

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-6-511-523>

УДК 621.311.22:005.93+620.97

Повышение эффективности действующих тепловых электрических станций в современных условиях

В. В. Янчук¹⁾, В. Н. Романюк¹⁾

¹⁾Белорусский национальный технический университет (Минск, Республика Беларусь)

© Белорусский национальный технический университет, 2022
Belarusian National Technical University, 2022

Реферат. В современных условиях вопрос энергосбережения приобретает все большую остроту и перманентную актуальность. Данная ситуация обусловлена резким скачком цен на первичные энергоресурсы и необходимостью снижения удельного веса природного газа в приходной части энергобаланса Беларуси. Согласно имеющимся статистическим данным, с вводом в эксплуатацию Белорусской АЭС удельный вес природного газа в приходной части энергобаланса снизится с 97 до 59 %. В хозяйственном комплексе доля этого первичного энергоресурса прогнозируется на уровне 70 %. Наиболее рационально и с наименьшими инвестициями задача энергосбережения решается лишь за счет повышения эффективности использования природного газа, тем более что в связи с вводом Белорусской АЭС остро стоит вопрос сохранения возможности применения централизованных теплофикационных мощностей. Необходимо повысить термодинамическую эффективность циклов паротурбинных установок, как теплофикационных, так и конденсационных, составляющих основу генерации энергосистемы Беларуси, для восстановления энергетических характеристик энергосистемы, несколько снизившихся с вводом в строй АЭС. В пределе следует снизить удельный вес природного газа в приходной части энергобаланса до значений, не превышающих 50 %, в соответствии с требованиями энергетической безопасности. В статье рассмотрены примеры утилизации низкотемпературных вторичных энергетических потоков, имеющих место на тепловых электрических станциях: теплоты процессов охлаждения генератора, систем смазки, конденсации отработанного пара турбины и более глубокого охлаждения уходящих дымовых газов. На основе указанного анализа определяются перспективные направления соответствующих исследований применительно к энергосистеме Беларуси.

Ключевые слова: низкопотенциальные тепловые потоки, тепловая электростанция, паротурбинная установка, тепловой насос, абсорбционный тепловой насос, парокомпрессионный тепловой насос, регенерация

Для цитирования: 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/10.21122/1029-7448-2022-65-6-511-523>

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

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

Operating Thermal Power Plants Efficiency Improvement under Current Conditions

V. V. Yanchuk¹⁾, V. N. Romaniuk¹⁾

¹⁾Belarusian National Technical University (Minsk, Republic of Belarus)

Abstract. In the present-day conditions, the issue of energy saving is becoming increasingly acute and permanently relevant. This situation is caused by rapid growth in prices for primary energy resources and by the need to reduce the share of natural gas in the incoming part of the energy balance of Belarus. According to available statistics, with the commissioning of the Belarusian NPP, the share of natural gas in the incoming part of the energy balance decreases from 97 to 59 %. In the economic complex, the share of this primary energy resource is projected at 70 %. The problem of energy saving is solved most rationally and with the least investment only by increasing the efficiency of natural gas use, especially due to the commissioning of the Belarusian NPP, the issue of preserving the possibility of using centralized heating facilities is acute. It is necessary to increase the thermodynamic efficiency of the cycles of steam turbine plants, both heating and condensing, which form the basis of the generation of the Belarusian power system, in order to restore the energy characteristics of the power system, which have somewhat decreased with the commissioning of the NPP. In the limit, the share of natural gas in the incoming part of the energy balance should be reduced to values not exceeding 50 %, in accordance with the requirements of energy security. The article considers examples of utilization of low-temperature secondary energy flows occurring at thermal power plants: the heat of the cooling processes of the generator, lubrication systems, as well as the heat of condensation of turbine exhaust steam and deeper cooling of flue gases. On the basis of this review, it is expected to identify promising areas of relevant research in relation to the energy system of Belarus.

Keywords: low-potential heat flows, thermal power station, steam turbine plant, heat pump, absorption heat pump, vapor compression heat pump, regeneration

For citation: Yanchuk V. V., Romaniuk V. N. (2022) Operating Thermal Power Plants Efficiency Improvement under Current Conditions. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 65 (6), 511–523. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-6-511-523> (in Russian)

Введение

Уровень энергопотребления во всем мире продолжает неизменно расти, что связано не только с увеличением количества населения и расширением электрификации, но и с большим потреблением на душу населения (рис. 1). Лишь в 2020 г. наблюдался спад, обусловленный снижением социальной активности и производственных мощностей.

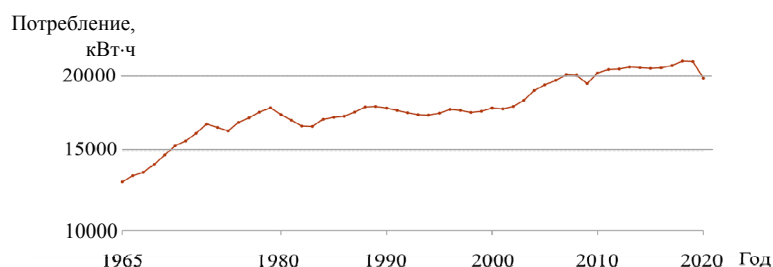


Рис. 1. Годовое потребление энергии на душу населения в мире [1]

Fig. 1. Annual energy consumption per capita in the world [1]

За последние 20 лет потребление электроэнергии на душу населения в мире выросло на 11,6 %. Такой тренд характерен и для Республики Беларусь (рост на 13,8 %) [2]. Это отражает закономерность, отмеченную еще П. П. Капицей: количество потребления энергии на душу населения зависит от уровня развития страны.

