

РАЗВИТИЕ СИСТЕМЫ РЕГЕНЕРАТИВНОГО ПОДОГРЕВА ПИТАТЕЛЬНОЙ ВОДЫ В ПАРОТУРБИНОМ ЦИКЛЕ

В. В. Янчук¹, В. Н. Романюк²

¹ ассистент кафедры ПТЭиТ, БНТУ, г. Минск, Беларусь, ms.vera1675@mail.ru,
² д. т. н., профессор кафедры ПТЭиТ, БНТУ, г. Минск, Беларусь, rvn_bntu@rambler.ru

Аннотация

Вопрос повышения эффективности использования первичного топлива в ОЭС Беларуси по-прежнему остается актуальным. В данной работе предложен вариант повышения эффективности работы ТЭЦ за счет регенеративного использования вторичных энергетических ресурсов (ВЭР), а именно – за счет использования теплоты охлаждения циркуляционной воды. С применением абсорбционного теплового насоса (АБТН) с паровым приводом, на примере цикла паротурбинной установки ПТ-60 показана возможность увеличения электрического КПД станции на 0,90 %, энергетического КПД на 0,55 % и эксергетического КПД на 0,23 % для варианта со снижением выработки электрической энергии и сохранением минимального пропуса пара в конденсатор.

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

FEEDWATER REGENERATIVE HEATING SYSTEM IMPROVEMENT IN STEAM TURBINE CYCLE

V. V. Yanchuk¹, V. N. Romaniuk²

Abstract

Improvement of primary energy source efficient use is still relevant for Belarussian power system. This paper describes a possibility of CHP efficiency growth by secondary energy sources regenerative use, in particular, using the heat of circulating cooling water. The use of an absorption heat pump with a steam drive for PT-60 steam turbine type shows rise of the electrical efficiency by 0,9 %, energy efficiency by 0,55 % and exergy efficiency by 0,23 % for the case with electrical capacity decrease and maintenance of a minimum steam pass to condenser.

Keywords: low-grade heat flows, CHP, heat pump, absorption heat pump, regeneration.

Введение. Основным первичным энергоресурсом в Беларуси как в энергетическом, так и в промышленном секторе является природный газ (ПГ). С 2020 по 2021 год его доля в приходной части энергобаланса ОЭС Беларуси снизилась с 96 [1] до 84 % (рисунок 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], что требует дальнейших работ по снижению его потребления и повышению энергетической безопасности Республики Беларусь.

Основное количество электроэнергии в ОЭС Беларуси вырабатывается на ТЭС, в частности, на паротурбинных ТЭЦ и КЭС. Значительное количество энергии на ТЭС рассеивается в окружающую среду вместе с циркуляционной водой конденсатора, отходящими дымовыми газами и системой охлаждения генератора.

Вместе с тем часть низкотемпературных тепловых ВЭР возможно использовать как для смежных технологий предприятий промышленного узла, так и непосредственно внутри тепловой схемы. 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.

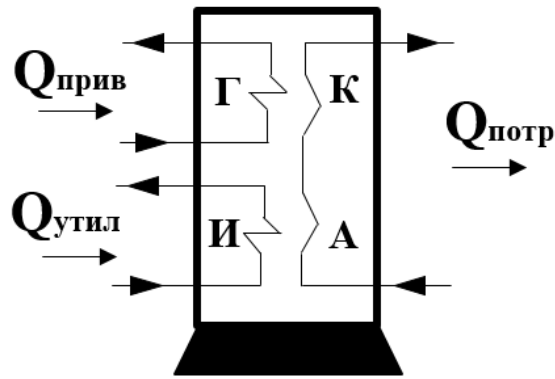
В работах различных авторов приводятся решения, направленные на дополнительный подогрев сетевой воды ТЭЦ за счет ВЭР [3–7], что показывает рост эффективности использования первичного топлива до 2,5 %. Также имеются решения для регенеративного их использования применительно к ТЭС конденсационного типа [8, 9] с повышением эффективности станции до 0,9 %.

