

**ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ,
ГИДРОЭНЕРГЕТИКА**

**ПЕРСПЕКТИВЫ СНИЖЕНИЯ ОБЪЕМОВ ВОДОПОЛЬЗОВАНИЯ ТЭС
РОССИИ ВСЛЕДСТВИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ**

© 2022 г. М. А. Трещёва^а, *, И. Д. Аникина^а, Д. А. Трещёв^а

^аСанкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого,
Политехническая ул., д. 29, Санкт-Петербург, 195251 Россия

*e-mail: milana.treshcheva@gmail.com

Поступила в редакцию 01.09.2020 г.

После доработки 12.11.2020 г.

Принята к публикации 23.12.2020 г.

Рассмотрены основные факторы, влияющие на годовой экономический эффект от снижения платы за водопользование тепловой электростанцией (ТЭС) при применении тепловых насосов в системе охлаждения конденсатора паровой турбины. Для условий России установлен ожидаемый диапазон изменения налоговых ставок за изъятие водных ресурсов из источника в зависимости от местоположения и типа системы технического водоснабжения ТЭС, а также определено потенциальное снижение объемов водопользования ТЭС. С учетом парогазовых технологий оценена максимальная мощность теплового насоса, который может быть установлен на парогазовой ТЭС, исходя из условия безубыточности функционирования на российском оптовом рынке электроэнергии и мощности. Определен оценочный диапазон изменения длительности работы теплонасосной установки при использовании тепловой энергии как в производственных процессах ТЭС, так и для отопления. Для условий России проведена оценка территориального распределения максимально ожидаемого экономического эффекта от снижения водопользования в результате применения теплового насоса в системе охлаждения конденсатора на ТЭС. Проанализировано влияние экономического эффекта от уменьшения объемов водопользования на основные показатели инвестиционного проекта по внедрению теплонасосной установки тепловой мощностью 50 МВт на ТЭС в условиях Санкт-Петербурга при различных системах технического водоснабжения. Интегральный эффект от снижения объемов водопользования при реализации подобного проекта за весь период эксплуатации теплового насоса в составе оборудования ТЭС ожидается в размере 182.7 млн руб. при прямоточной системе водоснабжения, 2.6 млн руб. при оборотной системе водоснабжения с градирней и 2.0 млн руб. при оборотной системе водоснабжения с прудом.

Ключевые слова: тепловые электростанции, парогазовые установки, теплоснабжение, тепловые насосы, рациональное водопользование, система технического водоснабжения, конденсатор паровой турбины, интегральный экономический эффект

DOI: 10.1134/S0040363621110060

Одним из приоритетов государственной энергетической политики России является переход к экологически чистой и ресурсосберегающей энергетике. Это потребует от предприятий электроэнергетики в обозримой перспективе изыскания все новых и новых мер, способствующих снижению антропогенного воздействия на окружающую среду [1–3].

Теплоэнергетическая отрасль – основной потребитель и пользователь исчерпаемых и условно неисчерпаемых природных ресурсов. В соответствии со статистическими данными, самый крупный российский водопользователь – это электроэнергетический сектор [4]. По материалам III Всероссийского водного конгресса [5] в 2018 г. примерно 32.2% водных ресурсов (22.1 млрд м³) из тех, что забирались из природных источников, направлялись на предприятия энергетики.

Одной из важнейших обобщающих природно-ресурсных и макроэкономических характеристик государства служит удельный забор воды на единицу валового внутреннего продукта (ВВП). Долгое время основной проблемой использования водных ресурсов в России было высокое значение данного показателя, однако в последнее время водоемкость ВВП от года к году стабильно снижается [6]. Динамика водозабора на единицу ВВП РФ, м³/тыс. руб., следующая:

2014 г.	0.89
2015 г.	0.82
2016 г.	0.81
2017 г.	0.75
2018 г.	0.65

Таблица 1. Сопоставление удельной водоемкости ВВП по странам Европы

Страна	ВВП, млрд дол. США	Общий забор пресной воды из водных объектов, млрд м ³	Удельная водоемкость ВВП, м ³ /1000 дол. ВВП
Россия	3817.0	62.60	16.4
Республика Беларусь	178.0	1.51	8.5
Бельгия	514.0	5.10	9.9
Болгария	127.0	5.60	44.1
Великобритания	2738.0	7.30	2.7
Венгрия	259.0	5.10	19.7
Германия	3919.0	33.00	8.4
Греция	291.0	9.90	34.0
Дания	279.0	0.75	2.7
Испания	1627.0	32.90	20.2
Латвия	48.9	0.25	5.1
Нидерланды	852.0	9.50	11.2
Польша	1020.0	11.10	10.9
Румыния	410.0	6.50	15.9
Франция	2719.0	30.00	11.0
Чешская Республика	355.0	1.60	4.5
Швеция	475.0	2.70	5.7
Эстония	37.5	1.70	45.3

В то же время водоемкость ВВП России, приведенная в сопоставимый в международном плане вид по паритету покупательной способности валют, по-прежнему остается одной из самых высоких в Европе (табл. 1) [6]. При этом низкий уровень рационального водопользования в одних регионах сопровождается не только дефицитом водных ресурсов на территориях других субъектов РФ, но и продолжающимся снижением качества воды в водных объектах. Таким образом, несмотря на существенное усиление контроля со стороны государства и принятые серьезные меры по снижению антропогенного воздействия на окружающую среду, по-прежнему сохраняются серьезные проблемы для экологической безопасности России, в том числе относительно низкий уровень разработки и внедрения экологически чистых технологий.

В ближайшей перспективе решение основных задач в области обеспечения экологической безопасности страны должно осуществляться по таким приоритетным направлениям, как масштабное внедрение инновационных и экологических технологий, развитие экологически безопасных производств и реализация эффективных мер по сохранению и рациональному использованию природных ресурсов [7].

Один из основных способов повышения рациональности водопользования в нашей стране – снижение удельного потребления водных ресурсов благодаря внедрению наиболее эффективных производственных технологий на предприятиях энергетики [4].

В соответствии со статьей 38 п. 3 “Водного кодекса Российской Федерации” [8] водопользование по способу использования водных объектов может быть:

- с забором воды из водных объектов и возвратом ее в водные объекты;
- с забором воды из водных объектов без возврата ее в водные объекты;
- без забора воды из водных объектов.

Наиболее существенным фактором, оказывающим влияние на объемы использования воды энергообъектами, служит тип системы технического водоснабжения. Традиционным мероприятием, позволяющим снизить объемы водопользования ТЭС более чем на 97%, является переход на оборотную систему водоснабжения. Однако при безусловном ресурсосберегающем эффекте данное решение имеет определенные недостатки, в частности перевод на оборотную систему потребует значительных дополнительных капитальных за-