На рис. 2 представлено распределение первичных источников в производстве электроэнергии в мире. Основной прирост связан с увеличением использования органических видов топлива (уголь, природный газ). При этом доли угля и нефтепродуктов в последние годы снижались и в 2020 г. составили соответственно 33,8 и 4,4 %, тогда как доля природного газа остается стабильной и в том же году была на уровне 22,8 %. Таким образом, органическое топливо занимало 61 % в общем балансе производства электроэнергии в мире в 2020 г.

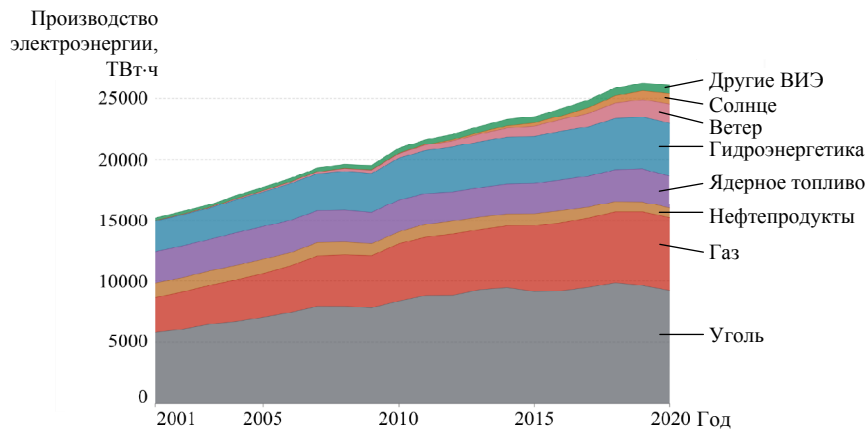


Рис. 2. Производство электроэнергии в мире с разбивкой по источникам [3]

Fig. 2. World electricity generation according to Ref. [3]

Рост общего производства электроэнергии в Беларуси можно оценить по рис. 3. В 2020 г. выработано 36,05 ТВт·ч, т. е. производство за последние 20 лет увеличилось до 53 %. При этом доля природного газа была 97 % до ввода Белорусской АЭС (рис. 4). Вывод атомной станции на полную мощность позволит снизить долю природного газа в энергобалансе до 59 %, что тем не менее потребует дальнейшей работы по повышению эффективности его использования.

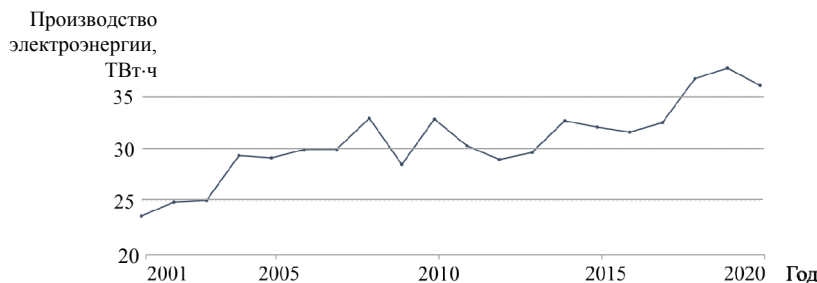


Рис. 3. Годовое производство электроэнергии в Беларуси [2]

Fig. 3. Electricity generation in Belarus [2]



Рис. 4. Баланс производства электрической энергии в Беларуси за 2020 г., % [4]

Fig. 4. Electricity generation balance in Belarus in 2020, % [4]

Из всей электроэнергетики, вырабатываемой за счет сжигания органического топлива, 46,7 % произведено на конденсационных электростанциях (КЭС), 42,2 % – на теплоэлектроцентралях (ТЭЦ) (рис. 5) [4].

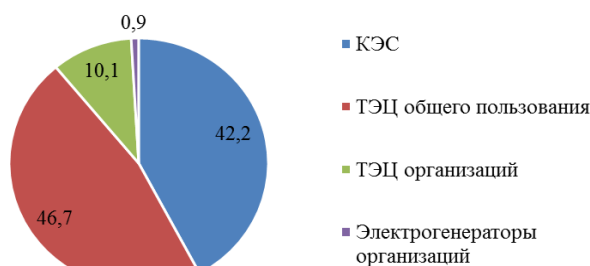


Рис. 5. Структура производства электрической энергии за счет сжигания топлива в Беларуси в 2020 г., %

Fig. 5. Structure of electric power generation based on fossil fuel combustion in Belarus in 2020, %

Удельный расход условного топлива на 1 кВт·ч электроэнергии, отпущенной объединенной энергосистемой Республики Беларусь в 2020 г., составил 238,5 г. [5], что показывает средний КПД отпуска по стране 51,6 %. Эта величина, заслуживающая внимания сама по себе, отражает большую работу энергосистемы по повышению эффективности генерации преобразованных энергопотоков. Вместе с тем практически половина энергии первичных ресурсов в процессе преобразования загрязняет тепловыми выбросами окружающую среду, а наносимый вред пропорционален величине их эксергии.

Термодинамическую эффективность систем преобразования энергии предлагается повышать с помощью эксергетического КПД. Для белорусской энергосистемы его величина определена на уровне 33,6 % [6]. В [7] утверждается, что в настоящее время эксергетический КПД взаимодействующих тепловых потоков в химико-технологических процессах колеблется в широком интервале (от 20 до 80 %), а технологическую схему можно считать удовлетворяющей современным требованиям при эксерге-

тическом КПД 80 % и выше. Следует отметить, что данное обобщение спорно: для ряда теплотехнологий, например при крашении тканей [8], КПД объективно оказывается существенно ниже. Вместе с тем очевидно, что необходимо дальнейшее совершенствование систем преобразования энергии, к которым относятся паротурбинные установки.

