



ОБОСНОВАНИЕ МОЩНОСТИ ТЕПЛООВОГО НАСОСА, ИСПОЛЬЗУЕМОГО В СИСТЕМЕ ОХЛАЖДЕНИЯ КОНДЕНСАТОРА ПАРОВОЙ ТУРБИНЫ ПГУ-ТЭЦ

М.А. Трещёва, И.Д. Аникина, Д.А. Трещёв

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого,
г. Санкт-Петербург, Россия
milana.treshcheva@gmail.com

Резюме: ЦЕЛЬ. Определение допустимой мощности теплового насоса (ТН) применяемого в системе охлаждения конденсатора паровой турбины (ПТ) для тепловой электростанции (ТЭС) на базе двухконтурных парогазовых установок (ПГУ). МЕТОДЫ. В качестве метода исследования используется метод математического моделирования режимов работы теплофикационной ПГУ с ТН в системе охлаждения и без него. На базе статистических данных о технических параметрах и технико-экономических показателях ПГУ-450, для климатических и рыночных условий города Санкт-Петербург, было проведено исследование наиболее характерных режимов работы основного энергетического оборудования, в годовом разрезе, с определением максимальной допустимой мощности ТН, с точки зрения организации стабильного теплоснабжения потребителя, доступных низкопотенциальных ресурсов и безубыточной работы ТЭС на рынке электроэнергии. РЕЗУЛЬТАТЫ. Установлено, что с учетом значительных объемов низкопотенциальных энергоресурсов, отводимых от системы охлаждения конденсаторов ПТ и, стабильно высокой тепловой нагрузки потребителя, в том числе в межотопительный период, наиболее существенным условием, определяющим допустимый уровень мощности ТН, являются рыночные ограничения, связанные с безубыточностью функционирования ТЭС на оптовом рынке электроэнергии (ОРЭ). Показано, что для объекта исследования, при среднегодовой электрической нагрузке 650 МВт, максимальная мощность ТН составляет 160 МВт. ЗАКЛЮЧЕНИЕ. На примере реального энергообъекта были проанализированы основные факторы ограничивающие допустимый уровень мощности ТН. Установлена непосредственная связь между максимальной мощностью ТН, установленного на ТЭС и внешними экономическими условиями, а также уровнем энергоэффективности оборудования. Данный подход может быть использован для выбора и обоснования мощности ТН вне зависимости от региона расположения, типа энергосистемы, стоимости энергоресурсов, рыночных условий, а также типа и характеристик используемого оборудования.

Ключевые слова: энергетические ресурсы; энергоэффективность; тепловой насос; тепловая электростанция; рынок электроэнергии; региональная электроэнергетика.

Для цитирования: 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. Т. 24. № 1. С. 61-73. doi:10.30724/1998-9903-2022-24-1-61-73.

JUSTIFICATION OF THE POWER OF THE HEAT PUMP USED IN THE COOLING SYSTEM OF THE STEAM TURBINE CONDENSER OF THE CCGT-CHP

MA. Treshcheva, ID. Anikina, DA. Treshchev

Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University,
St. Petersburg, Russia
milana.treshcheva@gmail.com

Abstract: THE PURPOSE. Determination of the permissible power of the heat pump (HP) used in the cooling system of the steam turbine condenser for a thermal power plant (TPP) based on double-circuit combined-cycle gas turbine (CCGT). METHODS. Mathematical modeling of the

operating modes of a heating CCGT with a HP in the cooling system was used as a research method. The research was conducted using statistical data on technical parameters and economic indicators of CCGT-450, for climatic and market conditions of St. Petersburg. The research of the most characteristic modes of operation of the main power equipment, in the annual context, was carried out. The maximum permissible capacity of the HP, from the point of view of the organization of stable heat supply to the consumer, available low-potential resources and break-even operation of TPP in the electricity market was determined. RESULTS. It was found that low-potential energy resources in the cooling system of the steam turbine condenser are formed in significant volumes and the thermal power of the consumer is consistently high, including in summer. Therefore, market restrictions related to the break-even operation of TPP in the wholesale electricity market are the most essential condition determining the permissible level of HP power. It was found that for the object of study, with an average annual electrical capacity of 650 MW, the maximum power of the HP is 160 MW. CONCLUSION. The main factors limiting the permissible level of HP power were analyzed using the example of a real power facility. A direct connection between the maximum capacity of the HP and external economic conditions, as well as the level of energy efficiency of the TPP equipment was established. This approach can be used to select and justify the HP capacity regardless of the location region, the type of power system, the cost of energy resources, market conditions, as well as the type and characteristics of the equipment used.

Keywords: energy resources; energy efficiency; heat pump; thermal power plant; electricity market; regional electric power industry.

For citation: Treshcheva MA, Anikina ID, Treshchev DA. Justification of the power of the heat pump used in the cooling system of the steam turbine condenser of the CCGT-CHP. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2022; 24 (1): 61-73. doi:10.30724/1998-9903-2022-24-1-61-73.

Введение

Энергоемкость валового внутреннего продукта (ВВП) России превышает на 46% мировой уровень, на 44% уровень США и на 62% европейский уровень [1]. 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. 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).

Однако следует учитывать, что в настоящее время, около 60% объемов производства электроэнергии и порядка 50% объемов отпуска тепловой энергии в России осуществляют ТЭС на органическом топливе. При этом, доля ВИЭ в структуре производства электрической энергии составляет 20,1%, из которых 19,8% приходится на гидроэнергетику, а оставшиеся 0,3 % на ветряные и солнечные электростанции [2]. Согласно прогнозным документам¹ спрос на электроэнергию по России к 2025 г. увеличится на 8,3 % сравнению с уровнем 2018 г. Доля ТЭС в прогнозируемой структуре выработки электрической энергии останется неизменной (65-66%). При этом, потребность в органическом топливе ТЭС, увеличится к 2025 году почти на 5% и достигнет 309,5 млн т.у.т.