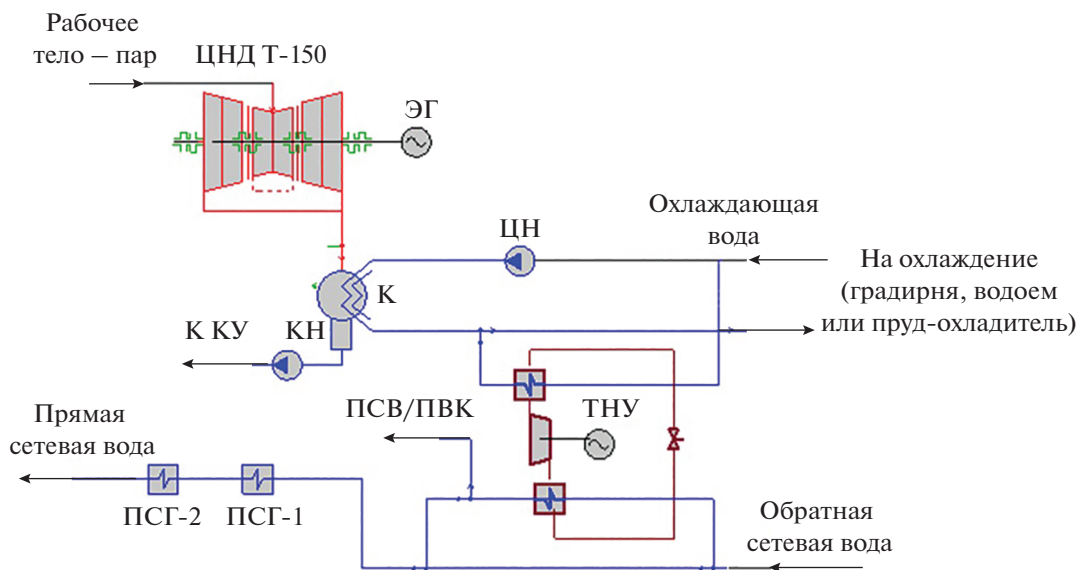


Рис. 1. Схема включения ТНУ в состав ПГУ-450Т.

ЦНД – цилиндр низкого давления; ЭГ – электрогенератор; К – конденсатор ПТУ; КН – конденсатный насос; ЦН – циркуляционный насос; КУ – котлы-утилизаторы; ТНУ – теплонасосная установка; ПСВ – прямая сетевая вода; ПВК – пиковая водогрейная котельная; ПСГ – подогреватель сетевой воды

трат и вызовет как снижение КПД ТЭС на 1–2%, так и рост топливопотребления и объемов выбросов в атмосферу загрязняющих веществ. Кроме того, если для прямоточной системы технического водоснабжения осуществляется возвратное водопользование, то для оборотной системы водоснабжения с градирнями характерно невозвратное водопользование, поэтому требуется подпитка воды для восполнения ее потерь на унос и испарение.

Применение тепловых насосов (ТН) в системе охлаждения конденсатора паротурбинной установки (ПТУ) позволит не только найти применение значительному количеству низкопотенциального тепла (НПТ), отводимого в окружающую среду на ТЭС, но и снизить ее топливопотребление и объемы водопользования, а также сократить затраты, связанные с водопользованием.

На рис. 1 представлена схема включения теплонасосной установки (ТНУ) в состав ТЭС на базе ПГУ-450Т. Охлаждающая вода после конденсатора ПТУ перераспределяется между испарителем ТНУ и системой охлаждения (водоем, градирня, пруд-охладитель), а затем сливается в единый поток, поступающий в конденсатор (на схеме на линии выхода охлаждающей воды из конденсатора происходит разделение на два потока; один идет в контур ТНУ, второй – прямо в систему охлаждения циркуляционной воды). Расход охлаждающей воды от системы охлаждения снижается пропорционально тепловой нагрузке испарителя ТНУ.

Исследования [9] показали, что благодаря применению ТН в тепловой схеме ПГУ-ТЭС (на базе двух энергоблоков ПГУ-450) с прямоточной системой водоснабжения объемы водопользования могут быть снижены на 192 млн м³/год. Для ПГУ-ТЭС с оборотной системой водоснабжения с градирней и прудом-охладителем аналогичные показатели составят 3.9 и 1.0 млн м³/год соответственно. В то же время утилизация в ТН от 6 до 20% отводимого через систему охлаждения конденсатора НПТ позволит уменьшить затраты для ПГУ-ТЭС с прямоточной системой водоснабжения на 8–10 млн руб/год, с оборотной системой водоснабжения с градирней на 0.2 млн руб/год, с оборотной системой водоснабжения с прудом-охладителем на 0.1 млн руб/год.

Цель настоящего исследования – провести анализ основных факторов, оказывающих влияние на экономический эффект от снижения объемов водопользования при внедрении ТНУ в технологическую схему ТЭС.

МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ

Годовой экономический эффект от снижения объемов водопользования ТЭС при установке ТН ($\mathcal{E}_{\text{вод}}$, руб/год) может быть определен следующим образом:

$$\mathcal{E}_{\text{вод}} = T_{\text{вп}} \Delta g_{\text{т.в}} Q_{\text{ТН}} h_{\text{ТЭС}}, \quad (1)$$

где $T_{вп}$ – тариф на водопользование, руб/м³; $\Delta g_{т.в}$ – относительное снижение расхода технической воды вследствие использования ТН, м³/(ч · МВт); $Q_{ТН}$ – тепловая мощность ТН, МВт; $h_{ТЭС}$ – число часов работы в режиме ТН + ТЭС, ч/год.

Соответственно, модель идеального объекта для внедрения ТН с максимальным экономическим эффектом от снижения водопользования ТЭС будет иметь вид

$$\begin{cases} T_{вп} \rightarrow \max; \\ \Delta g_{т.в} \rightarrow \max; \\ Q_{ТН} \rightarrow \max; \\ h_{ТЭС} \rightarrow \max. \end{cases}$$

На практике существование указанной идеальной модели в условиях конкретной ТЭС представляется маловероятным.

Тариф на использование воды из поверхностных водных объектов в пределах установленных лимитов водопользования определяется Налоговым кодексом РФ. Налоговые ставки устанавливаются по бассейнам рек, озер, морей и экономическим районам, и процесс их формирования различен для разных типов систем водоснабжения.

Потенциальное снижение водопользования вследствие применения теплонасосного оборудования в системе охлаждения конденсатора ПТУ определяется типом системы технического водоснабжения ТЭС.

В прямоточных системах водоснабжения суммарное водопользование ТЭС зависит преимущественно от общего расхода охлаждающей воды через конденсатор ПТУ. Формула для расчета относительного часового снижения изъятия охлаждающей воды на 1 МВт мощности ТН, м³/(ч · МВт), [9] имеет вид

$$\Delta g_{т.в} = \frac{3600}{C_b(t_2 - t_1)} \left(1 - \frac{1}{\phi}\right), \quad (2)$$

где C_b – теплоемкость воды, кДж/(м³ · К); t_2 и t_1 – температуры охлаждающей воды на выходе и входе конденсатора, °С; ϕ – коэффициент преобразования энергии ТН.

В оборотных системах водоснабжения с градирней суммарный объем водопользования ТЭС в значительной степени зависит от потерь охлаждающей воды с испарением и уносом. Относительное часовое снижение изъятия воды для подпитки системы охлаждения на 1 МВт мощности ТН [9] можно определить по выражению

$$\Delta g_{т.в} = \frac{3600}{C_b(t_2 - t_1)} \left(1 - \frac{1}{\phi}\right) [k_x(t_2 - t_1) + k_y], \quad (3)$$

где k_x и k_y – коэффициенты, учитывающие долю теплоотдачи испарением в общей теплоотдаче и долю уноса жидкости для заданного типа градирни соответственно.

В оборотных системах водоснабжения с прудом-охладителем на суммарный объем водопользования ТЭС влияют потери охлаждающей воды с испарением. Относительное часовое снижение изъятия воды для подпитки системы охлаждения на 1 МВт мощности ТН [9] можно рассчитать по формуле

$$\Delta g_{т.в} = \frac{3600}{C_b} \left(1 - \frac{1}{\phi}\right) k_x. \quad (4)$$

Тепловая мощность ТНУ определяется объемом НПТ, воспринятого испарителем ТН, и коэффициентом преобразования ТН:

$$Q_{ТН} = \frac{Q_{ИНТ}}{1 - 1/\phi}, \quad (5)$$

где $Q_{ТН}$ – часовой отпуск тепла от ТН, МВт; $Q_{ИНТ}$ – часовой объем НПТ, воспринятый испарителем ТН, т.е. тепло, отбираемое от источника низкопотенциального тепла (ИНТ), МВт.