В первую очередь стоит блокировать сброс теплоты в окружающую среду. К числу ее основных источников на тепловых электростанциях (ТЭС) относятся: обратная вода охлаждения конденсатора, отходящие продукты сгорания, а также некоторые контуры охлаждения технологических потоков. В случае сжигания твердого топлива еще одним потоком является утилизируемая зола, имеющая высокую температуру. Данные потери обуславливают стоимость конечного продукта и уровень воздействия на окружающую среду. Так, тепловое загрязнение воздушного и водного пространства приводит к локальным изменениям климата, нарушению привычных для конкретного региона флоры и фауны [9]. Дымовые газы, сбрасываемые в атмосферу, содержат парниковые газы, а также продукты неполного сгорания топлива, оказывающие глобальное влияние на атмосферу Земли. Поскольку в себестоимости вырабатываемой энергии преобладает стоимость топлива, очевидно, что при повышении эффективности его использования будет снижаться и стоимость произведенной электроэнергии.

Вопрос утилизации низкотемпературных тепловых потоков ТЭС в некоторой степени проработан зарубежными [10–29] и отечественными авторами [30–38]. Для условий Беларуси актуальны решения, не связанные с увеличением генерации электрической энергии, и в этом контексте повышается значимость повторного использования побочных низкотемпературных потоков ТЭС. Их теплоту можно применять для нагрева потоков с более высокой температурой, например, с помощью тепловых машин обратного цикла – тепловых насосов (ТН). Разными авторами предлагается установка парокомпрессионных тепловых насосов (ПКТН) [14, 21–23, 28] или абсорбционных тепловых насосов (АБТН) [10–13, 24, 25, 30–34].

В [38] исследована утилизация указанных потоков для нагрева сетевой воды ТЭЦ, но обойдено вниманием направление регенерации низкотемпературных тепловых потоков для нагрева конденсата на КЭС и ТЭЦ. В литературе известно успешное использование данного направления на блоках турбин К-300 [26].

Кроме турбин К-300, установленных на Лукомльской ГРЭС и ТЭЦ-5, можно анализировать парогазовые блоки Березовской ГРЭС. В контексте ТЭЦ, помимо нагрева потоков конденсата, следует рассматривать утилизацию теплоты для нагрева сырой воды, необходимой для компенсации невозврата конденсата. В ряде случаев величина последних существенна и составляет до 60 % (Гродненская ТЭЦ) или даже 100 % (Новополоцкая ТЭЦ). Отдельно можно упомянуть Светлогорскую ТЭЦ, где имеется период с вынужденным повышенным пропуском пара в конденсатор, что обусловлено необходимостью использовать попутный газ от Белорусского газоперерабатывающего завода.

Далее рассмотрим существующие решения по повышению эффективности использования топлива на ТЭС в нашей стране и за рубежом.

Основная часть

Работы по оценке возможности утилизации потоков низкопотенциальной теплоты на объектах энергетики ведутся в Беларуси [30–38], странах – участницах СНГ [17–29] и дальнем зарубежье [10–16].

Внедрение АБТН в теплофикационный контур угольной ТЭЦ позволяет повысить эффективность станции на 1,39–2,27 % в зависимости от нагрузки, так как часть пара, ранее направляемого на подогрев сетевой воды, после модернизации экономится и продолжает расширение в турбине [10]. Другая часть потока служит приводом АБТН, в качестве низкопотенциального источника используется теплота конденсации отработавшего пара.

В [11] проанализирован вариант применения многоступенчатых АБТН для подогрева сетевой воды на ТЭЦ. По предложенному варианту, обратная сетевая вода нагревается в ТН, затем догревается паром теплофикационного отбора. При температуре обратной сетевой воды 50 °С двух- и трехступенчатый АБТН дают снижение потребления энергии на нужды отопления на 8,5 и 15 % соответственно по сравнению с одноступенчатым АБТН.

Установка АБТН на тепловых пунктах позволяет снижать температуру сетевой воды в первичной обратной магистрали и увеличивать тепловую мощность сетей без их замены, а также более полно использовать теплоту отопительного отбора ТЭЦ за счет более низкой температуры подачи нагреваемого теплоносителя. Снижение температуры обратной сетевой воды до 30 °С ведет к уменьшению количества пара в теплофикационном отборе на 41,4 %. Согласно опыту эксплуатации ТЭЦ в Китае, срок возврата инвестиций в данный проект составляет порядка двух лет, при этом эксергетическая эффективность системы теплоснабжения возрастает на 10,41 % [12, 13].

В [14] приведена методика расчета эксергетической эффективности ТЭЦ с установленным ПКТН для приготовления сетевой воды за счет использования низкопотенциальной тепловой энергии конденсации отработавшего в турбине пара. Эксергетическая эффективность такой системы в 1,5–2,5 раза выше, чем у классических ТЭЦ. Эксергетическая эффективность классических ТЭЦ с турбинами номинальной мощностью 50–250 МВт составляет 0,12–0,15, для станций с турбинами 250–500 МВт – 0,18–0,20.

Капитальные вложения в абсорбционные тепловые насосы окупаются в обоснованные сроки при их работе не менее 3000 ч в год для промышленных потребителей, а для остальных типов потребителей – и при меньшем числе часов работы. Парокомпрессионные тепловые насосы окупаются для всех типов потребителей при работе более 4000 ч в год [15]. Опыт использования ТН на угольной ТЭЦ в Китае для подогрева сетевой воды в первой ступени показывает простой срок окупаемости менее двух лет [16].

В [17] приведены особенности работы ПКТН при переменных режимах и показано, что для достижения сроков окупаемости не более трех лет отопительный коэффициент ТН должен быть не ниже 4,2.