В данной работе будет рассмотрен вариант регенеративного использования ВЭР в тепловой схеме ТЭЦ. Наиболее распространенным типом турбоагрегата в ОЭС Беларуси является ПТ-60 и его версии (ПТ-65, ПТ-70 и ПТ-80).

Следовательно, в первую очередь следует рассмотреть возможность и эффективность регенеративного использования низкопотенциальных сбросных тепловых потоков применительно к данному типу турбоагрегатов. Особый интерес представляют Гродненская ТЭЦ-2, Мозырская и Новополоцкая ТЭЦ, на которых имеет место значительный невозврат конденсата производственного отбора [10].

Материалы и методы. Для реализации описанного решения принимаем применение абсорбционного теплового насоса (АБТН) (Рисунок 3), для привода которого в контексте данной статьи будет рассмотрен пар из отборов паровой турбины.

В цикле паровой турбины ПТ-60 имеется три технически возможных варианта источника пара на привод АБТН, которые обеспечивают работоспособность данного решения: пар из отбора на ПНД-3 (давление 3,4 ата), из отбора на ПНД-4 (давление 6,0 ата) и из отбора на деаэратор (после дросселирования давление 6,0 ата).



($Q_{\text{потр}}$ – отпускаемый поток теплоты, $Q_{\text{прив}}$ – высокопотенциальный поток теплоты на привод ТН, $Q_{\text{утил}}$ – утилизируемый поток теплоты, Г – генератор, И – испаритель, А – абсорбер, К – конденсатор)

Рисунок 3 – Структура потоков АБТН

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 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.

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 принят 25/20 °С.

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

$$\eta_{\text{эл}} = \frac{W_{\text{э\text{э}}}}{Q_{\text{топл}} - Q_{\text{то}} - Q_{\text{но}}}, \quad (1)$$

$$\eta_{\text{эн}} = \frac{W_{\text{э\text{э}}} + Q_{\text{то}} + Q_{\text{но}}}{Q_{\text{топл}}}, \quad (2)$$

$$\eta_e = \frac{\sum E''}{\sum E'} = \frac{E_{\text{э\text{э}}} + E_{\text{Т\text{Э}}}}{E_{\text{топл}}}, \quad (3)$$

где $W_{ээ}$ – электрическая выработка турбоустановки, ГДж/ч,
 $Q_{то}$ – тепловая нагрузка теплофикационного отбора, ГДж/ч,
 $Q_{но}$ – тепловая нагрузка производственного отбора, ГДж/ч,
 $Q_{топл}$ – мощность потока топлива, ГДж/ч,
 $E_{ээ}$ – 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.

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 снижением выработки. Во всех случаях тепловые нагрузки отопительного и промышленного отбора сохраняются. В процессе эксплуатации возможен переход от одного варианта функции цели к другому, так как изменение расходов пара по вариантам находится в пределах диапазона регулирования.

Результаты и обсуждение. Для каждого из трех описанных выше вариантов в результате модернизации рассматриваемые 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 предпочтительным будет 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 (Рисунок 4), увеличения электрического КПД (рисунок 3), снижения электрической мощности турбоустановки (Рисунок 6) и увеличения энергетического КПД (Рисунок 7) – от процента возврата конденсата производственного отбора в цикл для данного варианта.