На коэффициент преобразования энергии (КПЭ) влияют температуры источника и потребителя НПТ, а также теплофизические свойства рабочего тела ТНУ. Количество тепла, воспринятое испарителем ТН, в свою очередь зависит от расхода и температур ИНТ на входе и выходе испарителя.

Через систему охлаждения конденсатора ПТУ ТЭС отводится значительное количество НПТ. Однако следует учитывать, что с увеличением расхода ИНТ через испаритель ТН пропорционально возрастает расход электроэнергии на привод компрессора ТН. Это приводит к увеличению суммарного расхода электроэнергии на собственные нужды ТЭС, а также к снижению полезного отпуска на оптовый рынок электроэнергии (ОРЭ) и росту ее себестоимости.

Количество НПТ, которое может быть рационально утилизировано ТНУ, с учетом допустимого увеличения расхода электроэнергии на собственные нужды при работе ТЭС на конкурентном рынке электроэнергии можно определить, исходя из условия безубыточной продажи электрической энергии, когда доходы от поставок на ОРЭ покрывают затраты на приобретение топлива:

$$T_{доп}^{себ} = \Pi_{топ} b_{ээ} = \Pi_{ээ},$$

где $T_{доп}^{себ}$ – топливная составляющая себестоимости электроэнергии, руб/(МВт · ч); $\Pi_{топ}$ – цена условного топлива, руб/т у.т.; $b_{ээ}$ – удельный рас-

ход условного топлива на выработку электроэнергии, т.у.т/(МВт · ч); $\Pi_{\text{э}}$ – цена электроэнергии на ОРЭ, руб/(МВт · ч).

Тогда выражение для определения максимального допустимого часового расхода тепловой энергии от ТН ($Q_{\text{ТН}}^{\text{max}}$, МВт · ч) исходя из условия безубыточного функционирования ТЭС в рамках ОРЭ будет иметь вид

$$Q_{\text{ТН}}^{\text{max}} = \left(W_{\text{э}} - W_{\text{с.н}}^{\text{ТЭС}} - W_{\text{х.н}} - B_{\text{э}} \frac{\Pi_{\text{топ}}}{\Pi_{\text{э}}} \right) \varphi, \quad (6)$$

где $W_{\text{э}}$ – часовая выработка электроэнергии ТЭС, МВт · ч; $W_{\text{с.н}}^{\text{ТЭС}}$ – часовой расход электроэнергии на собственные нужды ТЭС без ТН, МВт · ч; $W_{\text{х.н}}$ – часовой расход электроэнергии на хозяйственные нужды ТЭС, МВт · ч; $B_{\text{э}}$ – часовой расход условного топлива на выработку электроэнергии, т.у.т/ч.

Число часов работы ТНУ в составе оборудования ТЭС зависит от режима работы потребителя низкопотенциального тепла. Принципиально возможны два направления применения тепловой энергии, отпускаемой от ТНУ: использование на нужды ТЭС и теплоснабжение внешних потребителей.

Первое направление предполагает применение ТНУ для совершенствования тепловых производственных процессов самой ТЭС. При этом длительность отпуска тепла от ТНУ определяется особенностями технологического процесса либо покрытием отопительно-вентиляционной нагрузки или нагрузки горячего водоснабжения ТЭС. В этом случае длительность теплоотпуска от ТНУ зависит от климатических условий: температуры наружного воздуха, направления и скорости ветра, солнечного излучения, влажности воздуха и т.д.

Второе направление предполагает применение ТНУ для теплоснабжения внешнего потребителя путем подогрева обратной сетевой воды (ОСВ) или подпитки теплосети. Длительность работы теплонасосного оборудования также будет зависеть от климатических условий.

Поскольку абсолютное значение годового экономического эффекта от снижения объемов водопользования прямо пропорционально мощности ТНУ, то для наиболее универсальной формулировки основных выводов расчет представлен в относительном виде на 1 МВт мощности ТНУ. В качестве остальных исходных данных для расчета по формуле (1) взяты:

тарифы на водопользование согласно [10];

коэффициенты для расчета относительного снижения расхода технической воды для различных систем водоснабжения, принятые в соответ-

ствии с [11] при температуре охлаждающей воды на входе в конденсатор около 15°C, при варьировании температурного перепада в конденсаторе в пределах от 5 до 15°C и коэффициенте преобразования, равном 3;

число часов работы в режиме ТН + ТЭС согласно [12].

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

Тариф на водопользование для производства тепловой и электрической энергии субъектами электроэнергетики в РФ устанавливается, а также индексируется законодательно и зависит от местоположения потребителя и типа системы технического водоснабжения энергообъекта. Для ТЭС с прямоточными системами технического водоснабжения в период с 2021 по 2025 г. налоговая ставка за забор воды из поверхностных водных объектов составит 636 руб/1000 м³. Для ТЭС с оборотными системами технического водоснабжения налоговые ставки за использование водных ресурсов на нужды подпитки системы охлаждения для восполнения потерь на унос и испарение по источникам и экономическим районам зафиксированы на уровне 2014 г. и предусмотрена индексация в сторону увеличения на 15% в год до 2025 г.

На рис. 2 представлен ожидаемый диапазон изменения ставок платы за водопользование для ТЭС с оборотными системами технического водоснабжения в 2021 г. В среднем размер налоговой ставки будет варьироваться по экономическим районам в пределах от 654 до 1532 руб/1000 м³. Наибольшая ставка за водопользование – из озера Байкал, а также из рек и озер Северо-Кавказского экономического района, минимальная – для бассейна реки Енисей Восточно-Сибирского экономического района. Налоговая ставка может значительно меняться для бассейна одной реки (например, для реки Дон, протекающей по нескольким экономическим районам, изменение составляет 33%), а также в пределах одного экономического района (для Восточно-Сибирского экономического района ставка меняется более чем в 2 раза).

Законодательно не исключен дальнейший рост ставок за водопользование и после 2025 г. для ТЭС как с оборотными, так и с прямоточными системами технического водоснабжения. В соответствии с [10], начиная с 2026 г. ставка платы за пользование водными объектами, находящимися в федеральной собственности, определяется ежегодно умножением ставки, действовавшей в предыдущем году, на коэффициент, учитывающий фактическое среднегодовое изменение потребительских цен,