Согласно [20], при установке ТН для утилизации низкопотенциальной теплоты конденсации отработавшего в турбине пара и возврата ее обратно в цикл повысить теоретический КПД тепловой электростанции можно до 90 %. Предлагается включение ТН в тепловую схему ТЭС на контур

циркуляционной воды охлаждения конденсатора либо путем встраивания дополнительного трубного пучка в конденсатор паровой турбины. При работе ТН на систему теплофикации положительный эффект проявляется не только в уменьшении расхода топлива на подогрев сетевой воды, но и в увеличении вакуума в конденсаторе турбины, что повышает выработку электрической энергии при сохранении прочих параметров. На АЭС предлагается использовать ТН для повышения степени сухости пара в последних ступенях турбины, что также дает положительный эффект.

В [21] проанализированы три варианта утилизации низкотемпературного теплового потока охлаждения конденсатора паровой турбины на парогазовой установке (ПГУ) электрической мощностью 300 МВт. Рассмотрено применение ПКТН для нагрева сетевой воды. Как следствие, возможны три сценария: вытеснение отборов паровых турбин с увеличением электрической мощности станции при сохранении расхода топлива; увеличение отпуска тепловой энергии при сохранении электрической мощности и расхода топлива на станцию; снижение расхода топлива при сохранении тепловой и электрической мощности блока ПГУ. Наибольшая экономия топлива достигается при увеличении тепловой мощности станции. В каждом варианте наблюдается снижение удельного расхода топлива на выработку электрической и тепловой энергии, но только в сценарии с увеличением электрической мощности удельный расход топлива на выработку тепловой энергии для зимнего периода остается неизменным, а для летнего возрастает на 0,5 %. Срок окупаемости инвестиций составляет менее двух лет.

На паровых котельных и ТЭС можно использовать ПКТН для подогрева подпиточной воды перед подачей в деаэратор [22]. В качестве низкопотенциального источника тепловой энергии применяют продувочную воду котла, которая после двух ступеней сепарации подается на испаритель ТН. Такое решение позволяет снизить расход греющего пара на деаэратор за счет более высокой температуры входящих в него потоков.

Установка ТН на блоках ПГУ дает возможность сохранить мощность станции по отпуску тепловой энергии после ее перевода с паросиловой технологии на парогазовую без установки пиковых котлов [23]. Данное решение позволяет получить систему с меньшим расходом топлива на станцию по сравнению с вариантом с установкой пиковых котлов. КПД станции благодаря ТН увеличивается на 3–5 % и зависит от климатического района размещения, т. е. от температуры наружного воздуха в отопительный период (наибольшая эффективность достигается при размещении в южных регионах). Коэффициент использования топлива при этом возрастает на 15 %. Приемлемые сроки окупаемости мероприятия имеют место при отопительных коэффициентах ПКТН от 2,9 до 3,8 в зависимости от района размещения и местных тарифов на тепловую и электрическую энергию.

При включении АБТН в схему ТЭЦ с ПГУ [24] предлагается установка дополнительной поверхности нагрева в котле-утилизаторе. Полученный поток энергии – источник высокопотенциальной теплоты для привода ТН, используемый для нагрева конденсата перед его последующим нагревом в газовом подогревателе и подачей в деаэратор. При этом возникает дополнительный положительный эффект – увеличение тепловой мощности газового подогревателя сетевой воды (последняя поверхность нагрева по ходу дымовых газов) на 12–14 % в зависимости от режима.

Для турбоустановки Т-180/210-130 рассматривалось включение АБТН тепловой мощностью 25 МВт в схему с целью снижения температуры обратной циркуляционной воды охлаждения конденсатора и подогрева сетевой воды [25]. В результате получено относительное повышение электрического КПД станции на 2,5–12,3 %.

Внедрение теплового насоса совместно в систему регенеративного подогрева конденсата и систему подогрева сетевой воды исследовано в [23]. Для конденсационного блока ТЭС электрической мощностью 300 МВт включение АБТН в схему позволяет повысить эффективность станции на 0,1–0,9 % в зависимости от коэффициента недовыработки электрической энергии, режима работы электростанции и эффективности преобразования АБТН. Простой срок окупаемости модернизации составляет порядка трех лет. При включении ПКТН в схему ТЭС затраты электрической энергии на собственные нужды (на компрессор теплового насоса) возрастают значительно, чем мощность энергоблока, при неизменном расходе топлива на котел. Следовательно, такое решение неэффективно, снижение фактического КПД станции составляет 0,75–1,4 % для ПТУ К-300-240-2 в зависимости от схемы подключения ТН.

Для турбины К-325-23,5 выполнена оценка влияния установки АБТН и ПКТН на эффективность цикла при их работе в системе регенеративного подогрева конденсата [27]. При нагреве конденсата до 70 °С в ПКТН абсолютный электрический КПД цикла повысится на 0,7 %. В варианте с АБТН нагрев конденсата возможно осуществить до 90 °С, в качестве источника высокопотенциальной теплоты выбран пар из производственного отбора. Такое решение показало повышение абсолютного электрического КПД ПТУ на 2,6 %. В обоих вариантах в результате модернизации происходит увеличение электрической мощности станции.

Подогрев добавочной цикловой воды в ПКТН эффективен лишь при условии, что затраты электроэнергии на привод ПКТН не превышают выработку электроэнергии на потоке пара, традиционно используемого для нагрева указанного потока воды. Согласно расчетам, в зимний период данное соотношение составляет 1,8, в летний – 3,5 [28]. При подборе ПКТН следует обращать внимание на соотношение стоимости тепловой и электрической энергии и исходя из этого задавать минимальные экономически оправданные коэффициенты преобразования. Наибольшая эффективность ПКТН наблюдается при относительно невысокой температуре отпускаемой теплоты (50–70 °С) для варианта его использования для подогрева сетевой воды, а в качестве низкопотенциального источника тепловой энергии выбрана циркуляционная вода охлаждения конденсатора [29].