Поэтому, применение на ТЭС ТН большой мощности, будет способствовать решению сразу нескольких глобальных задач, стоящих перед теплоэнергетической отраслью России. А именно: оптимизации топливно-энергетического баланса страны, за счет вовлечения низкопотенциальной сбросной теплоты ТЭС, увеличения объемов отпуска тепловой энергии на базе ВЭР и снижения нагрузки ТЭС на окружающую среду. Это позволит, в долгосрочной перспективе, сформировать эффективную, конкурентоспособную

¹ «Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2019 – 2025 годы» (утверждена приказом Минэнерго России № 174 от 28.02.2019 г.)

и экологически ориентированную экономику, обеспечивающую рациональное использование природных ресурсов и минимизацию негативного воздействия на окружающую среду.

Активная научно-исследовательская работа, связанная с анализом возможностей использования низкопотенциальной теплоты, ведется во всем мире. Рассматривается потенциал и особенности применения ТН в распределенной энергетике в различных технологических и экономических условиях [3,4]. Ряд исследований посвящен оценке экологических и рыночных особенностей интеграции ТН в существующие системы теплоснабжения [5–7]. Анализируются возможные варианты применения ТН в системах централизованного теплоснабжения, в условиях энергетических рынков различных стран [8–11]. Рассматриваются возможности повышения устойчивости энергоснабжения за счет применения ТН [12–14]. Проводится оценка перспектив использования ТН в комплексе с различными энергоустановками [15,16].

В России, исследования в области ТН имеют давнюю историю. Был проанализирован целый ряд схемных решений [17], оценен потенциал различных источников низкопотенциальной теплоты (ИНТ) [18,19]. Исследованы перспективы использования ТН в различных системах теплоснабжения [20,21]. Рассматривались возможности совместной эксплуатации ТН с ТЭС и атомными электростанциями [22,23].

Несмотря на это, ТН, до настоящего времени, не смогли найти значительного практического применения на ТЭС России. Существенным препятствием является отсутствие сформулированного подхода к выбору и обоснованию мощности ТН, внедряемых в тепловую схему ТЭС.

Цель настоящего исследования – определение допустимой мощности ТН, применяемого в системе охлаждения конденсатора ПТ для ТЭС на базе двухконтурных ПГУ.

Методика проводимого исследования

В качестве объекта исследования выступает ТЭЦ, имеющая в составе 2 энергоблока ПГУ-450 расположенная в г. Санкт-Петербург. В качестве основного метода исследования используется метод имитационного моделирования режимов работы ПГУ-ТЭЦ с ТН. Моделирование принципиальной тепловой схемы производилось с использованием лицензионного программного продукта «United Cycle», предназначенного для моделирования и расчета стационарных режимов работы теплоэнергетических установок и систем. Расчетная тепловая схема энергоблока ПГУ-450Т с ТН, смоделированная в «United Cycle», представлена на рисунке 1.

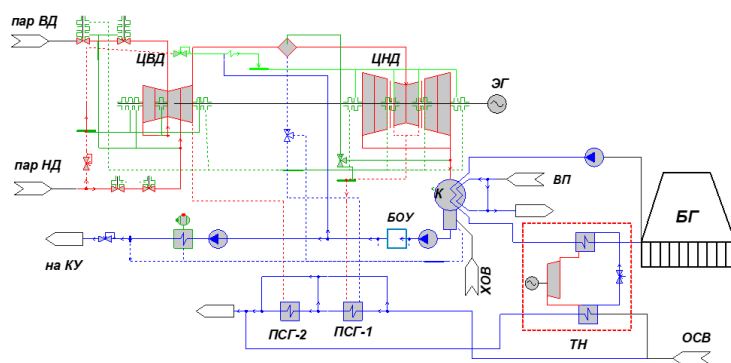


Рис.1. Тепловая схема ПГУ-450 с ТН

ЦВД – цилиндр высокого давления паровой турбины, ЦНД – цилиндр низкого давления паровой турбины; КУ – котел-утилизатор, К – конденсатор, ЭГ – электрогенератор, БОУ – блочная обессоляющая установка, ПСГ1 и ПСГ2 – подогреватели сетевой воды, БГ – башенная градирня, ТН – тепловой насос, пар ВД и НД – потоки пара высокого и низкого давления от котла-утилизатора, ВП – подпитка теплосети, ХОВ – химически обессоленная вода, ОСВ – обратная сетевая вода

Fig. 1. Schematic diagram of a CCGT-450 with HP
CVD - high-pressure turbine cylinder, CND - low-pressure turbine cylinder, KU - heat recovery boiler, K - condenser, EG - electric generator, BOU - desalting plant, PSG1 and PSG2 - network water heaters, BG - cooling tower, TN - heat pump, VD and ND steam - high and low pressure steam flows from the heat recovery boiler, VP - make-up water; HOV - chemically treated water, OSV - return network water

В схеме применяется пароконденсационный ТН. В качестве ИНТ используется техническая вода системы охлаждения конденсатора ПТ. Отпуск тепла от ТН осуществляется, в зависимости от температуры ИНТ путем подогрева обратной сетевой воды, в качестве одной из ступеней или путем подогрева подпиточной воды теплосети. Как показывают проведенные ранее исследования, данному схемному решению соответствует коэффициент преобразования энергии ТН (КПЭ ТН) равный 3.