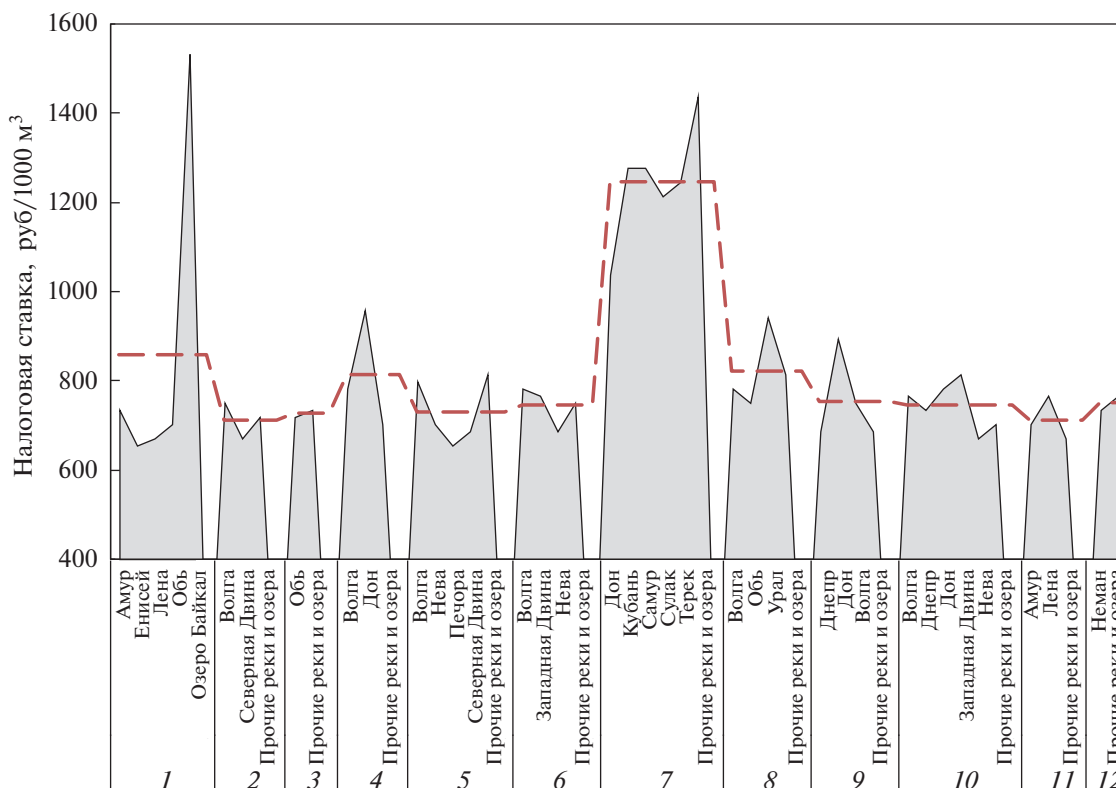


Рис. 2. Ожидаемые налоговые ставки за использование водных ресурсов по источникам и экономическим районам для ТЭС с оборотными системами водоснабжения в 2021 г., руб/1000 м³: 1 – Восточно-Сибирский; 2 – Волго-Вятский; 3 – Западно-Сибирский; 4 – Поволжский; 5 – Северный; 6 – Северо-Западный; 7 – Северо-Кавказский; 8 – Уральский; 9 – Центрально-Черноземный; 10 – Центральный; 11 – Дальневосточный; 12 – Калининградский

который устанавливает Министерство экономического развития РФ в соответствии с данными государственной статистической отчетности для второго по порядку года, предшествующего году платежного периода.

Потенциальное снижение объемов водопользования ТЭС с помощью ТНУ, размещенной в системе охлаждения конденсатора ПТУ, в соответствии с формулами (2)–(4), зависит от типа системы технического водоснабжения ТЭС.

Для прямоточной системы водоснабжения на относительное снижение изъятия охлаждающей воды на 1 МВт мощности ТНУ влияют только разница температур охлаждающей воды на входе и выходе конденсатора ПТУ и коэффициент преобразования энергии ТНУ. Приращение температуры охлаждающей воды определяется количеством отводимого тепла, конструкцией конденсатора и типом системы технического водоснабжения и может варьироваться от 5 до 15°C.

Отопительные ТНУ работают с КПЭ в пределах 3–5. Установки с КПЭ ниже 3 традиционно считаются неэффективными, и подобный режим

работы допустим лишь в течение короткого промежутка времени.

Значение коэффициента, учитывающего долю теплоотдачи испарением, для брызгальных бассейнов и градирен зависит от температуры наружного воздуха (при изменении температуры в диапазоне от 0 до 40°C он меняется в пределах от 0.0010 до 0.0016), а для водохранилищ (прудов-охладителей) – от температуры воды в реке или канале, впадающих в водоем (при изменении температуры в диапазоне от 0 до 40°C он меняется в пределах от 0.0007 до 0.0015). Потери воды вследствие уноса ветром определяются конструкцией охлаждающей установки и варьируются в пределах от 0.01 (для башенных градирен с водопользовательными устройствами) до 3% (для брызгальных бассейнов производительностью менее 500 м³/ч) расхода охлаждающей воды в оборотной системе водоснабжения [11].

На рис. 3 представлены результаты расчета по формулам (2)–(4) потенциального относительно снижения изъятия охлаждающей воды на 1 МВт тепловой мощности ТНУ в зависимости от типа и

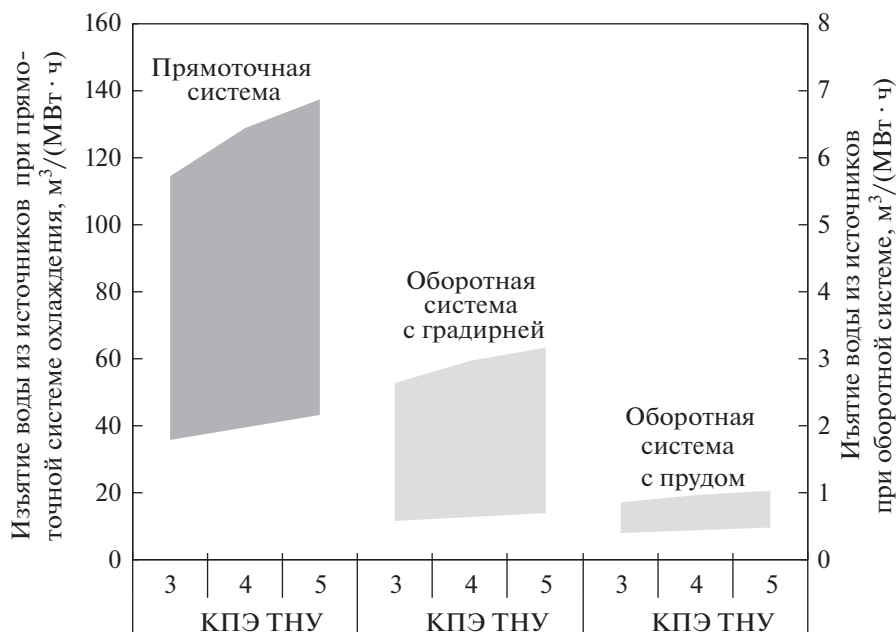


Рис. 3. Относительное часовое сокращение изъятия охлаждающей воды благодаря использованию ТНУ

конструкции системы технического водоснабжения ТЭС. Диапазоны, показанные на рисунке, учитывают в соответствии с [11] такие факторы, как параметры охлаждающей воды, климатические условия и значения КПЭ ТНУ. Наибольший эффект в части снижения изъятия водных ресурсов достигается при использовании ТН на ТЭС с прямоточной системой водоснабжения. При этом относительное снижение объемов водопользования, рассчитанное по формуле (2) в соответствии с [11], составит от 35.8 до 137.6 м³/ч на каждый мегаватт тепловой мощности ТНУ. При использовании ТН на ТЭС с обратными системами водоснабжения (ОС) относительное снижение объемов водопользования для подпитки системы охлаждения уменьшится на два порядка и по формуле (3) составит от 0.58 до 3.17 м³/ч на каждый мегаватт тепловой мощности ТНУ для обратных систем с брызгальными бассейнами и градирнями и от 0.40 до 1.03 м³/ч для обратных систем с прудами-охладителями по формуле (4).