На Мозырской ТЭЦ предлагается установить четыре АБТН суммарной номинальной тепловой мощностью 36,2 Гкал/ч, применяемые для частичного нагрева сетевой воды и подогрева потока подпиточной химически очищенной воды [30]. Электрическая мощность станции 205 МВт, тепловая – 617 МВт. В качестве источника низкопотенциальной тепловой энергии для АБТН используется циркуляционная вода охлаждения конденсатора турбины, высокопотенциальной – пар с давлением 5 ата. Внедрение позволит снизить расход условного топлива на выработку электрической энергии на 27 г/(кВт·ч) при сохранении тепловой нагрузки и расхода топлива на станцию.

Также предложено использование АБТН для утилизации теплоты конденсации водяных паров, содержащихся в дымовых газах [31, 32]. В таком

варианте источником низкопотенциальной теплоты является контактный теплообменник или конденсационный поверхностный теплообменник охлаждения дымовых газов ниже температуры точки росы, в качестве греющего теплоносителя предлагается использовать: природный газ – на отопительных котельных, водяной пар – на производственных, горячую воду от котла-утилизатора – на мини-ТЭЦ. Таким образом увеличивается тепловая мощность энергоисточника и эффективность использования топлива.

При интеграции АБТН в схему ТЭЦ для увеличения отпускаемой тепловой мощности станции ее электрический КПД возрастает на 6–10 %, КПД использования топлива – на 5,7–7,7 %, эксергетическая эффективность – на 0,2–1,1 % в зависимости от тепловой нагрузки ТЭЦ [33].

В [34] предложен вариант внедрения АБТН в тепловую схему ТЭЦ с турбогенератором ПТ-60 при работе в теплофикационном режиме. Предполагается, что обратная сетевая вода нагревается в АБТН до 55 или 79 °С в зависимости от режима, а затем догревается до требуемой температуры паром теплофикационного отбора. В качестве привода теплового насоса используется пар из отбора с давлением 5,3 ата, отопительный коэффициент машины 1,7. При этом снижается мощность выработки электрической энергии при сохранении тепловой нагрузки за счет снижения расхода пара в отбор и, соответственно, в голову турбины. Простой срок окупаемости для прочих различных условий составляет от 2,3 до 4,9 года.

В [35] приведено сравнение эффективности применения двух типов тепловых насосов, утилизирующих низкопотенциальную энергию охлаждения конденсатора и генератора ПТ-60, с целью нагрева сетевой воды – абсорбционного и парокомпрессионного ТН. Отопительные коэффициенты для принятых условий соответственно равны 1,7 и 2,8. Установлено, что положительный эффект внедрения достигается только в варианте с АБТН. Причем чем ниже удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии, тем больше получаемая системная экономия топлива.

Исследование параметров АБТН для внедрения в тепловую схему ТЭЦ с турбинами ПТ-60-130 для получения дополнительного потока на подогрев сетевой воды показало, что экономически эффективна установка машины с отопительным коэффициентом не ниже 1,7 при условии обеспечения простого срока окупаемости не более четырех лет [36]. Данное решение также обеспечивает повышение эффективности работы энергосистемы и снижает нагрузку на пиковые источники тепловой энергии, т. е. имеет положительный системный эффект. Более того, внедрение АБТН на ТЭЦ позволяет регулировать электрическую мощность станции в сторону как увеличения, так и уменьшения при неизменной тепловой мощности [37].

ВЫВОДЫ

1. Использование значительного потенциала низкотемпературных тепловых потоков на тепловых электрических станциях актуально и перспективно, а их утилизация целесообразна лишь с применением теплонасосных установок.

2. При структурно-параметрической оптимизации схем по критерию термодинамической эффективности (для паротурбинной установки), а также возможного изменения состава теплообменников котлоагрегата важное значение имеют вопросы выбора: температуры нагрева конденсата при заданных температурах потоков утилизации, обеспечивающей наибольшее значение

отопительного коэффициента теплонасосной установки, интегрируемой в состав блока; теплоносителя и его параметров для привода теплонасосных установок (паровой теплоноситель; горячая вода соответствующей температуры; дымовые газы непосредственно котлоагрегатов с температурой, обеспечивающей решение сопряженных задач; прямое сжигание природного газа для привода абсорбционных бромисто-литиевых тепловых насосов).

3. Решение данной задачи, в первую очередь, актуально для тех ТЭЦ объединенной энергосистемы Республики Беларусь, где невозврат конденсата составляет 30–100 % и доминируют турбины ПТ-60, ПТ-65, ПТ-70, ПТ-80, например для Гродненской, Мозырской и Новополоцкой.