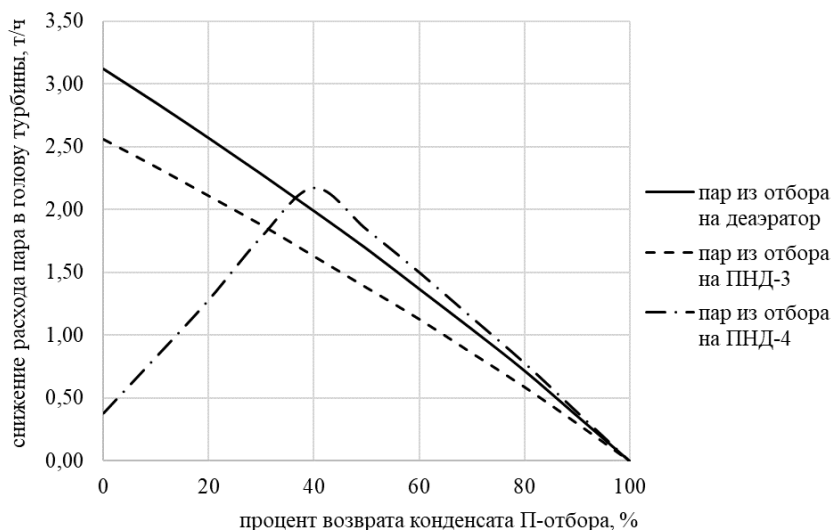


Рисунок 4 – Снижение расхода пара в голову турбины за счет установки АБТН

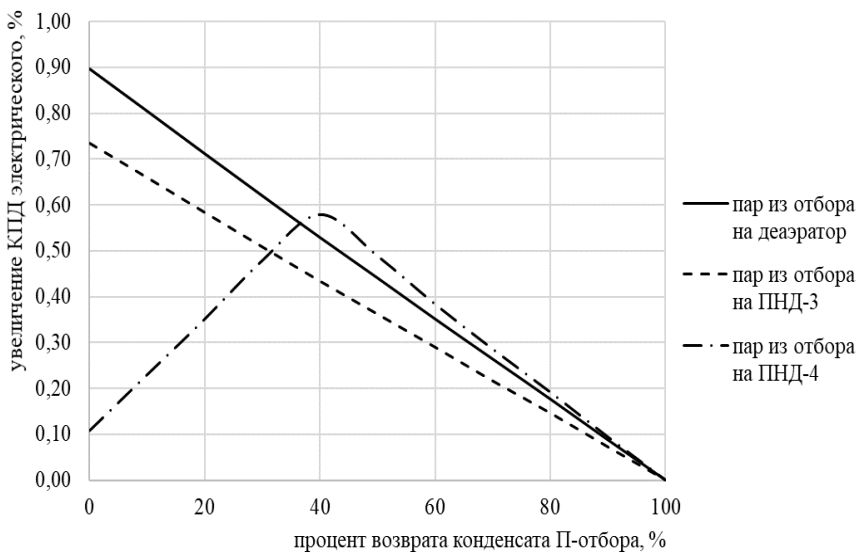


Рисунок 5 – Рост электрического КПД за счет установки АБТН

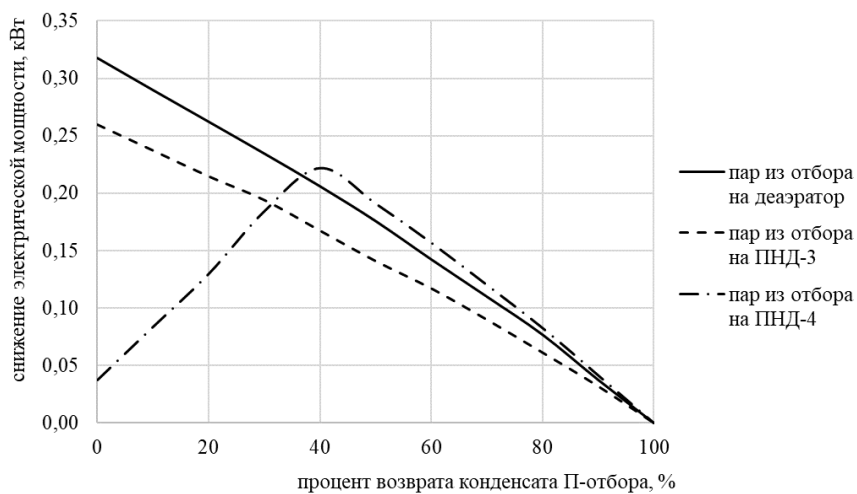


Рисунок 6 – Снижение электрической мощности турбоустановки за счет установки АБТН