Охлаждающая вода после конденсатора ПТ перераспределяется между испарителем ТН и системой охлаждения (градирня башенного типа), а затем сливается в единый поток, который поступает обратно в конденсатор ПТ. В конденсатор ТН подается вода из системы отопления от потребителя, нагревается и направляется в водогрейные котлы или сетевые водонагреватели, питаемые паром из отборов паровой турбины.

В состав основного энергетического оборудования дубль-блока ПГУ-450 входит 2 газотурбинные установки (ГТУ) типа V-94.2, 2 котла-утилизатора (КУ) с двумя контурами давления типа П-90, 1 паровая турбина типа Т-150-7,7. Характеристики основного энергетического оборудования энергоблока ПГУ-450Т в конденсационном (К-режим) и теплофикационном (Т-режим) режимах (табл. 1).

Таблица 1

Показатели основного энергетического оборудования энергоблока ПГУ-450Т

Характеристика	Значение
Электрическая мощность ГТУ, МВт	150
КПД ГТУ, %	33,8
Начальная температура газов ГТУ, °С	1060
Температура уходящих из ГТУ газов, °С	544
Расход уходящих газов, кг/с	525,7
Температура уходящих газов, °С	100
Расход пара ВД, т/ч	242
Давление пара ВД, МПа	8
Температура пара ВД, °С	515
Расход пара НД, т/ч	56
Давление пара НД, МПа	0,65
Температура пара НД, °С	200
Электрическая мощность ПТ в К-режиме / Т-режиме, МВт	161,6/128,6
Тепловая нагрузка, Гкал/ч	329,7
Расчетное давление в конденсаторе, МПа	0,011
Температура охлаждающей воды, °С	27

Данные по температурам наружного воздуха и продолжительности отопительного периода приняты в соответствии с нормативами для условий г. Санкт-Петербурга².

Если мощность ТН выбирается на основании данных о тепловой нагрузке потребителя, справедливо выражение (1):

$$Q_{\text{ТН}}^{\text{max}} = Q_{\text{пб}} \quad (1)$$

где $Q_{\text{ТН}}^{\text{max}}$ – максимальная мощность ТН, МВт;

$Q_{\text{пб}}$ – тепловой нагрузке потребителя, МВт.

Если осуществлять выбор мощности ТН по количеству ИНТ для данного схемного решения, граничное условие определяется из теплового баланса конденсатора (2):

$$Q_{\text{ТН}}^{\text{max}} = \frac{G_{\text{к}} \times (h_{\text{п}} - h_{\text{к}})}{\left(1 - \frac{1}{\phi}\right)} \quad (2)$$

где $G_{\text{к}}$ – расход пара в конденсатор, кг/с;

$h_{\text{к}}$ – энтальпия конденсата на выходе из конденсатора, кДж/кг;

$h_{\text{п}}$ – энтальпия пара на входе в конденсатор, кДж/кг.

ϕ – коэффициент преобразования энергии ТН.

С увеличением тепловой мощности ТН, растет объем потребления электроэнергии на привод компрессора ТН и общий расход электроэнергии на собственные нужды ТЭС. В результате, уменьшается полезный отпуск на ОРЭ, увеличивается себестоимость

² СП 131.13330.2018. Пересмотр СНиП 23-01-99* «Строительная климатология». Утв. приказом М-ва стр-ва и жил.-ком. хоз-ва РФ № 763/пр от 28.11.2018.

производства электроэнергии и снижается конкурентоспособность ТЭС. Следовательно, в качестве ограничения мощности ТН выступает условие безубыточности работы ТЭС на ОРЭ [24]. В аналитическом виде это условие может быть представлено следующим образом (3):

$$Q_{\text{ТН}}^{\text{max}} = W_{\text{э/э}} \cdot (1 - w_{\text{ТЭС}}^{\text{сн}}) \cdot \left(1 - b_{\text{э/э}} \cdot \frac{\Pi_{\text{НТ}}^{\text{факт}}}{\Pi_{\text{э/э}}} \cdot \frac{Q_{\text{Н УТ}}^{\text{р}}}{Q_{\text{Н}}^{\text{р}}} \right) \cdot \varphi \quad (3)$$

где $W_{\text{э/э}}$ – часовой объем генерации электроэнергии ТЭС, МВтч;

$w_{\text{ТЭС}}^{\text{сн}}$ – доля расхода электроэнергии на собственные нужды (СН) ТЭС в режиме без ТН;

$b_{\text{э/э}}$ – удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии с шин, т.у.т/МВтч;

$\Pi_{\text{НТ}}^{\text{факт}}$ – цена натурального топлива, руб/тыс.м³ (руб/т);

$\Pi_{\text{э/э}}$ – цена электроэнергии на ОРЭ, руб./МВтч;

$Q_{\text{Н УТ}}^{\text{р}}$ – теплота сгорания условного топлива, МДж/т.у.т;

$Q_{\text{Н}}^{\text{р}}$ – фактическая теплота сгорания натурального топлива, МДж/тыс.м³ (МДж/т).