Максимальная мощность теплового насоса (6) с учетом безубыточности продажи электроэнергии должна определяться индивидуально для каждого энергообъекта в зависимости от типа, мощности и регулировочного диапазона оборудования, региона РФ, в котором располагается ТЭС, климатических и метеорологических условий, вида и теплоты сгорания топлива, его поставщика, выбранного метода разнесения общего расхода топлива между электрической и тепловой генерацией,

сегмента рынка электроэнергии, на котором осуществляется деятельность ТЭС, и ее рыночного окружения.

Так, на рис. 4 наглядно представлен диапазон изменения допустимой мощности теплового насоса, обеспечивающий безубыточное функционирование на рынке электроэнергии ТЭЦ на базе дубль-блока ПГУ-450, в зависимости от цен на электроэнергию, топливо и мощности ТЭС. При ценах на электроэнергию и топливо, равных 1000 руб/(МВт·ч) и 2000 руб/т у.т. соответственно, при изменении электрической нагрузки в пределах регулировочного диапазона максимальная мощность теплового насоса в зависимости от его КПЭ будет меняться в пределах от 100 до 460 МВт. При стоимости электроэнергии менее 800 руб/(МВт·ч) или цене условного топлива выше 5000 руб/т у.т. топливные затраты не компенсируются продажей электроэнергии и, следовательно, рациональность установки теплового насоса должна быть дополнительно обоснована технико-экономическими расчетами с учетом продажи тепловой энергии.

Число часов работы ТНУ определяется параметрами тепловой нагрузки потребителя низкопотенциального тепла, однако также напрямую зависит от режима работы ТЭС. По степени участия генерирующих энергетических объектов в покрытии графика электропотребления ТЭС делятся на базовые, полупиковые и пиковые в зависимости от числа часов использования установленной мощности в процессе работы в рассматриваемый период времени, которое характеризует,

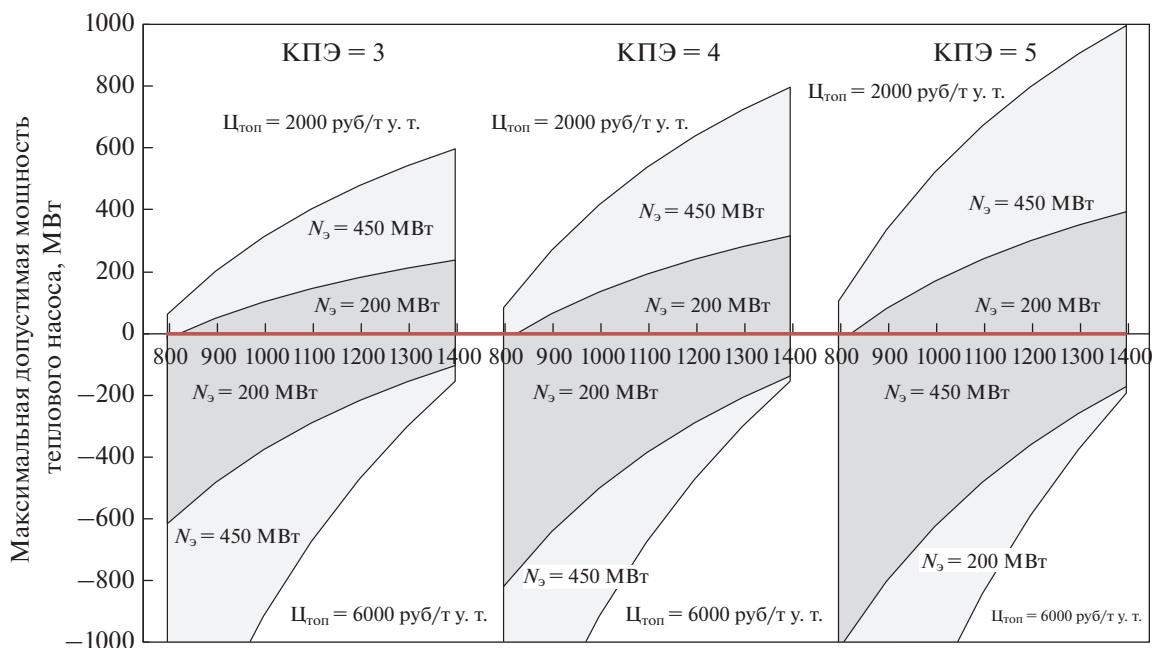


Рис. 4. Максимальная мощность теплового насоса, установленного на ТЭС на базе ПГУ-450, при различной мощности ТЭС N_3 [по оси абсцисс отложена стоимость электроэнергии, руб/(МВт · ч)]

сколько часов потребовалось бы ТЭС для выработки фактического количества электроэнергии при работе на мощности, равной установленной, и зависит от типа установки, а также от климатических и рыночных условий в регионе.

Так, число часов использования установленной мощности электростанций в целом по ЕЭС России в 2019 г. составило 4384 ч, или 50% календарного времени [12]. При этом число часов использования установленной мощности без учета электростанций промышленных предприятий составляет для ТЭС 4002 ч [коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) равен 46%]. Можно сказать, что число часов использования установленной мощности электростанции характеризует минимальное число часов работы оборудования в году. Для электростанций РФ в период с 2015 по 2019 г. в среднем КИУМ варьировался в пределах от 35 до 58% (рис. 5).

Если тепловой насос применяется для отпуска тепла стороннему потребителю или для обеспечения отопления объектов на территории ТЭС, то число часов работы ТНУ будет определяться длительностью отопительного периода. Территориальная неравномерность длительности отопительного периода в России зависит от ее климатических особенностей (рис. 6). Так, в зависимости от региона длительность отопительного периода варьирует в пределах от 2256 до 8760 ч [13] и в среднем по

стране составляет 5179 ч. Наиболее длительный отопительный период (8200–8760 ч) – в Красноярском крае, Тюменской и Мурманской областях, наиболее короткий (2200–2800 ч) – в Северо-Кавказском экономическом районе (Краснодарский край и Республика Крым).

В процессе исследований была выявлена значительная территориальная неравномерность потенциального относительного экономического эффекта от применения ТН на ТЭС (рис. 7), что позволяет определить потенциально более привлекательные регионы для внедрения тепловых насосов. Наибольший эффект будет наблюдаться в Восточно-Сибирском экономическом районе, а наименьший – в Калининградском. Так, с учетом ожидаемых ставок за водопользование в 2021 г. годовой экономический эффект от снижения объемов водопользования на 1 МВт мощности ТН, определенный по формуле (1), для прямой системы водоснабжения будет меняться в пределах от 51 до 767 тыс. руб/год, для обратной системы с градирней – от 2.1 до 42.5 тыс. руб/год, для обратной системы с прудом-охладителем – от 1.4 до 13.9 тыс. руб/год. Относительный годовой экономический эффект от снижения объемов водопользования по России в 2021 г. для прямой системы водоснабжения будет в среднем составлять 222 тыс. руб/год, для обратной системы с градирней – 8.3 тыс. руб/год, для обратной системы с прудом – 2.4 тыс. руб/год.

