



## ПРОЕКТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НИЗКОПОТЕНЦИАЛЬНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ НА БРАТСКОЙ ГЭС

Юровская В.Д., Латушкина С.В.

Братский государственный университет, г. Братск, Россия

valeriya.yurovskaya@mail.ru, latushkinasv@yandex.ru

**Резюме:** *ЦЕЛЬ.* Повышение энергоэффективности работы гидроэлектростанции (ГЭС). Определение объемов теряемой тепловой энергии от оборудования ГЭС. Разработка вариантов по полезному использованию низкопотенциального тепла. Экономическая оценка предложенных вариантов. Выбор наиболее подходящего варианта использования сбросного тепла. *МЕТОДЫ.* В работе использованы методы теории теплообмена, термодинамического анализа, технико-экономических расчетов в энергетике. *РЕЗУЛЬТАТЫ.* В статье были определены температуры теплоносителей в системе охлаждения гидрогенератора Братской ГЭС. Рассчитаны тепловые потери в размере 92,52 МВт. Подложены 3 варианта теплоснабжения объектов Братской ГЭС. Разработана оптимизированная схема теплогенерации с использованием теплонасосной установки (ТНУ). Проведен технико-экономический анализ предложенных вариантов теплоснабжения. Проведен анализ российского рынка ТНУ. Выбран к реализации экономически выгодный вариант теплоснабжения с 2 ТНУ Viessmann Vitocal 350-G Pro с объемом капложений 34,46 млн руб. и сроком окупаемости 7,3 года. *ЗАКЛЮЧЕНИЕ.* Результаты технико-экономических расчетов показывают целесообразность внедрения ТНУ в систему теплогенерации Братской ГЭС.

**Ключевые слова:** низкопотенциальная энергия; гидроэлектростанция; система охлаждения; теплонасосная установка; система теплоснабжения; сбросное тепло.

**Для цитирования:** Юровская В.Д., Латушкина С.В. Проект использования низкопотенциальных источников энергии на Братской ГЭС // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2022. Т.24. № 5. С. 13-22. doi:10.30724/1998-9903-2022-24-5-13-22.

## PROJECT OF USING LOW-POTENTIAL ENERGY SOURCES AT THE BRATSK HYDRO POWER PLANT

VD. Yurovskaya, SV. Latushkina

Bratsk State University, Bratsk, Russia

valeriya.yurovskaya@mail.ru, latushkinasv@yandex.ru

**Abstract:** *THE PURPOSE.* Improving the energy efficiency of a hydroelectric power plant (HPP). Determination of the volume of lost thermal energy from HPP equipment. Development of options for the beneficial use of low-grade heat. Economic evaluation of the proposed options. Selection of the most appropriate waste heat utilization option. *METHODS.* The methods of the theory of heat and mass transfer, thermodynamic analysis, technical and economic calculations in the energy sector are used in the work. *RESULTS.* The article determined the temperatures of heat carriers in the cooling system of the hydroelectric generator of the Bratsk HPP. Calculated heat losses in the amount of 92,52 MW. 3 variants of heat supply for the facilities of the Bratsk HPP have been laid. An optimized scheme of heat generation using a heat pump installation (HPI) has been developed. A feasibility study of the proposed options for heat supply has been carried out. An analysis of the Russian HPI market was carried out. A cost-effective heat supply option with 2 Viessmann Vitocal 350-G Pro HPI was selected for implementation with a capital investment 34,46 million of RUB and a payback period of 7,3 years. *CONCLUSION.* The results of technical and economic calculations show the feasibility of introducing a HPI into the heat generation system of the Bratsk HPP.

**Keywords:** *low-potential energy; hydroelectric power plant; cooling system; heat pump installation; heating system; waste heat.*

**For citation:** Yurovskaya VD, Latushkina SV. Project of using low-potential energy sources at the Bratsk hydro power plant. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2022;24(5):13-22. doi:10.30724/1998-9903-2022-24-5-13-22.

### **Введение и литературный обзор**

Среди важнейших факторов современного развития мировой экономики в настоящее время следует назвать ограниченность мировых запасов топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) и постоянно растущие темпы их потребления. Во многих зарубежных странах приоритетным направлением государственной политики стало повышение энергоэффективности.