Окончательно условие выбора максимальной мощности ТН, используемого в схеме охлаждения конденсатора ПТ на ТЭС может быть сформулировано следующим образом (4):

$$\begin{cases} Q_{\text{ТН}}^{\text{max}} \leq W_{\text{э/э}} \cdot (1 - w_{\text{ТЭС}}^{\text{сн}}) \cdot \left(1 - b_{\text{э/э}} \cdot \frac{\Pi_{\text{НТ}}^{\text{факт}}}{\Pi_{\text{э/э}}} \cdot \frac{Q_{\text{Н УТ}}^{\text{р}}}{Q_{\text{Н}}^{\text{р}}} \right) \cdot \varphi \\ Q_{\text{ТН}}^{\text{max}} \leq Q_{\text{потр}} \\ Q_{\text{ТН}}^{\text{max}} \leq \frac{G_{\text{к}} \cdot (h_{\text{п}} - h_{\text{к}})}{\left(1 - \frac{1}{\varphi} \right)} \end{cases} \quad (4)$$

Результаты

Фактическая тепловая нагрузка потребителя определяется температурой наружного воздуха и, чаще всего, существенно ниже значения подключенной. На рисунке 2 представлен диапазон изменения фактических тепловых нагрузок объекта исследования в годовом разрезе в 2012-2020 гг. В соответствии со статистическими данными по объекту исследования, максимальная тепловая нагрузка потребителя составляет порядка 336 Гкал/ч (390 МВт), при среднегодовой тепловой нагрузке порядка 170 Гкал/ч (198 МВт).

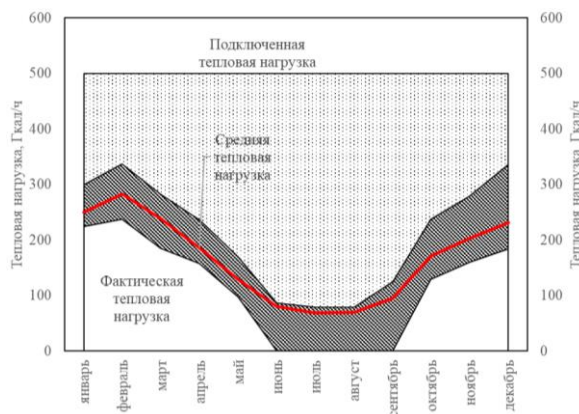


Рис.2 Динамика тепловых нагрузок ТЭЦ

Fig.2 Dynamics of thermal loads of the CHP

Количество ИНТ, образующееся на ТЭЦ, определяется расходом пара в конденсатор, который в свою очередь зависит от соотношения электрических и тепловых нагрузок генерирующего оборудования (режима работы). На рисунке 3 представлен диапазон изменения среднечасового количества ИНТ, образующегося в системе охлаждения конденсаторов ПТ объекта исследования в годовом разрезе в 2017-2020 гг.

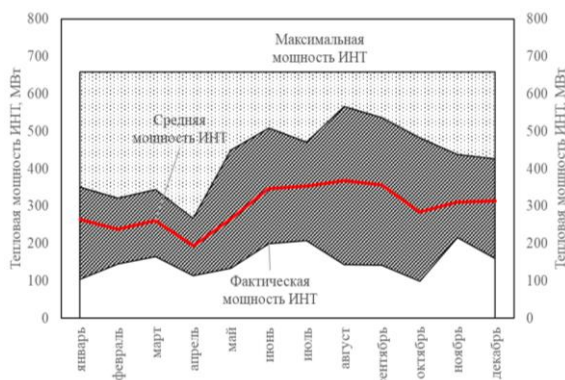


Рис.3 Динамика тепловой мощности источника низкопотенциальной теплоты Fig.3 Dynamics of thermal power low-potential heat source

В таблице 2 представлен расчет максимального количества ИНТ, которое может быть отведено от системы охлаждения конденсаторов ПТ объекта исследования, для основных вариантов состава оборудования, при работе ТЭС в К-режиме и варьировании электрической нагрузки газовых турбин от максимума до минимума.

Таблица 2

Максимальное количество ИНТ в системе охлаждения конденсатора

Показатель	Режим работы ТЭС			
	2 блока	1,5 блока	1 блок	полублок
Электрическая мощность ГТУ, МВт	150 / 100	150 / 100	150 / 100	150 / 100
Температура газов за ГТУ, °С	539 / 514	539 / 514	539 / 514	539 / 514
Расход газов за ГТУ, кг/с	532 / 444	532 / 444	532 / 444	532 / 444
Расход пара в конденсатор, кг/с	303 / 241	227 / 181	151 / 121	75 / 60
Давление в конденсаторе, кПа	7			
Тепловая мощность ИНТ, МВт	659 / 526	493 / 393	329 / 263	164 / 130
КПЭ ТН	3			
Максимальная мощность ТН, МВт	988 / 789	740 / 589	494 / 394	246 / 195

Ограничение мощности ТН, с точки зрения безубыточности работы ТЭС на ОРЭ, определяется электрической мощностью установки, долей расхода электроэнергии на СН, удельным расходом условного топлива на производство электроэнергии (УРУТэ), соотношением цен на топливо и электрическую энергию, а также КПЭ ТН.

Фактическая мощность генерирующего оборудования ТЭС меняется в пределах регулировочного диапазона, в соответствии с заданным технологическим режимом работы. На рисунке 4 представлены данные о регулировочном диапазоне объекта исследования.

