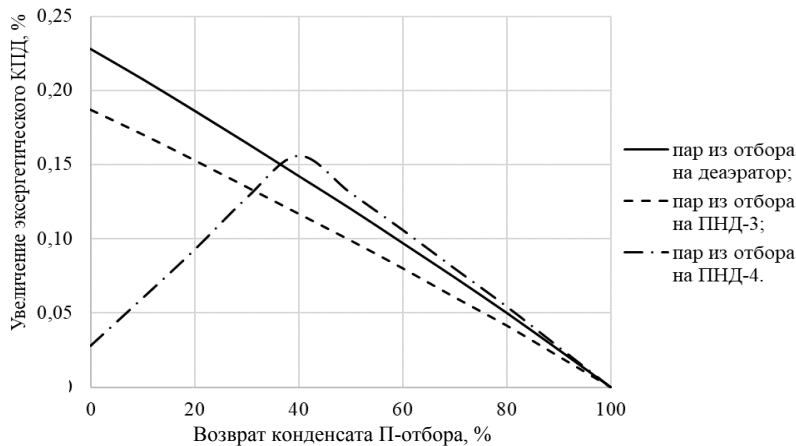


Рис. 9. Увеличение эксергетического КПД станции за счет установки АБТН

Fig. 9. Increase of the exergetic efficiency of the plant due to the ANP installation

Для варианта использования в качестве привода АБТН пара из отбора с более низким давлением эффективность падает, что объясняется более низкой конечной температурой нагреваемого потока подпиточной воды, которая ограничивается параметрами АБТН в случае снижения давления греющего пара. В этом варианте предельное увеличение электрического КПД составит 0,73 %, энергетического – 0,45 %, эксергетического – 0,19 %. Установленная мощность АБТН – 6,2 МВт.

## ВЫВОДЫ

1. Использование потенциала низкотемпературных тепловых ВЭР (теплоты охлаждения циркуляционной воды) возможно для регенеративного подогрева подпиточной воды и требует включения в тепловую схему ТЭЦ теплового насоса абсорбционного типа, что позволяет получить положительный эффект.

2. Регенеративное использование сбросных низкотемпературных тепловых потоков на ТЭЦ позволяет расширить систему регенеративного подогрева питательной воды и повысить эффективность использования первичных энергоресурсов. При этом в результате модернизации в ходе работы возможно изменять функцию цели при неизменном техническом воплощении:

– увеличивать выработку электрической энергии за счет снижения расхода пара на подогрев питательной воды в деаэраторе (прирост мощности с сохранением расхода острого пара в пределе составит 1,15 МВт, электрический КПД увеличится на 1,05 %);

– сохранять электрическую мощность неизменной при снижении расхода пара в голову турбины (электрический КПД возрастает в пределе на 0,92 %, энергетический КПД – на 0,52 %);

– снижать выработку электроэнергии с сохранением минимального пропуска пара в конденсатор 12 т/ч (для турбоустановки ПТ-60 увеличение электрического КПД в этом варианте в пределе составляет 0,82 %; энергетический КПД увеличивается на 0,54 %; электрическая мощность турбоустановки снижается на 0,32 МВт).

3. Необходимо дополнить анализ предлагаемой схемы регенеративного подогрева подпиточной воды и рассмотреть изменение показателей работы турбины ПТ-60 при переводе АБТН с парового обогрева на обогрев дымовыми газами из тракта парового котла.

4. Во всех случаях окончательное решение будет определяться экономическими показателями.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Electricity Mix: Explore Data on where Our Electricity Comes From, and How this is Changing [Electronic Resource] // Our World in Data. Mode of Access: <https://ourworldindata.org/electricity-mix#fossil-fuels-what-share-of-electricity-comes-from-fossil-fuels>. Date of access: 28.12.2022.
2. Хрусталеv, Б. М. Расширение энергосберегающей базы в условиях централизованного теплоснабжения и доминирования энергоемких технологий / Б. М. Хрусталеv, В. Н. Романюк // Энергоэффективность. 2017. № 12. С. 20–27.
3. Михалеvич, А. А. Моделирование работы Белорусской энергосистемы с учетом ввода АЭС / А. А. Михалеvич, В. А. Рак // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2021. Т. 64, № 1. С. 5–14. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2021-64-1-5-14>.
4. Романюк, В. Н. Численное исследование тепловых схем ТЭЦ с помощью их топологических моделей / В. Н. Романюк, А. А. Бобич // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2016. Т. 59, № 4. С. 376–390. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2016-59-4-376-390>.
5. Производство электрической энергии [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.energo.by/content/deyatelnost-obedineniya/proizvodstvo-elektricheskoy-energii/>. Дата доступа: 01.02.2023.
6. Вторичные энергоресурсы и энерготехнологическое комбинирование в промышленности: учеб. для вузов / Н. А. Семененко [и др.] Киев: Вища школа. Головное изд-во, 1970. 296 с.
7. Бродянский, В. М. Эксергетический метод термодинамического анализа / В. М. Бродянский. М.: Энергия, 1973. 296 с.
8. Романюк, В. Н. Абсорбционные или пароконденсационные тепловые насосы в схемах ТЭЦ / В. Н. Романюк, А. А. Бобич, С. В. Мальков // Энергия и Менеджмент. 2013. № 4. С. 18–21.
9. Янченко, И. В. Влияние абсорбционного теплового насоса на тепловую экономичность ТЭС и АЭС: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.14 / И. В. Янченко. Новочеркасск, 2015. 180 л.
10. Тарифы на электрическую энергию для юридических лиц и индивидуальных предпринимателей [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.energosbyt.by/ru/info-potrebitelyam/ur-l/tarify/tarify-elektro>. Дата доступа: 02.05.2023.
11. Тарифы на тепловую энергию для юридических лиц и индивидуальных предпринимателей [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.energosbyt.by/ru/info-potrebitelyam/ur-l/tarify/tarify-teplo>. Дата доступа: 02.05.2023.
12. Цены на природный газ для юридических лиц и индивидуальных предпринимателей [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.topgas.by/content/produktsiya/tseny-na-prirodnuyu-gaz-dlya-yuridicheskikh-lits-i-individualnykh-predprinimateley-v-respublike-belar/>. Дата доступа: 02.05.2023.
13. Янчук, В. В. Повышение эффективности действующих тепловых электрических станций в современных условиях / В. В. Янчук, В. Н. Романюк // Энергетика. Изв. высш. учеб.