Энергоемкость валового внутреннего продукта (ВВП) России превышает на 46% мировой уровень, на 44% уровень США и на 62% европейский уровень. В период 2015-2018 гг. существенным фактором в сдерживании роста данного показателя для нашей страны выступало повышение эффективности промышленных предприятий за счет модернизации технологической базы и внедрения новых технологий [1]. В перспективе, технологический фактор также будет играть ключевую роль в снижении энергоемкости отечественного ВВП в наиболее значимых секторах экономики, в том числе и в энергетике.

Положения Энергетической стратегии России до 2030 г. в части энергосбережения и повышения энергетической эффективности являются долгосрочными ориентирами модернизации топливно-энергетического комплекса (ТЭК) и развития экономики страны в целом и, как следствие, вносят свой вклад в обеспечение глобальной энергетической безопасности.

Стратегической целью государственной энергетической политики в сфере повышения энергетической эффективности экономики является максимально рациональное использование энергетических ресурсов на основе обеспечения заинтересованности их потребителей в энергосбережении, повышении собственной энергетической эффективности и инвестировании в эту сферу.

Существенное повышение энергоэффективности экономики России может быть достигнуто путем масштабного внедрения передовых технологий, в том числе связанных с использованием возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и вторичных энергоресурсов (ВЭР).

Важное значение для повышения экономической эффективности энерготехнологических процессов имеет использование возобновляемых природных источников энергии и утилизация вторичных энергетических ресурсов, влияющие на показатели работы всего топливно-энергетического комплекса. Источники низкопотенциального тепла, пригодные для утилизации, имеются практически во всех отраслях промышленности и в коммунальном хозяйстве — это системы оборотного водоснабжения и охлаждения технологического оборудования, вентиляционные выбросы, теплые сточные воды и др.

На гидроэлектростанциях (ГЭС) в процессе эксплуатации для надежной и бесперебойной работы оборудования необходим непрерывный интенсивный отвод теплоты от него, который выполняется при помощи системы охлаждения. Во время работы в гидрогенераторе возникают потери энергии, превращающиеся в теплоту и приводящие к значительному повышению температуры активной стали, меди и изоляции. Под воздействием теплоты происходит ухудшение электроизоляционных свойств материалов и понижение их механической прочности и эластичности.

Система охлаждения гидрогенераторов и трансформаторов ГЭС может рассматриваться как источник низкопотенциальной энергии, сбрасываемой вместе с технической водой. Российская практика полезного использования сбросного тепла от оборудования ГЭС не имеет широкого распространения [2] по ряду причин: низких тарифов на электрическую энергию в районах расположения ГЭС, высокой стоимости утилизационного оборудования, индивидуальных технических особенностей электростанций.

Существует несколько способов полезного использования данного сбросного тепла, один из наиболее перспективным является применение теплонасосных установок (ТНУ) [3, 4], которые нашли широкое применение в зарубежных странах для утилизации низкопотенциального тепла и повышения эффективности работы промышленных

источников энергии [5-8]. Опыт применения ТНУ в промышленных масштабах есть и в России, но в сравнении с зарубежным он достаточно мал [9-11].

Тепловой насос (ТН) работает следующим образом: рабочее вещество испаряется в камере с низким давлением и низкой температурой и конденсируется в камере с высоким давлением и высокой температурой, осуществляя перенос энергии. Теплонасосная установка (рис.1) представляет собой систему, состоящую из трех элементов: источника низкопотенциального тепла; теплового насоса, преобразующего низкопотенциальную энергию в тепловую энергию теплоносителя и системы отопления помещений.



Рис.1. Схема теплонасосной установки

Fig.1. Scheme of the heat pump installation

Во всем мире, в том числе и в России, ведется активная научно-исследовательская работа, связанная с анализом возможностей использования низкопотенциальной теплоты. Ряд работ оценивают потенциал и особенности применения ТН в распределенной энергетике в различных технологических и экономических условиях [5, 8, 12]. Часть исследований посвящены оценке экологических и рыночных особенностей интеграции ТН в существующие системы теплоснабжения [12, 13]. Анализируются возможные варианты применения ТН в системах централизованного теплоснабжения, в условиях энергетических рынков различных стран [14-16]. Оценены перспективы использования ТН в комплексе с различными энергоустановками [17, 18]. Был проанализирован целый ряд схемных решений, оценен потенциал различных источников низкопотенциальной теплоты (ИНТ) [19, 20]. Исследованы перспективы использования ТН в различных системах теплоснабжения [21, 22].