ЛИТЕРАТУРА

1. Energy Use per Person [Electronic Resource] // Our World in Data. Mode of access: https://ourworldindata.org/grapher/per-capita-energy-use?tab=chart&country=~OWID_WRL. Date of access: 14.02.2022.
2. Ritchie, H. Belarus: Energy Country Profile [Electronic Resource] / H. Ritchie, M. Roser // Our World in Data. Mode of access: <https://ourworldindata.org/energy/country/belarus?country=~BLR>. Date of access: 4.06.2022.
3. Ritchie, H. Electricity Mix [Electronic Resource] / H. Ritchie, M. Roser // 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: 14.02.2022.
4. Годовые данные [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.belstat.gov.by/ofitsialnaya-statistika/realny-sector-ekonomiki/energeticheskaya-statistika/anual-dannye/>. Дата доступа: 14.02.2022.
5. Производство электрической энергии [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://belenergo.by/content/deyatelnost-obedineniya/proizvodstvo-elektricheskoy-energii/>. Дата доступа: 14.02.2022.
6. Воронов, Е. О. К вопросу оценки термодинамической эффективности Белорусской энергосистемы / Е. О. Воронов, В. Н. Романюк, В. А. Седнин // Энергия и менеджмент. 2016. № 3. С. 2–7.
7. Казаков, В. Г. Эксергетические методы оценки эффективности теплотехнических установок / В. Г. Казаков. СПб., 2013. 93 с.
8. Муслина, Д. Б. Научно-методическое обеспечение модернизации теплоэнергетических систем текстильных и трикотажных предприятий легкой промышленности: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.14 / Д. Б. Муслина. Минск, 2016. 172 с.
9. Маслеева, О. В. Тепловое загрязнение окружающей среды объектами малой энергетики / О. В. Маслеева, А. Г. Воеводин, Г. В. Пачурин // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. 2014. № 5–1. С. 26–30.
10. Zhang, H. S. Performance Analysis of the Coal-Fired Power Plant with Combined Heat and Power (CHP) Based on Absorption Heat Pumps / H. S. Zhang, H. B. Zhao, Z. L. Li // Journal of the Energy Institute. 2016. Vol. 89, No 1. P. 70–80. <https://doi.org/10.1016/j.joei.2015.01.009>.
11. Tianle, Hu. Simulation Research on a Variable-Lift Absorption Cycle and its Application in Waste Heat Recovery of Combined Heat and Power System / Tianle Hu, Xiaoyun Xie, Yi Jiang // Energy. 2017. Vol. 140. P. 912–921. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.09.002>.
12. A New Waste Heat District Heating System Combined Heat and Power (CHP) Based on Ejector Heat Exchangers and Absorption Heat Pumps / Fangtian Sun [et al.] // Energy. 2014. Vol. 69. P. 516–524. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.03.044>.
13. New Waste Heat District Heating System with Combined Heat and Power Based on Absorption Heat Exchange Cycle in China / Fangtian Sun [et al.] // Energy. 2012. Vol. 37. P. 136–144. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2011.11.007>.
14. Pashka, B. Exergy Method in Combined System of Heat Supply Thermal Power Station with District's Heat Pump / B. Pashka // International Forum on Strategic Technology, IFOST. 2013. Vol. 2. P. 485–487. <https://doi.org/10.1109/ifost.2013.6616923>.
15. Industrial Waste Heat Recovery Technologies: An Economic Analysis of Heat Transformation Technologies / S. Brückner [et al.] // Applied Energy. 2015. Vol. 151. P. 157–167. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.01.147>.
16. Altai Sh. Alimgazin. Heat Pump in a New Modular Configuration to Recover Low-Grade Heat Emissions at Enterprises / Altai Sh. Alimgazin, Saule G. Alimgazina, Mikhail G. Zhmagulov // E3S Web of Conferences. 2020. Vol. 178. P. 1–5. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202017801003>.

17. Дуванов, С. А. Исследование работы тепловых насосов на режимах, отличных от номинального, при сохранении выходных параметров: дис. ... канд. техн. наук: 01.04.14 / С. А. Дуванов. Астрахань, 2006. 196 л.
18. Артёменко, К. И. Структурно-параметрическая оптимизация системы автоматического управления мощностью энергоблоков 300 МВт в широком диапазоне изменения нагрузок / К. И. Артёменко // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2019. Т. 62, № 5. С. 469–481. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2019-62-5-469-481>.
19. Кулаков, Г. Т. Системный анализ научно-технической информации по системам автоматического управления мощностью энергоблоков / Г. Т. Кулаков, К. И. Артёменко // 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>.
20. Анализ использования тепловых насосов на тепловых и атомных электростанциях / Н. Н. Ефимов [и др.] // Известия ВУЗов. Северо-кавказский регион. Серия: Технические науки. 2010. № 4. С. 35–39.
21. Тепловые насосы в схемах деаэрации подпиточной воды ТЭЦ / И. Д. Аникина [и др.] // Научно-технические ведомости Санкт-Петербургского государственного политехнического университета. 2016. Вып. 243, № 2. С. 24–33. <https://doi.org/10.5862/jest.243.3>.
22. Плевако, А. П. Возможность использования тепловых насосов на ТЭС и котельных / А. П. Плевако, Г. Б. Чернетченко // Наука и техника Казахстана. 2008. № 1. С. 61–64.
23. Олейникова, Е. Н. Исследование и оптимизация теплонасосных установок в структуре схем ПГУ-ТЭЦ: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.14 / Е. Н. Олейникова. М., 2015. 158 л.
24. Повышение эффективности парогазовой установки с котлом-утилизатором за счет включения в схему абсорбционного преобразователя теплоты / Р. Н. Валиев [и др.] // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2017. Т. 19, № 11–12. С. 101–111.
25. Шидловская, Д. К. Применение абсорбционных тепловых насосов в тепловой схеме турбоустановки Т-180/210-130 / Д. К. Шидловская, Г. Д. Седельников // Международный студенческий научный вестник. 2016. № 3, Ч. 2. С. 270–271.
26. 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.
27. Курнакова, Н. Ю. О возможности повышения энергоэффективности тепловой схемы ТЭС с применением теплового насоса / Н. Ю. Курнакова, А. В. Нуждин, А. А. Волохонский // Вестник ИргТУ. 2018. Вып. 22, № 7. С. 114–122. <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2018-7-114-122>.
28. Шаталов, И. К. Подогрев добавочной цикловой воды с помощью ТНУ / И. К. Шаталов, Ю. А. Антипов // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Инженерные исследования. 2004. № 1. С. 60–65.
29. Чепурной, М. Н. Применение парокомпрессионных теплонасосных установок для утилизации сбросной теплоты конденсаторов паровых турбин / М. Н. Чепурной, Н. В. Резидент // Навукові праці ВНТУ. 2013. № 4. С. 1–7.
30. Романюк, В. Н. Абсорбционные тепловые насосы на ТЭЦ Белорусской ОЭС на примере Мозырской ТЭЦ / В. Н. Романюк, А. А. Бобич // Энергия и менеджмент. 2015. № 1. С. 4–11.
31. Седнин, В. А. К вопросу о повышении эффективности отопительных котельных и мини-ТЭЦ / В. А. Седнин, Д. М. Райко, В. М. Левин // Энергия и менеджмент. 2015. № 1. С. 12–17.
32. Романюк, В. Н. Развитие энергосбережения на котельных за счет утилизации низкотемпературных тепловых потоков охлаждения уходящих дымовых газов / В. Н. Романюк, А. А. Бобич // Энергоэффективность. 2020. № 8. С. 7–14.
33. 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>.
34. Абсорбционные тепловые насосы в тепловой схеме ТЭЦ для повышения ее энергетической эффективности / В. Н. Романюк [и др.] // Энергия и менеджмент. 2013. № 1. С. 14–19.
35. Романюк, В. Н. Абсорбционные или парокомпрессионные тепловые насосы в схемах ТЭЦ / В. Н. Романюк, А. А. Бобич, С. В. Мальков // Энергия и менеджмент. 2013. № 4. С. 18–21.
36. Романюк, В. Н. Обоснование параметров АБТН для утилизации ВЭР на ТЭЦ с помощью пассивного эксперимента и определение соответствующих изменений различных оценок работы энергосистемы / В. Н. Романюк, А. А. Бобич // Энергия и менеджмент. 2016. № 1. С. 14–23.
37. Романюк, В. Н. Время применения абсорбционных бромисто-литиевых тепловых насосов на ТЭЦ Беларуси / В. Н. Романюк, А. А. Бобич // Энергия и менеджмент. 2017. № 2. С. 2–5.

