

УДК 620.92

Екатерина Витальевна Зиновьева

ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», кандидат технических наук, доцент кафедры тепловых электрических станций, Россия, Иваново, телефон (4932) 26-99-31, e-mail: zinoveva.ev@mail.ru

Григорий Васильевич Ледуховский

ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», доктор технических наук, ректор, Россия, Иваново, телефон (4932) 26-99-99, e-mail: lgv@ispu.ru

Сергей Ильич Шувалов

ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», доктор технических наук, профессор кафедры тепловых электрических станций, Россия, Иваново, телефон (4932) 26-99-31, e-mail: admin@tes.ispu.ru

Технико-экономические показатели энергокомплекса при использовании ветроэнергетических установок для покрытия собственных нужд ТЭЦ

Авторское резюме

Состояние вопроса. В соответствии с Энергетической стратегией России до 2035 года в рамках внедрения энергосберегающих технологий в энергетическом секторе планируется использование гибридной энергетики, являющейся одним из способов перехода от традиционной генерации к генерации с высокой долей возобновляемых источников энергии. Однако для внедрения таких комплексов необходимо проведение исследований, учитывающих природно-климатические характеристики региона, его ресурсные возможности, а также взаимное влияние традиционных и возобновляемых источников энергии в структуре мощностей генерирующего оборудования.

Материалы и методы. При оценке возможности включения в работу ветроэнергетических установок проведен анализ ветропотенциала на месте строительства. Модель устанавливаемых ветрогенераторов выбрана исходя из технических характеристик ветроэнергетических установок и метеоусловий.

Результаты. Получены технико-экономические показатели работы энергокомплекса, предусматривающего использование ветроэнергетических установок для частичного покрытия нагрузки собственных нужд ТЭЦ. Показатели определены в годовом разрезе помесячно с использованием физического метода отнесения суммарных затрат топлива на отпуск тепловой и электрической энергии при их комбинированном производстве.

Выводы. Работа ветроэнергетических установок в составе энергокомплекса с ТЭЦ в зимний период положительно сказывается на показателях тепловой экономичности процесса комбинированного производства тепловой и электрической энергии, а в летний период, напротив, приводит к ухудшению показателей экономичности. Относительно небольшая экономия топлива за год при использовании ветроэнергетических установок в составе энергокомплекса с ТЭЦ не позволяет считать проект экономически выгодным. Полученные результаты следует учитывать при принятии общесистемных решений о развитии возобновляемых источников энергии при их параллельной работе с электростанциями на органическом топливе.

Ключевые слова: тепловая электрическая станция, ветроэнергетическая установка, гибридная станция, энергокомплекс, технико-экономические показатели, ветропотенциал

Ekaterina Vitalievna Zinovieva

Ivanovo State Power Engineering University, Candidate of Engineering Sciences, (PhD), Associate Professor of Thermal Power Plants Department, Russia, Ivanovo, telephone (4932) 26-99-31, e-mail: zinoveva.ev@mail.ru

Grigory Vasilievich Ledukhovsky

Ivanovo State Power Engineering University, Doctor of Engineering Sciences, (Post-doctoral degree), Rector, Russia, Ivanovo, telephone (4932) 26-99-99, e-mail: lgv@ispu.ru

Sergei Ilyich Shuvalov

Ivanovo State Power Engineering University, Doctor of Engineering Sciences, (Post-doctoral degree), Professor of Thermal Power Plants Department, Russia, Ivanovo, telephone (4932) 26-99-31, e-mail: admin@tes.ispu.ru

Technical and economic indicators of energy complex when using wind power plants to cover in-house needs of CHPs

Abstract

Background. In accordance with the Russia Energy Strategy until 2035, within the framework of the implementation of energy-saving technologies in the power-generating sector, it is planned to use hybrid energy, which is one of the ways of transition from conventional generation to generation with a high share of renewable energy sources. However, to implement such complexes, it is necessary to conduct research that considers the natural and climatic characteristics of the region, its resource capabilities, as well as the mutual influence of conventional and renewable energy sources in the structure of generating equipment capacities.