На основе вышеизложенного материала, можно сделать вывод, что использование сбросного тепла на ГЭС является актуальной задачей не только в рамках отдельно взятого энергопредприятия, но и для ТЭК России в целом.

В рамках участия в акселерационной программе «Лаборатория энергетики – 2021», проводимой компанией *En+ Group*, была проведена работа по поиску решений утилизации сбросного тепла от оборудования Братской ГЭС.

Целью работы является выполнение оценки объемов теряемой тепловой энергии от оборудования Братской ГЭС, разработка предложений по полезному использованию данной тепловой энергии, выбор экономически выгодного варианта из предложенных.

Научная новизна исследования заключается в проработке решений по полезному использованию сбросного тепла от системы охлаждения оборудования российских ГЭС с помощью теплонасосных установок.

Практическая значимость работы состоит в разработке проекта утилизации низкопотенциального тепла с внедрением теплонасосных установок на Братской ГЭС, входящей в состав ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация», что является актуальной задачей для крупной энергетической компании *En+ Group*.

#### **Материалы и методы**

На данный момент на Братской ГЭС установлено 18 гидрогенераторов и 14 трансформаторов. Охлаждение генератора осуществляется водой, забор которой происходит с нижнего бьефа Братского водохранилища. Первая часть охлаждающей воды поступает в турбинный подшипник и воздухоохладитель генератора, после которых сливается в отсосную трубу. Вторая часть воды поступает в системы охлаждения генераторного подшипника и подпятника, после которых вода одним потоком уходит в маслоохладители трансформатора. Закончив охлаждение маслоохладителя трансформатора, вода сливается обратно в нижний бьеф Братского водохранилища. Описанная схема охлаждения гидрогенератора представлена на рисунке 2.



Рис.2. Схема системы охлаждения гидрогенератора

Fig.2. Scheme of the hydrogenerator cooling system

После разбора схемы системы охлаждения гидрогенератора на основании уравнений теплового и материального балансов были определены параметры сбросного тепла. Данные для расчета были взяты из технического отчёта по энергетическим испытаниям гидрогенератора №8 Братской ГЭС. Рассчитанные параметры воды в системе охлаждения представлены в таблице 1.

Таблица 1

Параметры воды в системе охлаждения гидрогенератора

Параметр	Значение, °С
Начальная температура воды	3,2
Температура воды на выходе из воздухоохладителя	21,94
Температура воды на выходе из генераторного подшипника	4,55
Температура воды на выходе из подпятника	5,3
Температура воды на входе в маслоохладитель трансформатора	5,17
Температура воды на выходе из маслоохладителя трансформатора	24,26

Исходя из полученных данных, были определены общие тепловые потери от всего оборудования Братской ГЭС. Они составили 92,52 МВт.

Опираясь на опыт Усть-Илимской ГЭС «Техническое перевооружение электробойлерной АПК У-ИГЭС с установкой теплового насоса», был разработан проект установки ТНУ на Братской ГЭС. Исходя из конструктивных особенностей гидрогенератора, были выбраны парокомпрессионные тепловые насосы типа «вода-вода».

В проекте было рассмотрено несколько вариантов по полезному использованию сбросного тепла с помощью ТНУ.

Первый вариант — это теплоснабжение помещений машинного зала ГЭС, а именно: центрального пульта управления (ЦПУ) и служебного корпуса монтажной площадки №1 (МП-1), схема расположения помещений представлена на рисунке 3.



Рис.3. Схема расположения отапливаемых помещений с помощью ТНУ (1 вариант)

Fig.3. Layout of heated premises with the help of heat pump installation (Option 1)

Второй вариант — это теплоснабжение административно-бытового комплекса (АБК) и гидроцеха (ГЦ), схема расположения зданий представлена на рисунке 4. Особенностью этого варианта является разница в высотах между машинным залом (отм. 307) и зданиями

теплоснабжения (отм. 361), что требует дополнительной прокладки теплотрассы и установки циркуляционных насосов. Прокладка теплотрассы предлагается выполнить по галереям станции от машинного зала до вентиляционной будки, расположенной вблизи здания управления. Далее теплопровод будет идти через парковочную зону и стену, соединяющую здание управления и гидроцеха.