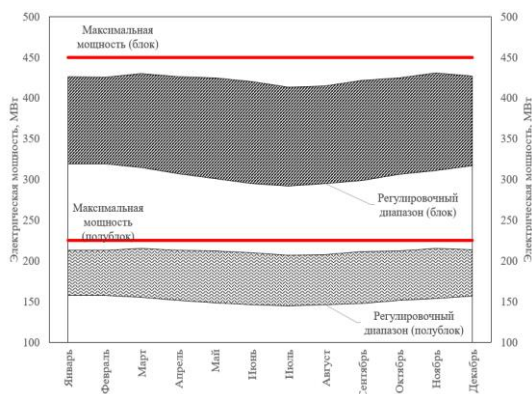


Рис.4 Регулировочный диапазон ПГУ-450

Fig.4 The range of regulation of the electric power of the CCGT-450

Нижний предел регулировочного диапазона в К-режиме соответствует минимальной нагрузке, обеспечивающей безопасную работу оборудования, а в Т-режиме - минимальной нагрузке при которой обеспечивается заданный теплоотпуск. Верхний предел регулировочного диапазона соответствует максимальной мощности с учетом ограничений (для ПГУ ограничения связаны с температурой наружного воздуха и отпуском теплоты). Энергоблок ПГУ-450 способен работать в режиме с одной ГТУ и ПТ. В этом случае располагаемая мощность установки снижается на 50%, а технический минимум при работе в К-режиме будет составлять 32% от установленной мощности.

На рисунке 5 представлены часовые объемы производства электроэнергии объекта исследования в годовом разрезе. В зависимости от потребности энергосистемы, электрическая мощность энергоблоков снижалась больше чем на 34%, половина блока (ГТУ и КУ) останавливалась и один энергоблок полностью останавливался.

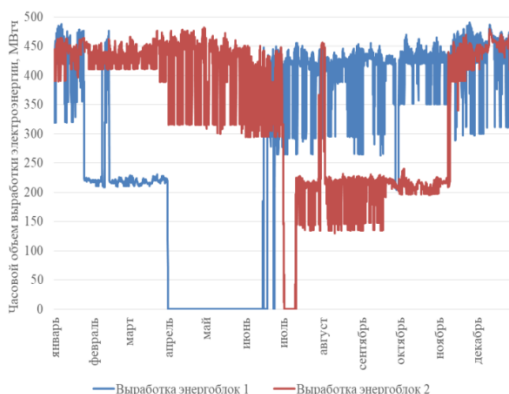


Рис. 5 Динамика часовых объемов производства электроэнергии ТЭС *Fig. 5 Dynamics of hourly volumes of TPP electricity production*

Часовой расход электроэнергии на СН ТЭС (без ТН), определяется режимом работы генерирующего оборудования. На рисунке 6 представлена зависимость доли расхода электроэнергии на СН объекта исследования от электрической мощности ПГУ-450Т.

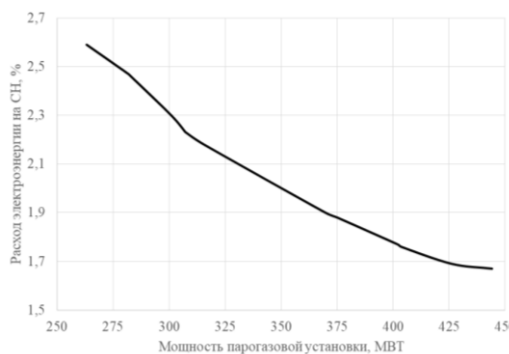


Рис. 6 Расход электроэнергии на собственные нужды энергоблока ПГУ-450 *Fig. 6 Electricity consumption for own needs of the CCGT-450*

УРУТэ зависит от режима работы ТЭС, а также утвержденного метода разнесения топливных затрат между электрической и тепловой энергиями. На рисунке 7, для объекта исследования, представлен диапазон изменения УРУТэ за период 2015-2019 гг.

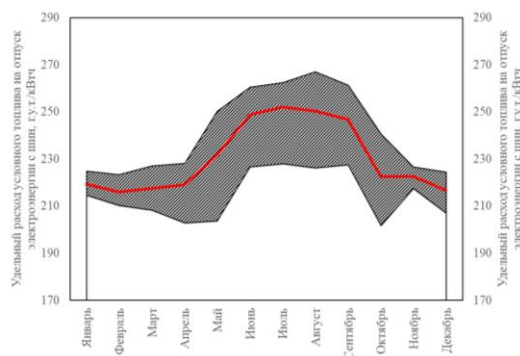


Рис. 7 Динамика удельного расхода условного топлива на выработку электроэнергии в годовом разрезе *Fig. 7 Dynamics of the specific consumption of conventional fuel for electricity generation in the annual context*

Цена условного топлива, потребляемого ТЭС, определяется ценой природного топлива и его калорийностью. В свою очередь, цена природного топлива меняется в зависимости от условий договора с поставщиком. На рисунке 8 представлена динамика изменения цены условного топлива для объекта исследования за 2009-2020 гг.

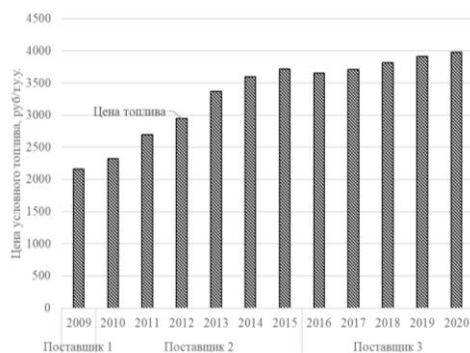


Рис. 8 Динамика изменения цен на условное топливо *Fig. 8 Dynamics of changes in prices for conventional fuel*

Цена на электроэнергию зависит от сегмента ОРЭ, категории (поставщика / потребителя) и региона. Объект исследования, расположен в г. Санкт-Петербург (ОЭС Северо-Запада, первая ценовая зона). На рисунке 9 представлена динамика изменения цен и объемов электроэнергии, поставленных объектом исследования на различные сегменты ОРЭ в 2019 г.