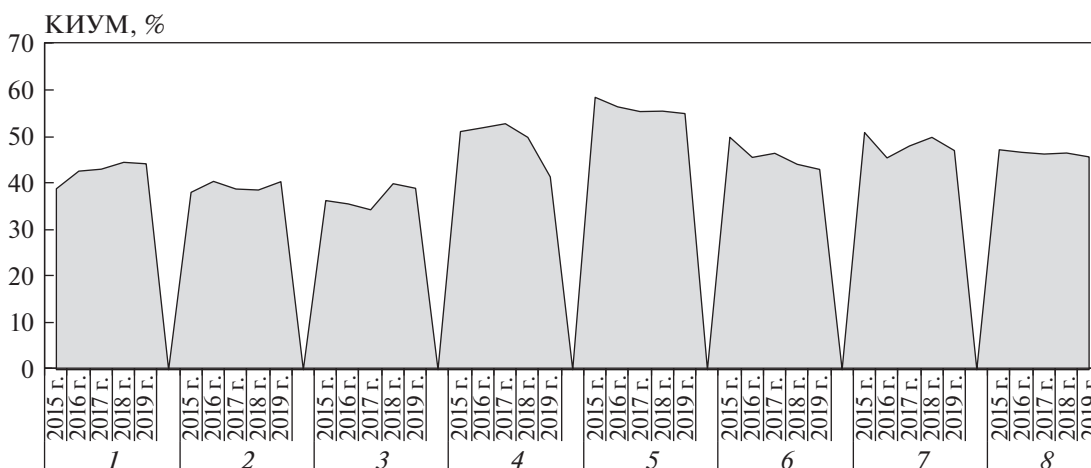


Рис. 5. Изменение коэффициента использования установленной мощности ТЭС в 2015–2019 гг., %:
 1 – ОЭС Северо-Запада; 2 – ОЭС Центра; 3 – ОЭС Средней Волги; 4 – ОЭС Юга; 5 – ОЭС Урала; 6 – ОЭС Сибири;
 7 – ОЭС Востока; 8 – ЕЭС России

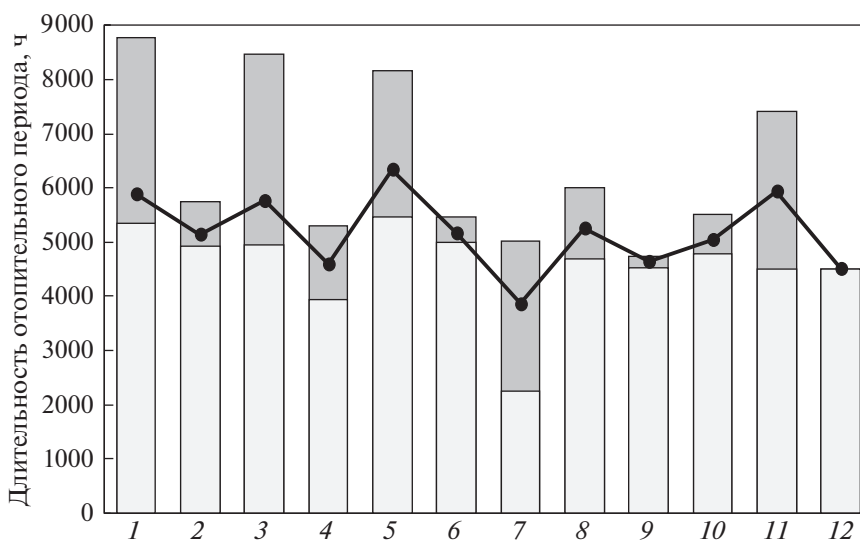


Рис. 6. Длительность отопительного периода в экономических районах России (максимальное значение – темно-серая, минимальное – светло-серая заливка). Линия – среднее значение длительности отопительного периода по экономическому району.

Район: 1 – Восточно-Сибирский; 2 – Волго-Вятский; 3 – Западно-Сибирский; 4 – Поволжский; 5 – Северный; 6 – Северо-Западный; 7 – Северо-Кавказский; 8 – Уральский; 9 – Центрально-Черноземный; 10 – Центральный; 11 – Дальневосточный; 12 – Калининградский

Далее приводится пример расчета потенциального относительного экономического эффекта от применения ТН на ТЭС Восточно-Сибирского экономического района в 2021 г.

В соответствии с тарифами на водопользование [10], утвержденными для ТЭС Восточно-Сибирского экономического района, с прямоточными системами технического водоснабжения налоговая ставка за забор воды в 2021 г. составит

636 руб/1000 м³, а для ТЭС с оборотными системами водоснабжения будет варьировать в пределах от 654 до 1532 руб/тыс. м³.

При расчетах по формулам (2)–(4) относительного часового снижения объемов изъятия охлаждающей воды $\Delta g_{Т,В}$ на 1 МВт мощности ТН для ТЭС с прямоточной и оборотной (как с градирнями, так и с прудом-охладителем) системами

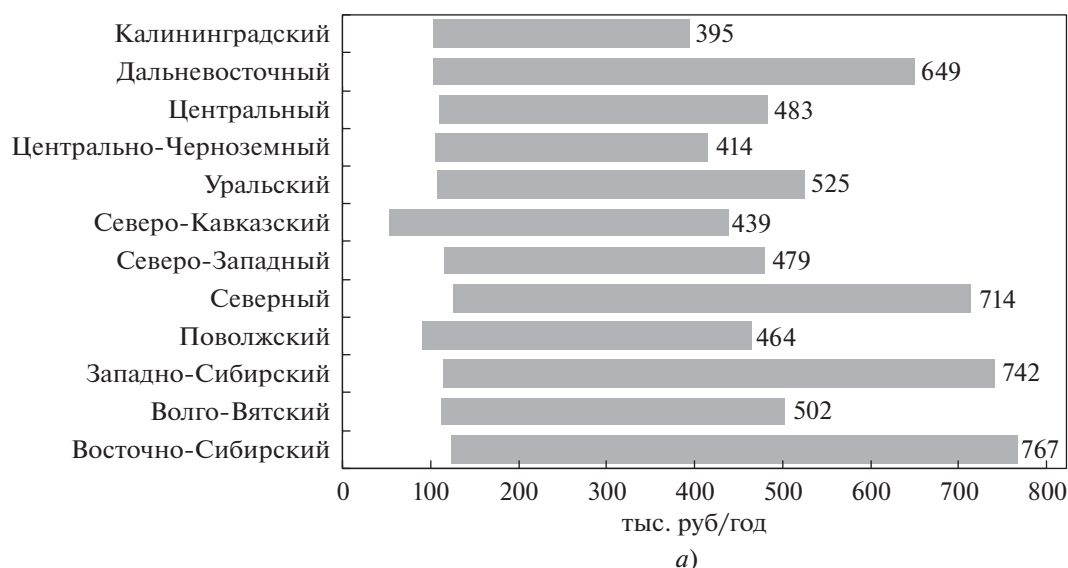


Рис. 7. Диапазон (от минимума до максимума) потенциального относительного экономического эффекта от снижения объемов водопользования для ТЭС с прямоточной (а) и оборотной (б) системой водоснабжения в 2021 г.

водоснабжения были приняты следующие основные условия:

температура охлаждающей воды на входе в конденсатор около 15°C;

перепад температуры в конденсаторе от 5 до 15°C;

варьирование коэффициента преобразования энергии ТНУ в пределах от 3 до 5.

Для ТЭС с прямоточной системой водоснабжения $\Delta g_{т.в}$ вычисляли по формуле (2), оно составило от 35.8 до 137.6 м³/(МВт · ч).

Для ТЭС с оборотной системой водоснабжения с градирней были приняты дополнительные условия:

варьирование коэффициента, учитывающего долю теплоотдачи испарением в общей теплоотдаче, составляет от 0.0010 до 0.0016;

варьирование коэффициента, учитывающего долю уноса жидкости, для заданного типа градирни в пределах от 0.01 до 3.00%.