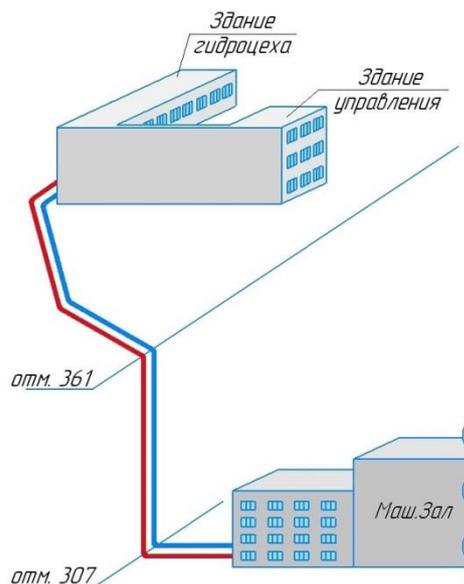


Рис.4. Схема расположения отопляемых зданий с помощью ТНУ (2 вариант)

Fig.4. Layout of heated buildings using a heat pump installation (2 option)

Третий вариант — это теплоснабжение помещений машинного зала совместно с АБК и ГЦ.

В настоящее время система теплогенерации Братской ГЭС электрическая, выработка тепла осуществляется за счет преобразования электрической энергии в тепловую в электрических водогрейных котлах (КЭВ), характеристика которых представлена в таблице 2. Электроснабжение электродкотлов осуществляется от общестанционных собственных нужд Братской ГЭС.

Таблица 2

Характеристики источников теплоснабжения Братской ГЭС

Объект теплоснабжения	Источник теплоснабжения	
	отопление	горячее водоснабжение (ГВС)
ЦПУ и служебный корпус МП-1	4 КЭВ по 100 кВт	2 КЭВ по 100 кВт
АБК и ГЦ	4 КЭВ по 100 кВт	4 КЭВ по 50 кВт

Система отопления организована по зависимой схеме, котлы и отопительные приборы работают в одном гидравлическом контуре, регулирование подачи теплоты качественное, по температуре наружного воздуха.

Температурный график работы системы отопления - 95/70 °С, подогрев воды для нужд ГВС до 65 °С.

Тепловая мощность ТНУ была принята равной 60% от установленной мощности теплоисточников. Расчетная тепловая нагрузка 1 варианта теплоснабжения составила 240 кВт на отопление и 120 кВт на горячее водоснабжение, 2 варианта - 240 кВт на отопление и 100 кВт на ГВС, 3 варианта - 480 кВт на отопление и 220 кВт на ГВС.

Возможности современных ТНУ ограничены максимальной температурой нагрева, которая составляет 73 °С. В связи с этим, в проекте предусмотрен дополнительный нагрев воды при помощи КЭВ в часы максимальной нагрузки.

Для дальнейших расчетов был построен температурный график отопления (рис.5) при условиях, что расчетная температура на отопление составляет для г. Братска – 39 °С,

средняя температура отопительного периода —  $-8,4\text{ }^{\circ}\text{C}$ ; длительность отопительного периода — 5992 ч.