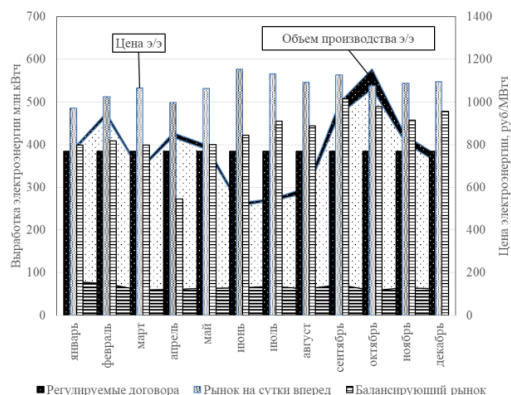


Рис. 9 Динамика изменения цен и объемов поставок на рынок электроэнергии *Fig. 9 Dynamics of changes in prices and volumes of supplies to the electricity market*

Наиболее развернутое представление о допустимой мощности ТН на ТЭС, в условиях работы на ОРЭ, можно получить если провести расчет, в соответствии с формулой (3) для электрической мощности во всем диапазоне регулирования генерирующего

оборудования с учетом наиболее типичного суточного и годового графика работы. При этом, доля потребления электроэнергии на СН ТЭС (без ТН) и удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии являются характеристиками режима и непосредственно связаны с тепловой и электрической мощностью ТЭС. Цены топлива и электроэнергии – внешние характеристики, определяемые конъюнктурой рынка.

На рисунке 10 представлена зависимость максимальной мощности ТН от цен на энергоресурсы для энергоблока ПГУ-450 при варьировании электрической нагрузки в режиме блока и полублока (К-режим). КПЭ ТН принято на уровне 3. Из рисунка видно, что на выбор мощности ТН существенное значение оказывают соотношение цен на энергоресурсы. При уменьшении цены на электроэнергию ниже 500 руб/МВтч или увеличении цены условного топлива свыше 6000 руб/т.у.т., мощность ТН, исходя из безубыточности продажи электроэнергии на ОРЭ, равна 0. Это означает, что использование ТН на данном энергообъекте - не рационально, поскольку увеличение топливной составляющей себестоимости производства электроэнергии, будет превышать средний уровень цен, по которым осуществляется поставка на ОРЭ.

Из рисунка 10 видно, что каждому значению цены топлива соответствует узкий диапазон цен на электроэнергию при достижении которого использование ТН на ТЭС становится не рациональным, с точки зрения работы на ОРЭ, и применение ТН должно дополнительно обосновываться технико-экономическими расчетами, с учетом продажи тепловой энергии.

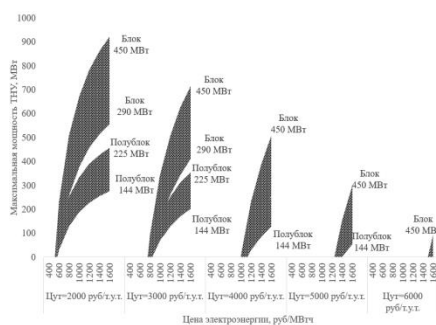


Рис. 10 Максимальная мощность теплового насоса, установленного на ТЭС на базе ПГУ-450 *Fig. 10 The maximum capacity of the heat pump installed at the TPP based on the CCGT-450*

На рисунке 11 представлены графические зависимости, с помощью которых можно проводить анализ диапазона максимальной мощности ТН для ТЭС на базе двух энергоблоков ПГУ-450 (4). Рассматривается действующий на данный момент, для объекта исследования, уровень цен на энергоресурсы (цена на электроэнергию 1100 руб/МВтч, цена на условное топливо 4000 руб/т.у.т.). Диапазон изменения электрической нагрузки принят от установленной мощности ТЭС до технического минимума в режиме полублок. КПЭ ТН принято в диапазоне 3-5.

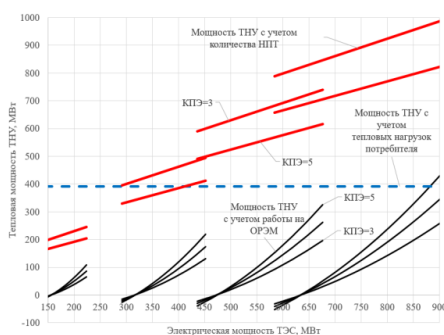


Рис. 11 Диапазон максимальной мощности теплового насоса *Fig. 13 Maximum power range of the heat pump*

Из рисунка 11 видно, что в условиях избыточности низкотемпературных ресурсов и стабильно высоких тепловых нагрузок потребителя, основным ограничением для мощности теплового насоса, выступает безубыточность работы ТЭС на ОРЭ. Для объекта

исследования, при среднегодовой электрической нагрузке 650 МВт, и КПЭ ТН 3, максимальная мощность ТН составляет 160 МВт.

Обсуждение

В статье на примере действующего энергообъекта было оценено влияние основных технико-экономических факторов, ограничивающих диапазон мощности ТН, использующего в качестве ИНТ, техническую воду из системы охлаждения конденсаторов ПТ.

Как показывают ранее проведенные исследования [24], можно получить непосредственную взаимосвязь между максимальной мощностью ТН, установленного на ТЭС, (вне зависимости от типа и характеристик используемого ИНТ) и внешними экономическими условиями, а также мощностью и уровнем энергоэффективности генерирующего оборудования. Это дает возможность вводить дополнительные ограничивающие условия и даже обосновывать не рациональность применения ТН на объектах топливно-энергетического комплекса России. Что является особенно актуальным, поскольку, в условиях действующей рыночной модели, в энергетике принятие управленческих решений, в том числе, в области инвестиционной деятельности, должно опираться, прежде всего, на экономический анализ [25-26].