Materials and methods. The wind potential at the construction site has been analyzed to assess the feasibility of incorporating wind turbines. Based on the technical characteristics of wind turbines and meteorological conditions, the model of wind turbines to be installed has been selected.

Results. Technical and economic indicators of the energy complex operation, providing for the use of wind power plants to partially cover the house load of CHPs have been obtained. The indicators are determined on an annual, monthly basis using the physical method of attributing the total fuel costs for heat and electricity output in case of their combined production.

Conclusions. Operation of wind power plants as a part of the energy complex with CHP in winter has a positive effect on the process of thermal efficiency of combined heat and power generation, and in summer, on the contrary, leads to deterioration of the efficiency indicators. Relatively small fuel savings per year when using wind power plants as a part of the energy complex with CHP does not allow to consider the project cost-effective. The obtained results should be considered when making system-wide decisions on the development of renewable energy sources in parallel operation with fossil fuel power plants.

Key words: thermal power plant, wind power plant, hybrid plant, energy complex, technical and economic indicators, wind potential

DOI: 10.17588/2072-2672.2024.5.014-020

Введение. Эффективная работа предприятий энергетической отрасли является ключевым фактором развития страны и гарантом ее энергетической безопасности. В настоящее время с учетом возрастающих экологических ограничений и истощения ископаемых энергетических ресурсов разработка новых или усовершенствование известных методов производства чистой энергии, отвечающих требованиям надежности энергоснабжения, является актуальной задачей. Исходя из этого и в соответствии с Энергетической стратегией Российской Федерации до 2035 года планируется увеличение производства электрической энергии и внедрение энергосберегающих технологий в различных отраслях промышленности¹. В энергетическом секторе одновременно с развитием станций на традиционном топливе планируется интенсивное строительство станций на возобновляемых источниках энергии (ВИЭ), которые позволяют не только экономить органическое топливо, но и сокра-

щать эксплуатационные выбросы парниковых газов.

В рамках внедрения энергосберегающих технологий в энергетическом секторе планируется использование гибридной энергетики в качестве перехода от традиционной генерации к генерации с высокой долей ВИЭ. Такие гибридные системы используют преимущества как традиционных, так и альтернативных источников энергии. В настоящее время в России уже успешно функционирует энергокомплекс на базе солнечной и гидрогенерации (Нижне-Бурейская ГЭС), где солнечная электростанция вырабатывает электроэнергию для покрытия собственных нужд ГЭС [1, 2]. Кроме этого, гибридные комплексы широко используются для питания автономных объектов в изолированных энергетических системах в составе ветродизельных станций.

Гибридные энергокомплексы представляют собой технически сложные системы. Их внедрение осложняется необходимостью учета технических и функциональных особенностей каждого из источников энергии. Кроме того, для внедрения таких комплексов необходимо проведение научных исследований, учитывающих природно-

¹ Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года: утв. распоряжением Правительства РФ № 1523-р от 09.06.2020 г., с изм. от 28.02.2024 г.

климатические характеристики региона, его ресурсные возможности, а также соотношение мощностей устанавливаемых ВИЭ и уже работающего в энергосистеме оборудования.

На территории России ввиду ее климатических особенностей наиболее эффективным способом производства тепловой энергии для потребителей является теплоэлектростанция (ТЭЦ). Кроме того, именно в зимнее время для территории России характерны достаточно сильные ветры. В связи с этим одним из вариантов включения ВИЭ в традиционную энергосистему может стать соединение ветрогенератора с паротурбинной ТЭЦ (энергокомплекс «ТЭЦ–ВЭУ»). В таких системах энергию, вырабатываемую ветрогенератором, включают в цикл работы станции, причем способы включения инвариантны.

Предметом настоящего исследования является анализ топливной эффективности использования энергии ветрогенератора, направляемой на собственные нужды ТЭЦ.

Методы исследования. Прогнозирование характеристик энергокомплекса «ТЭЦ–ВЭУ» выполнено применительно к условиям работы Орской ТЭЦ-1. Состав основного оборудования ТЭЦ: паровые котлы БКЗ-210-140Ф (1 котел), ТГМ-84А (3 котла), ТГМ-84Б (1 котел); турбоагрегаты ПТ-65/75-130/13 (3 турбоагрегата), Р-50-130 (1 турбоагрегат); пиковый водогрейный котел КВГМ-180-150-2. Основной вид топлива – природный газ, резервный – мазут.