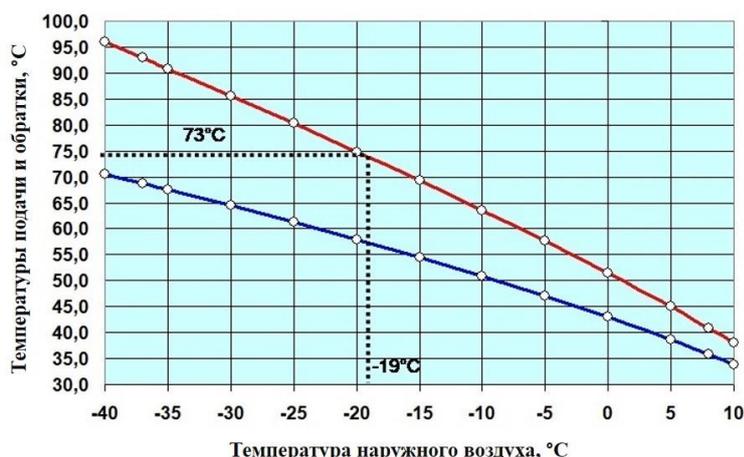


Рис.5. Температурный график отопления для г. Братска

Fig.5. Heating temperature graph for Bratsk

Опираясь на данный график и длительность стояния температур наружного воздуха для г. Братска, получили, что число часов работы ТНУ на отопление составит 5992 ч. (длительность всего отопительного периода), а время работы КЭВ на отопление будет определяться температурой наружного воздуха  $-19\text{ }^{\circ}\text{C}$  и ниже, что составит 1343 ч. Число часов работы ТНУ на ГВС - 8760 ч. (круглогодично).

Система ТНУ интегрируется в существующую систему теплогенерации собственных нужд, поэтому замена отопительных приборов в рассматриваемых объектах теплоснабжения не требуется. Оптимизированная схема теплогенерации представлена на рисунке 6.

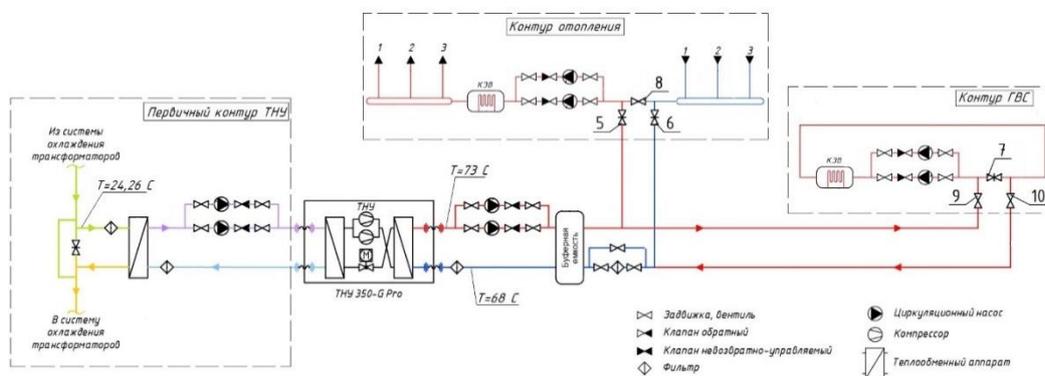


Рис.6. Оптимизированная схема теплогенерации

Fig.6. Optimized heat generation scheme

Температура воды, поступающей после охлаждения трансформаторов, составляет  $24,26\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Передача низкопотенциального из системы охлаждения трансформаторов на ТНУ через рекуперативный разборный пластинчатый теплообменный аппарат (ТА), который предназначен для защиты теплового насоса от различных механических примесей в воде. После ТА с температурой  $21-22\text{ }^{\circ}\text{C}$  по подающему трубопроводу поступает на ТНУ, где после отдачи тепла возвращается в ТА. Далее вода поступает в систему охлаждения трансформатора.

В ТНУ происходит нагрев воды до  $40-73\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Далее вода по подающему трубопроводу поступает в буферную емкость. Нагретый теплоноситель из буферной емкости поступает на догрев в КЭВ (при невозможности ТНУ обеспечить необходимую температуру), далее по распределительному коллектору подается в систему отопления и ГВС потребителей. Обратный теплоноситель от потребителей возвращается в сборный коллектор и по

обратному трубопроводу возвращается на догрев в буферную емкость, а далее в «обратку» ТНУ. Переключение режимов работы ТНУ осуществляется при помощи клапанов.

#### **Результаты**

В ходе работы над проектом были определены следующие основные параметры:

- температура охлаждающей воды на выходе из воздухоохладителя гидрогенератора, она составляет 21,94 °С;
- температура охлаждающей воды на выходе из маслоохладителя трансформатора - 24,26 °С;
- общие тепловые потери от всего оборудования Братской ГЭС - 92,52 МВт.

При расчете количества тепла, сбрасываемого с охлаждающей водой в нижний бьеф Братского водохранилища, возникли трудности с его точным определением, что связано с отсутствием фиксирования на станции необходимых параметров теплоносителя.

В проекте также рассмотрено 3 варианта теплоснабжения: 1 вариант - теплоснабжение помещений машинного зала; 2 вариант - теплоснабжение АБК и ГЦ; 3 вариант - теплоснабжение помещений машинного зала совместно с АБК и ГЦ.