38. 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 27.06.2022 Подписана в печать 30.08.2022 Опубликовано онлайн 30.11.2022

REFERENCES

1. Energy Use per Person. *Our World in Data*. Available at: https://ourworldindata.org/grapher/per-capita-energy-use?tab=chart&country=~OWID_WRL (accessed 14 February 2022).
2. Ritchie H., Roser M. (2020) Belarus: Energy Country Profile. *Our World in Data*. Available at: <https://ourworldindata.org/energy/country/belarus?country=~BLR> (accessed 4 July 2022).
3. Ritchie H., Roser M. (2020) Electricity Mix. *Our World in Data*. Available at: <https://ourworldindata.org/electricity-mix#fossil-fuels-what-share-of-electricity-comes-from-fossil-fuels> (accessed 14 February 2022).
4. *Annual Data*. Available at: <https://www.belstat.gov.by/ofitsialnaya-statistika/realny-sector-ekonomiki/energeticheskaya-statistika/annual-dannye> (accessed 14 February 2022) (in Russian).
5. Production of Electrical Energy [Electronic Resource]. Mode of access: <https://belenergo.by/content/deyatelnost-obedineniya-proizvodstvo-elektricheskoy-energii> (accessed 14 February 2022) (in Russian).
6. Voronov E. O., Romanyuk V. N., Sednin V. A. (2016) On the Issue of Assessing the Thermodynamic Efficiency of the Belarusian Energy System. *Energiya i Menedzhment* [Energy and Management], (3), 2–7 (in Russian).
7. Kazakov V. G. (2013) *Exergetic Methods for Evaluating the Efficiency of Heat Engineering Installations*. Saint-Petersburg. 93 (in Russian).
8. Muslina D. B. (2016) *Scientific and Methodological Support for the Modernization of Thermal Power Systems of Textile and Knitwear Enterprises of Light Industry*. Minsk. 172 (in Russian).
9. Masleeva O. V., Voevodin A. G., Pachurin G. V. (2014) Thermal Pollution of the Environment by Small-Scale Energy Facilities. *Mezhdunarodnyy Zhurnal Prikladnykh i Fundamentalnykh Issledovaniy* [International Journal of Applied and Fundamental Research], (5–1), 26–30 (in Russian).
10. Zhang H. S., Zhao H. B., Li Z. L. (2016) Performance Analysis of the Coal-Fired Power Plant with Combined Heat and Power (CHP) Based on Absorption Heat Pumps. *Journal of the Energy Institute*, 89 (1), 70–80. <https://doi.org/10.1016/j.joei.2015.01.009>.
11. Hu T., Xie X., Jiang Y. (2017) Simulation Research on a Variable-Lift Absorption Cycle and its Application in Waste Heat Recovery of Combined Heat and Power System. *Energy*, 140, 912–921. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.09.002>.
12. Sun F., Fu L., Sun J., Zhang S. (2014) A New Waste Heat District Heating System with Combined Heat and Power (CHP) Based on Ejector Heat Exchangers and Absorption Heat Pumps. *Energy*, 69, 516–524. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.03.044>.
13. Sun F., Fu L., Zhang S., Sun J. (2012) New Waste Heat District Heating System with Combined Heat and Power Based on Absorption Heat Exchange Cycle in China. *Applied Thermal Engineering*, 37, 136–144. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2011.11.007>.
14. Pashka B. (2013) Exergy Method in Combined System of Heat Supply Thermal Power Station with District's Heat Pump. *International Forum on Strategic Technology, IFOST*, 2, 485–487. <https://doi.org/10.1109/ifost.2013.6616923>.
15. Brückner S., Liu S., Miró L., Radspieler M., Cabeza L. F., Lävemann E. (2015) Industrial Waste Heat Recovery Technologies: An Economic Analysis of Heat Transformation Technologies. *Applied Energy*, 151, 157–167. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.01.147>.
16. Alimgazin A. Sh., Alimgazina S. G., Zhumagulov M. G. (2020) Heat Pump in a New Modular Configuration to Recover Low-Grade Heat Emissions at Enterprises. *E3S Web of Conferences*, 178, 01003. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202017801003>.
17. Duvanov S. A. (2006) *Investigation of the Operation of Heat Pumps in Modes Other Than Nominal While Maintaining Output Parameters*. Astrakhan. 196 (in Russian).
18. Artsiomenka K. I. (2019) Structural-and-Parametric Optimization of Automatic Control System for Power Units of 300 MW in Wide Range of Load Variations. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 62 (5) 469–481. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2019-62-5-469-481> (in Russian).
19. 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 Ob'edinenii 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).