Регион расположения данной электростанции обладает сравнительно высоким ветропотенциалом. Для оценки целесообразности установки ветрогенератора необходимо иметь информацию о скоростях ветра на высоте оси его ротора. На предварительном этапе исследования проводился анализ ветропотенциала на месте строительства ВЭУ. Первоначальными источниками информации о ветровом режиме (скорости и направлении ветра) являлись многолетние архивные метеоданные с детализацией до нескольких измерений в сутки. Совокупность аэрологических и энергетических характеристик ветра позволяет определить энергетическую ценность ветра, а также оптимальные параметры и режимы работы ветроэнергетических установок.

Метеостанции дают данные по скоростям ветра на высоте флюгера (10–15 м), а у большинства промышленных ВЭУ ось

ветроколеса находится выше, поэтому в рамках исследования был произведен пересчет среднемесячных и среднегодовой скоростей ветра на различных высотах. В ряде работ [3–6] показано, что пересчет изменения скорости ветра на высотах до 150 м целесообразно проводить с использованием степенной функции:

$$v_h = v_0 \left(\frac{h}{h_0} \right)^\alpha, \quad (1)$$

где v_h , v_0 – скорости ветра, м/с, на высотах h и h_0 , м, соответственно; α – безразмерный показатель степени, характеризующий вертикальный профиль скорости (коэффициент Хеллмана), зависящий от стратификации атмосферы, турбулентности, местных физико-географических условий, включая географическое положение и рельеф местности, и др.

Основными параметрами ветроэнергетической установки являются: $P_{ном}$ – номинальная мощность, кВт; $v_{нач}$ – начальная скорость ветра, при которой ветроколесо начинает вращаться, м/с; $v_{ном}$ – номинальная скорость ветра, м/с; v_{max} – максимальная скорость ветра, при которой ВЭУ выводится из рабочего режима, м/с; h – высота расположения оси ветроколеса, м; d – диаметр ветроколеса, м².

С учетом этих параметров и метеоусловий выбрана модель устанавливаемой ВЭУ (MM70 Repower) и произведен расчет прогнозного объема выработки электроэнергии $\mathcal{E}_{ветр}$ ветроэлектростанцией (ВЭС) в месте строительства [7]:

$$\mathcal{E}_{ветр} = C_p P_{уд} \tau_{ветр} F, \quad (2)$$

где C_p – безразмерный коэффициент использования энергии ветра (зависит от конструкции ветроустановки); $P_{уд}$ – средняя удельная мощность ветрового потока на уровне оси ветроколеса, Вт/м²; $\tau_{ветр}$ – продолжительность диапазона рабочих скоростей ветрогенерации, ч; F – площадь поверхности, ометаемой ветроколесом, м².

Далее производился расчет технико-экономических показателей работы ТЭЦ в базовом (без ВЭУ) и перспективном (с учетом изменений в режиме работы оборудования ТЭЦ при совместной работе с ВЭУ) режимах.

Расчет технико-экономических показателей работы Орской ТЭЦ-1 в перспективном режиме выполнен на основе утвер-

жденной для данной электростанции нормативно-технической документации по топливоиспользованию [8, 9], а также фактических (отчетных) показателей работы оборудования за базовый год. Алгоритмы расчета разработаны в соответствии с основными стандартами и нормативными документами в области топливоиспользования². Расчеты выполнены в модуле «ТЭП» разрабатываемого в ИГЭУ программного комплекса «ТЭС-Эксперт», адаптированного для Орской ТЭЦ-1 [10].

В качестве исходных данных приняты следующие фактические показатели работы оборудования ТЭЦ (помесячно):

- состав работающего оборудования;
- показатели режима работы отдельных котлов, турбоагрегатов, установок и механизмов собственных нужд;
- технико-экономические показатели работы отдельных единиц оборудования и электростанции в целом.