Для сравнения вариантов теплоснабжения был проведен анализ российского рынка ТНУ. Техничко-экономический расчет показал, что наиболее выгодным является 3 вариант - теплоснабжение помещений машинного зала совместно с АБК и ГЦ. Вложения в проект составили в ценах на ноябрь 2021 г 35,46 млн руб., эта сумма включает в себя стоимость двух ТНУ *Viesmann Vitocal 350-G Pro*, двух циркуляционных насосов, теплосети, доставки оборудования и монтажных работ. Поставщиком насосов может быть официальный партнер немецкой фирмы «*Viesmann*» в Иркутске - ООО ИТЦ «Альтер Энерго». Экономия предприятия в случае внедрения данного проекта составит 4,68 млн руб., а срок окупаемости - 7,3 года.

#### **Заключение**

Теоретическая значимость данной статьи, заключается в рассмотрении внедрения теплонасосных установок в качестве метода полезного использования сбросного тепла от системы охлаждения оборудования современных предприятий. При этом ТНУ экологически чистый метод отопления и кондиционирования, поскольку все процессы переноса тепла в ТНУ происходят в замкнутом, герметичном контуре. Во время работы ТНУ отсутствуют выбросы в окружающую среду, оказывающие вредное воздействие на организм человека и природу.

Российская практика применения ТНУ на энергопредприятиях не имеет широкого распространения. ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация» (входит в состав En+ Group) одно из первых российских крупных предприятий, на филиалах которого внедряются теплонасосные установки.

Внедрение ТНУ на российских ГЭС позволит снизить расход электроэнергии на отопление, ГВС и устранить тепловое влияние на окружающую среду. Однако основными факторами, которые затрудняют применения ТНУ в нашей стране, являются относительная дешевизна традиционных углеводородов и слабое развитие оборудования отечественного производства.

Практическая значимость статьи состоит в разработке проекта полезного использования сбросного тепла от оборудования Братской ГЭС, в ходе которого была выполнена оценка объемов теряемой тепловой энергии, предложены варианты по полезному использованию данной энергии и выполнены технико-экономические расчеты окупаемости внедрения предложенных вариантов. В результате к реализации предложен вариант теплоснабжения с помощью ТНУ помещений машинного зала совместно с АБК и ГЦ Братской ГЭС.

Предлагается установить 2 ТНУ по 350 кВт и проложить теплотрассу диаметром 200 мм и длиной около 600 метров в двухтрубном исполнении со сроком окупаемости 7,3 года.

Предложенная схема использования сбросного тепла от системы охлаждения оборудования ГЭС универсальна и может быть применена не только на рассматриваемой в статье Братской ГЭС, но и на других станциях с учетом их особенностей.

#### **Литература**

1. Государственный доклад о состоянии энергосбережения и повышении энергетической эффективности в Российской Федерации // Министерство экономического развития РФ. 2020. 117 с.
2. Мясникова Н.В., Кудряшов А.Н. Оценка применения парокомпрессионной установки на Усть-Илимской ГЭС // Молодежный вестник ИргТУ. 2021. Т. 11. № 1. С. 40-44.

3. Поляков А.Н., Гапоненко С.О. Использование тепловых насосов // Наука и образование в жизни современного общества: сборник научных трудов по материалам Международной научно-практической конференции: в 18 частях, Тамбов, 29 ноября 2013 года. Тамбов: ООО «Консалтинговая компания Юком», 2013. С. 101-103.

4. Рукавишников, А. М. Тепловые насосы - источник энергоэффективности // Холодильная техника. 2013. № 2. С. 20-21.

5. Magnani S, Danti P, Pezzola L. Analysis of the coupling between CHP and EHP in an office building applied to the Italian energy market. Energy Procedia. 2016;101;558–565.

6. Urbanucci, L., Bruno, J. C., & Testi, D. (2019). Thermodynamic and economic analysis of the integration of high-temperature heat pumps in trigeneration systems. Applied Energy, 238, 516–533. doi: 10.1016/j.apenergy.2019.01.115.

7. Chen Y, Zhang Y, Wang J, et al. Operation for integrated electricity-heat system with improved heat pump and storage model to enhance local energy utilization. Energies. 2020;13:6729.