Используемый в статье подход к определению диапазона допустимой мощности ТН, может быть использован для выбора и обоснования оборудования, внедряемого в тепловую схему, как уже существующей, так и проектируемой, ТЭС, вне зависимости от региона расположения, типа энергосистемы, стоимости энергоресурсов, иных рыночных условий, а также типа и характеристик используемого оборудования.

В условиях конкурентного подхода, при формировании экономических отношений в современной России, применение данного метода будет способствовать как раскрытию потенциала масштабного использования низкотемпературных ресурсов в энергетике, так и формированию подходов к решению задачи оптимизации состава оборудования ТЭС с ТН. Что в перспективе, окажет влияние не только на капитальные вложения и эксплуатационные расходы реальных энергообъектов, но и, в целом, на формирование цен на электроэнергию и тепло в конкретных регионах.

Заключение

1. Диапазон мощности ТН, используемого в технологической схеме ТЭС, может быть ограничен количеством доступных низкопотенциальных ресурсов, тепловыми нагрузками потребителя и доходностью поставок на ОРЭ.

2. В условия избыточного количества низкопотенциальной теплоты, отводимой в системе охлаждения конденсатора ПТ, и при стабильно высоких тепловых нагрузках потребителя, для мощности ТН основным является рыночное ограничение.

3. Максимальная мощность ТН, при которой будет обеспечиваться безубыточное производство электроэнергии на ТЭС, определяется внешними экономическими условиями, а также мощностью и уровнем энергоэффективности генерирующего оборудования.

Для объекта исследования:

- электрическая нагрузка может меняться в пределах 80% от установленной мощность ТЭС;
- доля потребления на СН (без учета ТН) составляет 1,5-2,5% от фактической электрической мощности ТЭС;
- удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии, при работе в пределах регулировочного диапазона меняется в пределах от 200 до 280 г.у.т./кВтч;
- средняя цена на условное топливо составляет порядка 4000 руб/т.у.т;
- средняя цена поставки электроэнергии составляет порядка 1100 руб/МВт;
- при среднегодовой электрической нагрузке 650 МВт и КПЭ ТН 3 максимальная мощность ТН составляет 160 МВт.

4. Существенное значение на ограничение диапазона мощности ТН оказывает соотношение цен на энергоресурсы. Для объекта исследования, при уменьшении цены на электроэнергию ниже 500 руб/МВтч или увеличении цены условного топлива выше 6000 руб/т.у.т., допустимая мощность ТН, по условию безубыточности работы на ОРЭ, равна 0.

Литература

1. Государственный доклад о состоянии энергосбережения и повышении энергетической эффективности в Российской Федерации [Электронный ресурс] // Министерство экономического развития РФ. 2020. 117 с. Режим доступа:

- <https://www.economy.gov.ru/material/file/c3901dba442f8e361d68bc019d7ee83f/Energyefficiency2020.pdf> (дата обращения: 29.12.2021).
2. Отчет о функционировании ЕЭС России в 2020 году [Электронный ресурс] // Системный оператор ЕЭС. 2021. - 36 с. Режим доступа: https://www.sops.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2021/ups_rep2020.pdf (дата обращения: 29.12.2021).
 3. 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. V. 101. pp. 558–565.
 4. Liang Y., Al-Tameemi M., Yu Z. Investigation of a gas-fuelled water heater based on combined power and heat pump cycles // *Applied Energy*. 2018. V. 212. pp. 1476–1488.
 5. 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.
 6. 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.
 7. Sewastianik S., Gajewski A. Energetic and Ecologic Heat Pumps Evaluation in Poland // *Energies*. 2020. V. 13. pp. 4980.
 8. Østergaard P.A., Andersen A.N. Booster heat pumps and central heat pumps in district heating // *Applied Energy*. 2016. V. 184. pp. 1374–1388.
 9. Romanchenko D., Odenberger M., Göransson L., et al. Impact of electricity price fluctuations on the operation of district heating systems: A case study of district heating in Göteborg, Sweden // *Applied Energy*. 2017. V. 204. pp. 16–30.
 10. Trømborg E., Havskjold M., Bolkesjø T.F., et al. Flexible use of Electricity in Heat-only District Heating Plants // *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management*. 2017. V. 12. pp. 29–46.
 11. 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.
 12. Sánchez-Canales V., Payá J., Corberán J.M., et al. Dynamic modelling and techno-economic assessment of a compressed heat energy storage system: Application in a 26-MW wind farm in Spain // *Energies*. 2020. V. 13. pp. 4739.
 13. 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. V. 13. pp. 6729.
 14. Scharrer D., Eppinger B., Schmitt P., et al. Life cycle assessment of a reversible heat pump-organic Rankine cycle-heat storage system with geothermal heat supply // *Energies*. 2020. V. 13. pp. 3253.
 15. Goricaneč D., Ivanovski I., Kroppe J., et al. The Exploitation of Low-Temperature Hot Water Boiler Sources with High Temperature Heat Pump Integration // *Energies*. 2020. V. 13. pp. 6311.
 16. 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.
 17. Боровков В. М., Аль Алафин А. Тепловой насос с двухступенчатым конденсатором // *Промышленная энергетика*. 2007. № 8. С. 40–43.
 18. Калнинь И.М., Проценко В.П., Пустовалов С.Б. Системы централизованного теплоснабжения на базе теплонасосных установок // *Холодильная техника*. 2011. № 1. С. 20–22.
 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. Андрущенко А. И. Сравнительная эффективность применения тепловых насосов для централизованного теплоснабжения // *Промышленная энергетика*. 1997. № 6. С. 2–4.
 21. Морозов Ю.П., Чалаев Д.М., Величко В.В. Децентрализованное теплоснабжение с помощью геотермальных тепловых насосов // *Альтернативная энергетика и экология (Isjaee)*. 2017. № 4–6. С. 70–79.
 22. Шпильрайн Э.Э. Возможность использования теплового насоса на ТЭЦ // *Теплоэнергетика*. 2003. № 7. С. 54–56.