20. Efimov N. N., Papin V. V., Malyshev P. A., Bezuglov R. V. (2010) Analysis of the Use of Heat Pumps in Thermal and Nuclear Power Plants. *Izvestiya Vuzov. Severo-Kavkazskii Region. Seriya: Tekhnicheskie Nauki = Bulletin of Higher Educational Institutions. North Caucasus Region. Technical Sciences*, (4), 35–39 (in Russian).
21. Anikina I. D., Sergeev V. V., Amosov N. T., Luchko M. G. (2016) Heat Pumps in Schemes of Make-Up Water Deaeration in a Thermal Power Plant. *Nauchno-Tekhnicheskie Vedomosti Sankt-Peterburgskogo Gosudarstvennogo Politehnicheskogo Universiteta = St. Petersburg State Polytechnical University Journal*, 243 (2), 24–33. <https://doi.org/10.5862/jest.243.3> (in Russian).
22. Plevako A. P., Chernetchenko G. B. (2008) The Possibility of Using Heat Pumps at Thermal Power Plants and Boiler Houses. *Nauka i Tekhnika Kazakhstana = Science and Technology of Kazakhstan*, (1), 61–64 (in Russian).
23. Oleynikova E. N. (2015) *Research and Optimization of Heat Pump Installations in the Structure of CCGT-CHP Schemes*. Moscow. 158 (in Russian).
24. Valiev R. N., Ziganshin S. G., Vankov U. V., Garipov R. R. (2017) Improving the Efficiency of the Combined Cycle Plant with Heatrecovery Boiler due to the Inclusion in the Scheme of Absorption. *Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii. Problemy Energetiki = Power Engineering: Research, Equipment, Technology*, 19 (11–12), 101–111 (in Russian).
25. Shidlovskaya D. K., Sedelnikov G. D. (2016) Application of Absorption Heat Pumps in the Thermal Scheme of the T-180/210-130 Turbine Unit. *Mezhdunarodnyi Studentcheskii Nauchnyi Vestnik [International Student Research Bulletin]*, (3, Part 2), 270–271 (in Russian).
26. Yanchenko I. V. (2015) *The Influence of an Absorption Heat Pump on the Thermal Efficiency of Thermal Power Plants and Nuclear Power Plants*. Novocherkassk. 180 (in Russian).
27. Kurnakova N. Yu., Nuzhdin A. V., Volokhonsky A. A. (2018) On the Possibility to Improve the Energy Efficiency of the CHP Heat Balance Diagram Using a Heat Pump. *Vestnik Irkutskogo Gosudarstvennogo Tekhnicheskogo Universiteta = Proceedings of Irkutsk State Technical University*, 22 (7), 114–122. <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2018-7-114-122> (in Russian).
28. Shatalov I.K., Antipov Yu. A. (2004) Heating of Additional Cyclic Water with the Help of Heat Pump Installations. *Vestnik Rossiiskogo Universiteta Druzhby Narodov. Seriya: Inzhenernye Issledovaniya = RUDN Journal of Engineering Research*, (1), 60–65 (in Russian).
29. Chepyrniy M. N., Rezident N. V. (2013) Application of Steam Compression Thermal Pumping Plants for Utilization of the Discharged Heat of Steam Turbines Condensers. *Scientific Works of Vinnytsia National Technical University*, (4), 1–7.
30. Romaniuk V. N., Bobich A. A. (2015) Absorption Heat Pumps at the CHPP of the Belarusian Unified Energy System on the Example of the Mozyr CHPP. *Energiya i Menedzhment [Energy and Management]*, (1), 4–11 (in Russian).
31. Sednin V. A., Raiko D. M., Levin V. M. (2015) On the Issue of Improving the Efficiency of Heating Boilers and Mini-CHP. *Energiya i Menedzhment [Energy and Management]*, (1), 12–17 (in Russian).
32. Romaniuk V. N., Bobich A. A. (2020) Development of Energy Saving in Boiler Houses Due to Utilization of Low-Temperature Heat Flows of Cooling of Outgoing Flue Gases. *Energoeffektivnost' [Energy Efficiency]*, (8), 7–14 (in Russian).
33. 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).
34. Romanyuk V. N., Muslina D. B., Bobich A. A., Kolomytskaya N. A., Bubyrt' T. V., Mal'kov S. V. (2013) Absorption Heat Pumps in the Thermal Scheme of a Thermal Power Plant to Increase its Energy Efficiency. *Energiya i Menedzhment [Energy and Management]*, (1), 14–19 (in Russian).
35. Romaniuk V. N., Bobich A. A., Mal'kov S. V. (2013) Absorption or Vapor Compression Heat Pumps in CHP Circuits. *Energiya i Menedzhment [Energy and Management]*, (4), 18–21 (in Russian).
36. Romaniuk V. N., Bobich A. A. (2016) Substantiation of the Absorption Bromide Lithium Heat Pump Parameters for the Utilization of PWR at a Thermal Power Plant Using a Passive Experiment and Determination of the Corresponding Changes in Various Estimates of the Operation of the Power System. *Energiya i Menedzhment [Energy and Management]*, (1), 14–23 (in Russian).
37. Romaniuk V. N., Bobich A. A. (2017) The Time of Application of Absorption Bromide Lithium Heat Pumps at the CHP of Belarus. *Energiya i Menedzhment [Energy and Management]*, (2), 2–5 (in Russian).
38. 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*. Minsk. 224 (in Russian).