8. Sewastianik S., Gajewski A. Energetic and Ecologic Heat Pumps Evaluation in Poland // Energies. 2020. V. 13. pp. 4980.

9. Таймаров М.А., Ильин В.К., Осипов А.Л., Долгова А.Н., Ахмеров А.В. Теплонасосный комплекс для утилизации вторичных энергоресурсов нефтехимических заводов // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2019;21(3-4):7-14. <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2019-21-3-4-7-14>.

10. Трещёва М.А., Аникина И.Д., Трещёв Д.А. Обоснование мощности теплового насоса, используемого в системе охлаждения конденсатора паровой турбины ПГУ-ТЭЦ // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2022;24(1):61-73. <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2022-24-1-61-73>.

11. Шидловская, Д.К., Седельников Г.Д. Использование теплового насоса для модернизации низкопотенциального комплекса Комсомольской ТЭЦ-3 // Международный студенческий научный вестник. – 2015. – № 3-2. – С. 300.

12. Alla S.A., Bianco V., Marchitto A., et al. Impact of the Utilization of Heat Pumps for Buildings Heating in the Italian Power Market // In Proceedings of the 15th International Conference on the European Energy Market, Lodz, Poland, 27–29 June 2018.

13. Wang J., Zhong H., Tan C., et al. Economic benefits of integrating solar-powered heat pumps into a CHP system // IEEE Transactions on Sustainable Energy. 2018. V. 9. pp. 1702–1712.

14. Ostergaard P.A., Andersen A.N. Booster heat pumps and central heat pumps in district heating // Applied Energy. 2016. V. 184. pp. 1374–1388.

15. Sun F., Xie Y., Svendsen S., et al. New low-temperature central heating system integrated with industrial exhausted heat using distributed electric compression heat pumps for higher energy efficiency // Energies. 2020. V. 13. pp. 6582.

16. Андриященко А. И. Сравнительная эффективность применения тепловых насосов для централизованного теплоснабжения // Промышленная энергетика. 1997. № 6. С. 2–4.

17. Goricane D., Ivanovski I., Kropce J., et al. The Exploitation of Low-Temperature Hot Water Boiler Sources with High Temperature Heat Pump Integration // Energies. 2020. V. 13. pp. 6311.

18. Zhang L., Zhang Y., Zhou L., et al. Research of waste heat energy efficiency for absorption heat pump recycling thermal power plant circulating water // IOP Conference Series Earth and Environmental Science. 2018. V. 121. pp. 4.

19. Алхасов А.Б., Алхасова Д.А. Комплексное использование низкопотенциальных термальных вод юга России для тепло-, водоснабжения и решения экологических проблем // Теплоэнергетика. 2019. № 66. С. 361–366.

20. Федюхин А.В., Звончевский А.Г. Перспективные направления использования теплоты низкопотенциальных источников химических производств // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2022. Т.24. № 3. С. 15-27. doi:10.30724/1998-9903-2022-24-3-15-27.

21. Шпильрайн Э.Э. Возможность использования теплового насоса на ТЭЦ // Теплоэнергетика. 2003. № 7. С. 54–56.

22. Морозов Ю.П., Чалаев Д.М., Величко В.В. Децентрализованное теплоснабжение с помощью геотермальных тепловых насосов // Альтернативная энергетика и экология. 2017. № 4–6. С. 70–79.