23. Проценко В.П., Пустовалов С.Б., Савицкий А.И., и др. Атомно-теплонасосная теплофикация (АТТ) как новое направление в развитии энергетики // Энергосбережение и водоподготовка. 2010. № 1. С. 25–29.

24. Treshcheva M., Anikina I., Sergeev V., et al. Selection of Heat Pump Capacity Used at Thermal Power Plants under Electricity Market Operating Conditions. *Energies*. 2021. V. 14. pp. 226.

25. Балынин И.В. Оценка результативности инвестиционных проектов: правила, показатели и порядок их расчета // Экономический анализ: теория и практика. 2016. № 6 (453). С. 26-41.

26. Николенко Т.Ю., Тарасова Е.В. Система сбалансированных показателей и инструментарий оценки эффективности инновационных проектов // Научно-технические ведомости СПбГПУ. Экономические науки. 2016. № 6. С. 228–235.

Авторы публикации

Трещёва Милана Алексеевна – канд. техн. наук, доцент высшей школы атомной и тепловой энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета им. Петра Великого.

Трещёв Дмитрий Алексеевич – старший преподаватель высшей школы атомной и тепловой энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета им. Петра Великого.

Аникина Ирина Дмитриевна – канд. техн. наук, доцент высшей школы атомной и тепловой энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета им. Петра Великого.

References

1. Ministry of Economic Development of the Russian Federation. *State report on the state of energy conservation and energy efficiency improvement in the Russian Federation*. Available online: <https://www.economy.gov.ru/material/file/c3901dba442f8e361d68bc019d7ee83f/Energyefficiency2020.pdf> (accessed on 29 December 2021).

2. The System Operator of the unified energy system of Russia. *Report on the functioning of the unified energy system of Russia in 2020*. Available online: https://www.sops.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2021/ups_rep2020.pdf (accessed on 29 December 2021).

3. 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.

4. Liang Y, Al-Tameemi M, Yu Z. Investigation of a gas-fuelled water heater based on combined power and heat pump cycles. *Applied Energy*. 2018;212:1476–1488.

5. 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.

6. 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*.

7. Sewastianik S, Gajewski A. Energetic and Ecologic Heat Pumps Evaluation in Poland. *Energies*. 2020;13:4980.

8. Østergaardan PA, Andersenab A.N. Booster heat pumps and central heat pumps in district heating. *Applied Energy*. 2016;184:1374–1388.

9. Romanchenko D, Odenberger M, Göransson L, et al. Impact of electricity price fluctuations on the operation of district heating systems: A case study of district heating in Göteborg, Sweden. *Applied Energy*. 2017;204:16–30.

10. Trømborg E, Havskjold M, Bolkesjø TF, et al. Flexible use of Electricity in Heat-only District Heating Plants. *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management*. 2017;12:29–46.

11. 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.

12. Sánchez-Canales V, Payá J, Corberán JM, et al. Dynamic modelling and techno-economic assessment of a compressed heat energy storage system: Application in a 26-MW wind farm in Spain. *Energies*. 2020;13:4739.

13. 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.

14. Scharrer D, Eppinger B, Schmitt P, et al. Life cycle assessment of a reversible heat pump-organic Rankine cycle-heat storage system with geothermal heat supply. *Energies*. 2020;13:3253.

15. Goricaneč D., Ivanovski I., Kroppe J., et al. The Exploitation of Low-Temperature Hot Water Boiler Sources with High Temperature Heat Pump Integration. *Energies*. 2020. V. 13. pp. 6311.

16. 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.

17. Borovkov VM, Al Alavin A. Heat pump with two-stage condenser. *Industrial Power Engineering*. 2007;8:40–43.

18. Kalnin IM, Protsenko VP, Pustovalov SB. Centralized heating system based on heat pumps. *Kholodilnaya Tekhnika*. 2011;1:20–22.

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. Andryushchenko AI. Comparative efficiency of heat pumps application for district heating. *Industrial Power Engineering*. 1997;6:2–4.

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

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

23. Protsenko VP, Pustovalov SB. Atomic heat pump heating as a new direction of energy development. *Energoberezhenie I Vodopod*. 2010;1:25–29.

24. Treshcheva M, Anikina I, Sergeev V, et al. Selection of Heat Pump Capacity Used at Thermal Power Plants under Electricity Market Operating Conditions. *Energies*. 2021;14:226.

25. Balynin IV. Assessing the Effectiveness of Investment Projects: Rules, Indicators and Procedure for Their Calculation. *Economic Analysis: Theory and Practice*. 2016;6 (453):26-41.

26. Nikolenko TY, Tarasova EV. Balanced Indicator System and Tools for Assessing the Effectiveness of Innovation Projects. *Scientific and Technical News of St. Petersburg State Polytechnic University. Economic Sciences*. 2016;6:228–235.

Authors of the publication

Milana A. Treshcheva – Peter the Great St. Petersburg polytechnic university, St. Petersburg, Russia.

Dmitriy A. Treshchev – Peter the Great St. Petersburg polytechnic university, St. Petersburg, Russia.

Irina D. Anikina I. – Peter the Great St. Petersburg polytechnic university, St. Petersburg, Russia.

Получено 21.02.2022г

Отредактировано 14.03.2022г

Принято 21.03.2022г