Для ТЭС с оборотной системой водоснабжения с градирней вычисления выполняли по формуле (3), $\Delta g_{т.в}$ составило от 0.58 до 3.17 м³/(МВт · ч).

Для ТЭС с оборотной системой водоснабжения с прудом-охладителем при расчете относительного часового снижения объемов изъятия воды для подпитки системы охлаждения на 1 МВт мощности ТН наряду с основными было принято дополнительное условие — варьирование коэффициента, учитывающего долю теплоотдачи испарением в общей теплоотдаче, в пределах от 0.0007 до 0.0015.

Для ТЭС с оборотной системой водоснабжения с прудом-охладителем вычисления проводили по формуле (4), $\Delta g_{т.в}$ составило от 0.40 до 1.03 м³/(МВт · ч).

Время работы в режиме ТН+ТЭС согласно [12] для Восточно-Сибирского экономического района варьирует в пределах от 5352 до 8760 ч. Соответственно, потенциальный относительный экономический эффект от применения ТН на ТЭС Восточно-Сибирского экономического района в расчете на 1 МВт ТНУ составляет:

от 122 до 767 тыс. руб/год для ТЭС с прямоточной системой водоснабжения;

от 2 до 42 тыс. руб/год для ТЭС с оборотной системой водоснабжения с градирней;

от 1 до 14 тыс. руб/год для ТЭС с оборотной системой водоснабжения с прудом-охладителем.

В процессе вычислений были использованы тарифы на водопользование на 2021 г. Поскольку для ТЭС с оборотными системами водоснабжения предполагается замораживание до 2025 г. ставок платы за водозабор, то годовой экономический эффект от снижения объемов водопользования вследствие применения ТНУ будет сохраняться на уровне 2021 г. Но в дальнейшем ожидается индексация налоговых ставок за забор из поверхностных водных объектов, и тогда годовой экономический эффект от снижения объемов водопользо-

вания вследствие применения ТНУ увеличится более чем в 1.5 раза.

Как уже отмечалось, существование энергообъекта, для которого обеспечивается максимизация всех составляющих экономического эффекта от снижения объемов водопользования ТЭС благодаря ТНУ, представляется маловероятным. Важным фактором при определении эффективности применения ТН служит местоположение объекта, от которого, помимо тарифа на водопользование и длительности отопительного периода, зависит как соотношение цены на электроэнергию и топливо, так и степень загрузки оборудования, а следовательно, и максимальная мощность теплового насоса.

Принятие во внимание экономического эффекта, формируемого вследствие снижения объемов водопользования ТЭС при применении ТНУ в тепловой схеме, позволит улучшить показатели инвестиционных проектов по внедрению теплонасосных технологий и повысить к ним интерес генерирующих компаний.

Далее представлен пример оценки влияния экономического эффекта от снижения объемов водопользования на основные показатели инвестиционного проекта по внедрению ТНУ тепловой мощностью 50 МВт на ТЭС, расположенной в Северо-Западном экономическом районе (Санкт-Петербург). Расчет проводился с учетом следующих условий:

схема включения ТНУ в тепловую схему ТЭЦ, приведенная на рис. 1; отпуск тепла от ТНУ осуществляется в зависимости от температуры ИНТ подогревом либо обратной сетевой воды (в качестве одной из ступеней), либо подпиточной воды [3];

температурный график 110/50°С;

длительность отопительного периода 5280 ч [13];

средняя цена производителей на тепло, отпущенное от ТЭС, 246 руб/ГДж [14];

температура охлаждающей воды на входе в конденсатор для прямоточной системы и оборотной с прудом принята по среднегодовой температуре воды в Санкт-Петербурге (10°С), для оборотной с градирней — по статистическим данным о средней температуре после градирни (20°С);

температурный перепад охлаждающей воды в конденсаторе 10°С;

налоговая ставка за водопользование в 2021 г. для ТЭС с прямоточными системами водоснабжения 636 руб/1000 м³, для ТЭС с оборотными системами водоснабжения 686 руб/1000 м³ (р. Нева);

коэффициент преобразования энергии ТНУ равен 3 (соответствует данному схемному решению) [3];

Таблица 2. Показатели эффективности проекта ТЭС + ТНУ

Показатель	Без учета эффекта от снижения объемов водопользования	С учетом эффекта от снижения объемов водопользования
Прямоточная система водоснабжения		
Чистый дисконтированный доход, млн руб.	502.074	580.749
Индекс доходности	1.379	1.595
Внутренняя норма доходности, %	36.593	41.600
Срок окупаемости, лет	3.992	3.600
Оборотная система водоснабжения с градирней		
Чистый дисконтированный доход, млн руб.	502.074	503.188
Индекс доходности	1.379	1.382
Внутренняя норма доходности, %	36.593	36.661
Срок окупаемости, лет	3.992	3.986
Оборотная система водоснабжения с прудом		
Чистый дисконтированный доход, млн руб.	502.074	502.922
Индекс доходности	1.379	1.382
Внутренняя норма доходности, %	36.593	36.645
Срок окупаемости, лет	3.992	3.988

средневзвешенная цена электроэнергии на “рынке на сутки вперед” по Северо-Западной объединенной энергосистеме (ОЭС) (данные Администратора торговой системы оптового рынка электроэнергии) составляет 1242 руб/(МВт · ч);

норма амортизации – 5%;

капитальные вложения – 364 млн руб. [3] с учетом изменения курса евро;

норма дисконта – 11% (с учетом ставки Центробанка и уровня инфляции в 2019 г.);

срок эксплуатации установки 20 лет.

В табл. 2 представлены основные показатели инвестиционного проекта по внедрению ТНУ в тепловую схему ТЭС с учетом и без учета экономического эффекта от снижения объемов водопользования ТЭС для различных систем технического водоснабжения. Из представленных материалов видно, что снижение объемов водопользования будет оказывать наибольшее влияние на показатели инвестиционной эффективности при реализации проекта на ТЭС с прямоточной системой водоснабжения. Для ТЭС с оборотной системой водоснабжения это влияние не столь значительно, однако будет более существенным экологический эффект, поскольку снижается невозвратное потребление водных ресурсов (подпитка системы охлаждения для восполнения потерь на унос и испарение). Интегральный эффект от снижения объ-

емов водопользования за период эксплуатации составит для ТЭС:

с прямоточной системой водоснабжения – 182.7 млн руб.;

с оборотной системой водоснабжения с градирней 2.6 млн руб.;

с оборотной системой водоснабжения с прудом-охладителем 2 млн руб.

ВЫВОДЫ

1. К основным факторам, определяющим годовой экономический эффект от снижения объемов водопользования ТЭС с ТНУ, относятся тариф на водопользование, относительное снижение расхода технической воды на ТЭС с ТН, тепловая мощность ТНУ и длительность работы ТН.

2. Тариф на водопользование для ТЭС, расположенных на территории России, в зависимости от местоположения и типа системы технического водоснабжения может меняться более чем в 2 раза. В ближайшей перспективе для ТЭС с оборотными системами водоснабжения ожидается стабильное увеличение экономического эффекта от снижения объемов использования водных ресурсов. Для ТЭС с прямоточными системами водоснабжения до 2025 г. экономический эффект от

снижения объемов водопользования будет сохраняться на уровне 2021 г.

3. Потенциальное снижение объемов водопользования ТЭС благодаря ТНУ на каждый мегаватт ее тепловой мощности в зависимости от типа системы технического водоснабжения ТЭС варьируется в следующих пределах: от 35.8 до 137.6 м³/ч при прямоточной системе водоснабжения; от 0.58 до 3.17 м³/ч при оборотной системе водоснабжения с брызгальными бассейнами и градирнями; от 0.40 до 1.03 м³/ч при оборотной системе водоснабжения с прудами-охладителями.