В перспективном режиме учитывались изменения выработки электроэнергии турбоагрегатами ТЭЦ по сравнению с фактической выработкой электроэнергии в базовом режиме на величину замещающей выработки электроэнергии ВЭУ с учетом изменения нагрузки потребителей собственных нужд. Отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ в перспективном режиме сохранен без изменений относительно базового режима. Значения температур наружного воздуха, охлаждающей воды на входе в конденсаторы турбоагрегатов в прогнозируемом режиме также приняты в соответствии с показателями базового режима.

Расчеты выполнены ежемесячно по каждому турбоагрегату и котлу. По группе оборудования и ТЭЦ в целом показатели определены путем суммирования или взвешивания результатов расчетов показателей турбоагрегатов и котлов, входя-

щих в ее состав. При этом перспективные нагрузки оборудования определялись на основе балансов, в которых учитывались изменения нагрузок потребителей собственных нужд в паре, горячей воде и электроэнергии.

Технико-экономические показатели для перспективного режима рассчитаны при физическом методе отнесения суммарных затрат топлива по отпуску тепловой и электрической энергии при их комбинированном производстве [8].

Использованная в исследовании математическая модель ТЭЦ [10] обеспечивает итерационное сведение материальных, тепловых, электрических и топливного балансов при заданных нагрузках ТЭЦ по промышленному пару, горячей воде и электроэнергии. При этом при отсутствии изменений тепловых или электрических нагрузок агрегатов в перспективном режиме относительно базового режима модель возвращает значения технико-экономических показателей, соответствующие фактически достигнутому в базовом режиме.

Результаты исследования. Результаты расчета технико-экономических показателей приведены на рис. 1–5.

На рис. 1 представлены данные по выработке электроэнергии Орской ТЭЦ-1 в перспективном и базовом режимах. Разница между выработкой электроэнергии в базовом и перспективном режимах обусловлена замещающей выработкой электроэнергии ВЭУ, а также изменением нагрузки потребителей собственных нужд ввиду изменения режима работы основного оборудования ТЭЦ.

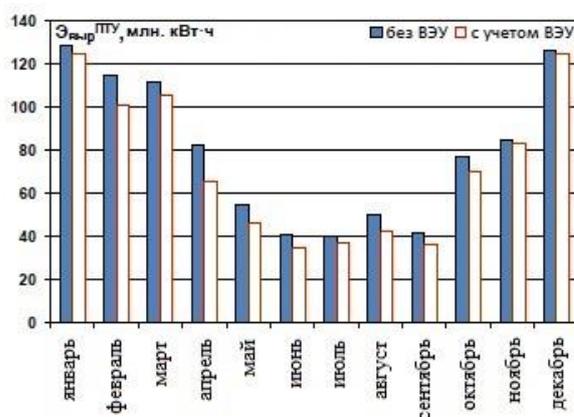


Рис. 1. Выработка электроэнергии паротурбинной частью ТЭЦ до установки ВЭУ (без ВЭУ) и после установки ВЭУ (с учетом ВЭУ)

² РД 34.08.552-95. Методические указания по составлению отчета электростанций и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования: разраб. АО «Фирма ОРГРЭС», 1995 (с Изм. № 1, 1998); РД 34.09.155-93. Методические указания по составлению и содержанию энергетических характеристик оборудования тепловых электростанций: разраб. СПО ОРГРЭС, 1993; РД 153-34.0-09.115-98. Методические указания по прогнозированию удельных расходов топлива: разраб. ОАО «Фирма по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электростанций и сетей ОРГРЭС», РАО «ЕЭС России», 1998.

Учитывая, что ТЭЦ и ВЭУ работают в энергосистеме при отсутствии дефицита установленной мощности, нагружение ВЭУ влечет за собой соответствующую разгрузку турбоагрегатов ТЭЦ. При этом суммарный отпуск электроэнергии внешним потребителям сохранен на прежнем уровне.

Изменение удельных расходов условного топлива на отпуск электроэнергии отражено на рис. 2, на отпуск тепловой энергии – на рис. 3.