заведений и энерг. объединений СНГ. 2022. Т. 65, № 6. С. 511–523. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-5-511-523>.

14. Бобич, А. А. Комплекс энергосберегающих мероприятий на ТЭЦ при адаптации к условиям работы энергосистемы с вводом Белорусской АЭС: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.14 / А. А. Бобич. Минск, 2018. 224 л.

Поступила 14.06.2023 Подписана в печать 23.08.2023 Опубликована онлайн 30.11.2023

#### REFERENCES

1. Electricity Mix: Explore Data on Where our Electricity Comes from, and How this is Changing *Our World in Data*. Available at: <https://ourworldindata.org/electricity-mix#fossil-fuels-what-share-of-electricity-comes-from-fossil-fuels> (accessed 28 December 2022).
2. Khroustalev B. M., Romanyuk V. N. (2017) Expansion of the Energy-Saving Base in the Context of District Heating and the Dominance of Energy-Intensive Technologies. *Energoeffektivnost* [Energy Efficiency], (12), 20–27 (in Russian).
3. Mikhalevich A. A., Rak U. A. (2021) Belarus Power Engineering System Modeling Taking into Account the Nuclear Power Plant Commissioning. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 64 (1), 5–14. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2021-64-1-5-14> (in Russian).
4. Romaniuk V. N., Bobich A. A. (2016) Numerical Study of Thermal Schemes of Thermal Power Plants Fulfilled with the Aid of their Topological Models. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 59 (4), 376–390. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2016-59-4-376-390> (in Russian).
5. Electrical Energy Production. *Belenergo*. Available at: <https://www.energo.by/content/deyatelnost-obedineniya/proizvodstvo-elektricheskoy-energii/> (accessed 1 February 2023) (in Russian).
6. Semenenko N. A., Kuperman L. I., Romanovskii S. A., Itskovich N. M., Sidel'kovskii L. N., Vukovich L. K. (1970) *Secondary Energy Resources and Energy-and-Technological Combination in Industry*. Kiev, Vishcha Shkola Publ. 296 (in Russian).
7. Brodiansky B. M. (1973) *Exergy Method of Thermodynamic Analysis*. Moscow, Energiya Publ. 296 (in Russian).
8. Romaniuk V. N., Bobich A. A., Malkov S. V. (2013) Absorption or Vapor Compression Heat Pumps in CHPs. *Energiya i Menedzhment* [Energy and Management], (4), 18–21 (in Russian).
9. Yanchenko I. V. (2015) *The Influence of an Absorption Heat Pump on the Thermal Efficiency of Thermal Power Plants and Nuclear Power Plants*. Dissertation for the Academic Degree of Candidate of Sciences. Novocheerkassk. 180 (in Russian).
10. *Electricity Tariffs for Legal Entities and Individual Entrepreneurs*. Available at: <https://www.energosbyt.by/ru/info-potrebitelyam/ur-l/tarify/tarify-elektro> (accessed 2 May 2023) (in Russian).
11. *Tariffs for Thermal Energy for Legal Entities and Individual Entrepreneurs*. Available at: <https://www.energosbyt.by/ru/info-potrebitelyam/ur-l/tarify/tarify-teplo> (accessed 2 May 2023).
12. Natural Gas Prices for Legal Entities and Individual Entrepreneurs. *Beltopgas*. Available at: <https://www.topgas.by/content/produksiya/tseny-na-prirodnyy-gaz-dlya-yuridicheskikh-lits-i-individualnykh-predprinimateley-v-respublike-belar/> (accessed 2 May 2023).
13. Yanchuk V. V., Romaniuk V. N. (2022) Operating Thermal Power Plants Efficiency Improvement under Current Conditions. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 65 (6), 511–523. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-5-511-523> (in Russian).
14. Bobich A. A. (2018) *The Complex of Energy-Saving Measures at the CHP Plant when Adapting to the Operating Conditions of the Power System with the Commissioning of the Belarusian NPP*. Dissertation for the Academic Degree of Candidate of Sciences. Minsk. 224 (in Russian).

Received: 14 June 2023

Accepted: 23 August 2023

Published online: 30 November 2023