4. Максимальная мощность теплового насоса, установленного на ТЭС, может быть ограничена условием безубыточности продажи электроэнергии на рынке и должна определяться с учетом характеристик основного энергетического оборудования, режимов его работы, территориальных, климатических, метеорологических и рыночных условий.

5. При оценке длительности работы ТНУ минимальное время работы оборудования за год в первом приближении может быть задано коэффициентом использования установленной мощности или временем использования установленной мощности при применении тепловой энергии от ТНУ в производственных процессах ТЭС (для электростанций России КИУМ в среднем составляет 50% календарного времени) и длительностью отопительного периода (для различных регионов нашей страны она варьирует в пределах от 2256 до 8760 ч и в среднем составляет 5179 ч) при применении тепловой энергии от ТНУ для отопления стороннего потребителя.

6. Максимальный экономический эффект от применения ТН на ТЭС будет наблюдаться в Восточно-Сибирском экономическом районе, а минимальный – в Калининградском.

В зависимости от типа системы технического водоснабжения ожидаемый годовой экономический эффект от снижения объемов водопользования на 1 МВт мощности ТН в 2021 г. составит от 51 до 767 тыс. руб/год для прямоточных систем водоснабжения, от 2.1 до 42.5 тыс. руб/год для оборотных систем с градирней и от 1.4 до 13.9 тыс. руб/год для оборотных систем с прудом-охладителем.

7. Интегральный эффект от снижения объемов водопользования при установке ТН тепловой мощностью 50 МВт на ТЭС в Санкт-Петербурге за 20 лет эксплуатации составит 182.7 млн руб. для прямоточной системы водоснабжения, 2.6 млн руб. для оборотной системы водоснабжения с градирней и 2.0 млн руб. для оборотной системы водоснабжения с прудом-охладителем.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Энергетическая** стратегия Российской Федерации на период до 2035 года. Утв. распоряжением Правительства РФ № 1523-р от 09.06.2020. [Электрон. ресурс.] Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/1026> (Дата обращения: 22.07.2020.)
2. **Main trends in increasing technical and economic efficiency of underground power pipelines cathodic protection: Report on the 10th Intern. Scientific and Practical Conf. on Water Power Energy Forum.** WPEF 2018. Kazan, 29 Oct.–02 Nov. 2018 / V.G. Kiselev, A.A. Kalyutik, A.V. Feduyukhin, S.O. Makoev // IOP Conf. Ser.: Earth and Environmental Sci. 2019. V. 288. P. 012098. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/288/1/012098>
3. **Use of heat pumps in turbogenerator hydrogen cooling systems at thermal power plant / I.D. Anikina, V.V. Sergeyev, N.T. Amosov, M.G. Luchko // Int. J. Hydrogen Energy.** 2017. V. 42. Is. 1. P. 636–642. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.04.256>
4. **Водная** стратегия Российской Федерации на период до 2020 года. Распоряжение Правительства РФ № 1235-р от 27.08.2009. [Электрон. ресурс.] Режим доступа: <http://government.ru/docs/10049> (Дата обращения 22.07.2020.)
5. **Водные ресурсы** России для реализации национальных целей и стратегических задач развития страны: Материалы III Всерос. водного конгресса. Москва, 24–26 июня 2019 г. <https://www.watercongress.ru/#about>
6. **О состоянии** и использовании водных ресурсов Российской Федерации в 2017 году: Гос. докл. 16.09.2019. М.: НИА-Природа, 2018.
7. **О стратегии** экологической безопасности Российской Федерации на период до 2025 года. Указ Президента РФ № 176 от 19.04.2017. [Электрон. ресурс.] Режим доступа: <http://kremlin.ru/acts/bank/41879> (Дата обращения 22.07.2020.)
8. **Водный кодекс** Российской Федерации. Федеральный закон РФ от 03.06.2006 № 74-ФЗ в ред. от 08.12.2020 с изм. и доп. Введ. с 01.01.2021.
9. **The potential for reducing TPP water consumption through the use of heat pumps / M.A. Treshcheva, D.A. Treshchev, I.D. Anikina, S.V. Skulkin // E3S Web Conf.: Intern Sci. Conf. on Energy, Environmental and Construction Eng.** 2019. V. 140. P. 11001. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/201914011001>
10. **О ставках** платы за пользование водными объектами, находящимися в федеральной собственности, и внесении изменений в раздел I ставок платы за пользование водными объектами, находящимися в федеральной собственности. Постановление Правительства РФ № 1509 от 26.12.2014 (в ред. от 18.09.2019 № 1211).
11. **СТО 70238424.27.100.080-2010.** Методика расчета водопотребления ТЭС из поверхностных водных источников с учетом специфики работы оборудования ТЭС. Утв. приказом НП ИНВЭЛ № 51 от 23.07.2010, введ. 02.08.2010. М.: НП ИНВЭЛ, 2010.

12. **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. Введ. 29.05.2019. <http://docs.cntd.ru/document/554402860>
13. **Отчет** о функционировании ЕЭС России в 2019 году // Системный оператор единой энергетической системы, 2020. [Электрон. ресурс.] Режим доступа: https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2020/ups_rep2019.pdf (Дата обращения 22.07.2020.)
14. **Теплоэнергетика** и централизованное теплоснабжение России в 2014–2018 годах: информ.-аналит. докл. М.: М-во энергетики РФ. 30.04.2020. [Электрон. ресурс.] Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/17737> (Дата обращения 14.08.2020.)

Prospects for Decreasing the Amount of Water Use by Thermal Power Plants in Russia through Application of Heat Pumps

M. A. Treshcheva^{a, *}, I. D. Anikina^a, and D. A. Treshchev^a

^a Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, St. Petersburg, 195251 Russia

*e-mail: milana.treshcheva@gmail.com

Abstract—The article considers the main factors influencing the annual economic gain from decreasing the payment for the water use by a thermal power plant (TPP) in the case of applying heat pumps in the steam turbine condenser cooling system. For the conditions of Russia, an expected variation range of tax rates for withdrawal of water resources from a source is established depending on the TPP service cooling water system’s location and type, and the potential decrease in the amounts of water use by a TPP is determined. With reference to combined cycle technologies, the maximal power capacity of the heat pump that can be installed at a combined cycle TPP is estimated subject to the condition of plant lossless operation in the Russian wholesale market of electricity and power. A tentative variation range of the heat pump unit’s operation time in using thermal energy both in the TPP production processes and for heating purposes is estimated. For the conditions of Russia, the territorial distribution of the maximal expected economic gain from decreased amounts of water use owing to heat pump application in the TPP condenser cooling system is estimated. The effect the economic gain obtained from decreasing the amounts of water use has on the key indicators of an investment project on introducing a heat power unit with a thermal capacity of 50 MW at a TPP under the conditions of St. Petersburg is analyzed for different service cooling water-supply systems. The integral economic gain obtained from decreasing the amounts of water use in implementing such a project for the entire service life of the heat pump used as part of the TPP equipment is expected to be 182.7 million rubles with a once-through water-supply system, 2.6 million rubles with a circulation water system with a cooling tower, and 2.0 million rubles with a circulation water system with a pond.

Keywords: thermal power plants, combined cycle plants, heat supply, heat pumps, rational water use, service cooling water-supply system, steam turbine condenser, integral economic gain