#### Авторы публикации

**Юровская Валерия Дмитриевна** – студент, Братский государственный университет.

**Латушкина Светлана Викторовна** – старший преподаватель кафедры энергетики, Братский государственный университет.

#### References

1. State report on the state of energy conservation and energy efficiency in the Russian Federation. *Ministry of Economic Development of the Russian Federation*. 2020. 117 p.
2. Myasnikova N.V., Kudryashov A.N. Evaluation of the use of a vapor compression unit at the Ust-Ilimskaya HPP. *Youth Bulletin of IrSTU*. 2021;11 (1):40-44.
3. Polyakov A.N., Gaponenko S.O. The use of heat pumps. *Science and education in the life of modern society: a collection of scientific papers based on the materials of the International Scientific and Practical Conference*: in 18 parts, Tambov, November 29, 2013. Tambov: Ucom Consulting Company LLC, 2013; 101-103.
4. Rukavishnikov, A. M. Heat pumps as a source of energy efficiency. *Refrigeration equipment*. 2013; 2: 20-21.
5. Magnani S, Danti P, Pezzola L. Analysis of the coupling between CHP and EHP in an office building applied to the Italian energy market. *Energy Procedia*. 2016;101;558–565.
6. Urbanucci, L., Bruno, J. C., &Testi, D. (2019). Thermodynamic and economic analysis of the integration of high-temperature heat pumps in trigeneration systems. *Applied Energy*, 238, 516–533. doi: 10.1016/j.apenergy.2019.01.115.
7. Chen Y, Zhang Y, Wang J, et al. Operation for integrated electricity-heat system with improved heat pump and storage model to enhance local energy utilization. *Energies*. 2020;13:6729.
8. Sewastianik S, Gajewski A. Energetic and Ecologic Heat Pumps Evaluation in Poland. *Energies*. 2020; 13:4980.
9. Taimarov M.A., Il'in V.K., Osipov A.L., et al. Heat pump complex for utilization of secondary energy resources of petrochemical plants. *News of higher educational institutions. ENERGY PROBLEMS*. 2019; 21(3-4):7-14.
10. Treshcheva M.A., Anikina I.D., Treshchev D.A. Justification of the power of the heat pump used in the cooling system of the condenser of the steam turbine of the CCGT-CHP. *News of higher educational institutions. ENERGY PROBLEMS*. 2022; 24(1):61-73.
11. Shidlovskaya, D.K., Sedelnikov G.D. The use of a heat pump for the modernization of the low-potential complex of the Komsomolskaya CHPP-3. *International Student Scientific Bulletin*. 2015;3-2: 300.
12. Alla SA, Bianco V, Marchitto A, et al. Impact of the Utilization of Heat Pumps for Buildings Heating in the Italian Power Market. *In Proceedings of the 15th International Conference on the European Energy Market*. Lodz, Poland, 27–29 June 2018.
13. Wang J, Zhong H, Tan C, et al. Economic benefits of integrating solar-powered heat pumps into a CHP system. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*. 2018;9: 1702–1712.
14. Ostergaardan PA, Andersenab A.N. Booster heat pumps and central heat pumps in district heating. *Applied Energy*. 2016; 184:1374–1388.
15. Sun F, Xie Y, Svendsen S, et al. New low-temperature central heating system integrated with industrial exhausted heat using distributed electric compression heat pumps for higher energy efficiency. *Energies*. 2020; 13:6582.
16. Andryushchenko AI. Comparative efficiency of heat pumps application for district heating. *Industrial Power Engineering*. 1997; 6:2–4.
17. Goricanec D., Ivanovski I., Krobe J., et al. The Exploitation of Low-Temperature Hot Water Boiler Sources with High Temperature Heat Pump Integration. *Energies*. 2020. V. 13. pp.6311.

18. Zhang L, Zhang Y, Zhou L, et al. Research of waste heat energy efficiency for absorption heat pump recycling thermal power plant circulating water. *IOP Conference Series Earth and Environmental Science*. 2018;121:4.

19. Alkhasov AB, Alkhasova DA. Comprehensive Utilization of Low-Potential Geothermal Waters of Southern Russia for Heat and Water Supply and Solution of Environmental Problems. *Thermal Engineering*. 2019;66:361–366.

20. Fedyukhin A.V., Zvonchevsky A.G. Perspective directions for the use of heat from low-potential sources of chemical production. *News of higher educational institutions. ENERGY PROBLEMS*. 2022;24(3):15-27. doi:10.30724/1998-9903-2022-24-3-15-27.

21. Shpilrayn EE. The possibility of using of heat pump on TPP. *Thermal Engineering*. 2003; 7:54–56.

22. Morozov YP, Chalaev DM, Velichko VV. Decentralized heating with geothermal heat pumps. *Alternative Energy and Ecology*. 2017;4–6:70–79.

#### **Authors of the publication**

*Valeriya D. Yurovskaya* – Bratsk State University, Bratsk, Russia.

*Svetlana V. Latushkina* – Bratsk State University, Bratsk, Russia.

***Получено***

***25.08.2022г.***

***Отредактировано***

***26.09.2022г.***

***Принято***

***26.09.2022г.***