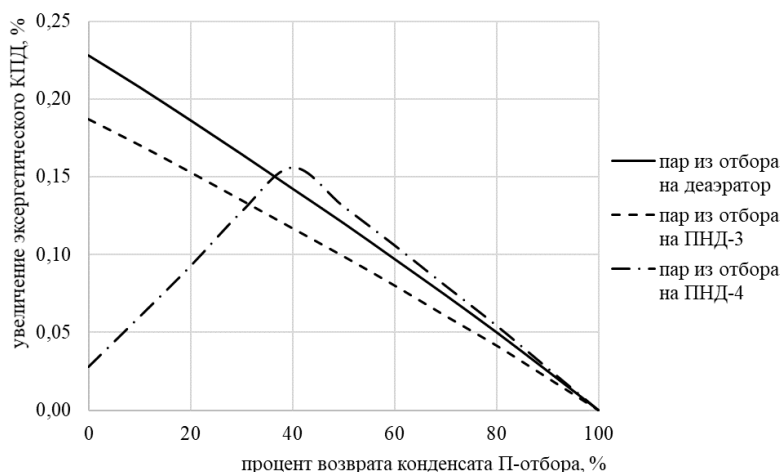


Рисунок 7 – Увеличение эксергетического КПД станции за счет установки АБТН

Заключение.

1. Использование потенциала низкотемпературных тепловых ВЭР (теплоты охлаждения циркуляционной воды) для подогрева подпиточной воды требует включения в тепловую схему ТЭЦ теплового насоса абсорбционного типа и позволяет получить положительные результаты.

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 возможно использовать и изменять в ходе работы функции цели при неизменном техническом воплощении:

2.1. увеличивать выработку электрической энергии за счет снижения расхода пара на подогрев питательной воды в деаэракторе. Прирост мощности с сохранением расхода острого пара в пределе составит 1,15 МВт, при этом электрический КПД увеличится на 1,05 %;

2.2. сохранять электрическую мощность неизменной при снижении расхода пара в голову турбины. Электрический КПД возрастает в пределе на 0,92 %, энергетический КПД – 0,52 %;

2.3. снижать выработку электроэнергии с сохранением минимального пропуса пара в конденсатор 12 т/ч. Для турбоустановки ПТ-60 увеличение электрического КПД в этом варианте в пределе составляет 0,82 %, при этом энергетический КПД увеличивается на 0,54 %. Электрическая мощность турбоустановки снижается на 0,32 МВт.

Список цитированных источников

1. Our world in data/ Electricity mix [Electronic resource]. – Mode access: <https://ourworldindata.org/electricity-mix#fossil-fuels-what-share-of-electricity-comes-from-fossil-fuels>. Date 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. 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,

- Н. В. Zhao, Z .L. Li // Journal of the Energy Institute. – 2016. – № 89. – P. 70–80.
4. Tianle, Hu. Simulation research on a variable-lift absorption cycle and its application in waste heat recovery of combined heat and power system / Hu Tianle, Xie Xiaoyun, Jiang Yi // Energy/ – 2017. – № 140. –P. 912–921.
5. 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. – С. 270–271.
6. Pashka, V. Exergy method in combined system of heat supply thermal power station with district's heat pump / V. Pashka // Ifost. – 2013. –№ 2. – P. 485–487.
7. Романюк, В. Н. Абсорбционные тепловые насосы в тепловой схеме ТЭЦ для повышения ее энергетической эффективности / В. Н. Романюк, Д. Б. Муслина., А. А. Бобич. и др. // Энергия и менеджмент. – 2013. – № 1. – С. 14–19.
8. 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.
9. 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. – № 7. – С. 114–122.
10. Янчук, В. В. Повышение эффективности действующих тепловых электрических станций в современных условиях / В. В. Янчук, В. Н. Романюк // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. – 2022. – № 6. – С. 511–523.