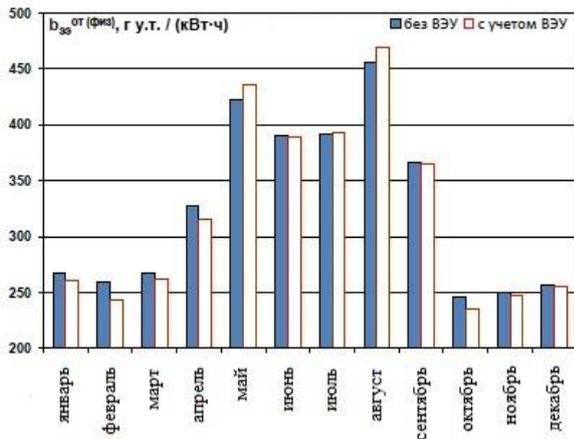


Рис. 2. Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии энергокомплексом «ТЭЦ–ВЭУ» в базовом режиме (без ВЭУ – работает только ТЭЦ) и перспективном режиме (с учетом ВЭУ – работает ТЭЦ и ВЭУ)

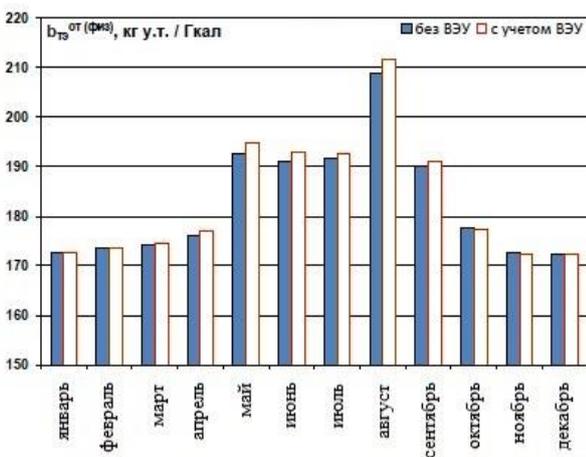


Рис. 3. Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии энергокомплексом «ТЭЦ–ВЭУ» в базовом режиме (без ВЭУ – работает только ТЭЦ) и перспективном режиме (с учетом ВЭУ – работает ТЭЦ и ВЭУ)

Динамика изменения полного расхода топлива показана на рис. 4, 5.

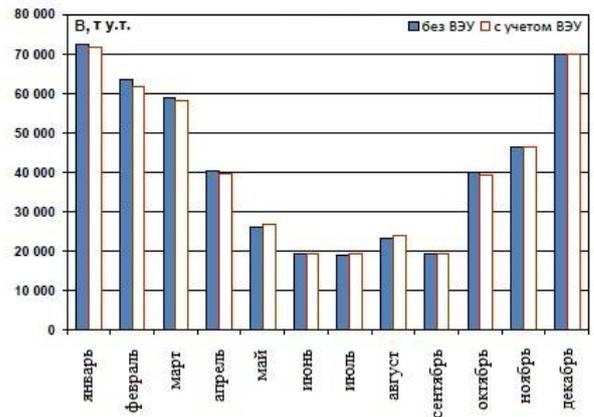


Рис. 4. Полный расход условного топлива на энергокомплекс «ТЭЦ–ВЭУ» в базовом режиме (без ВЭУ) и перспективном режиме (с учетом ВЭУ)

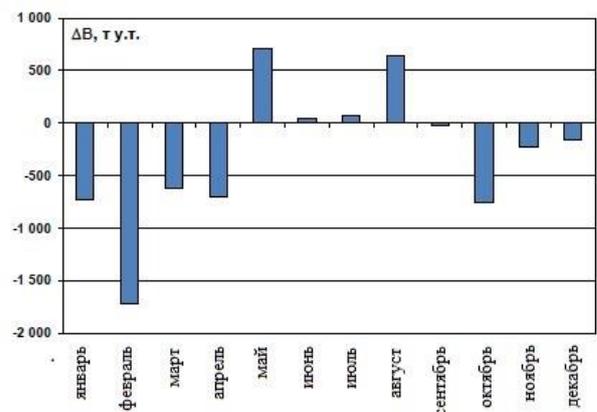


Рис. 5. Изменение полного расхода условного топлива на энергокомплекс «ТЭЦ–ВЭУ» в перспективном режиме (работает ТЭЦ и ВЭУ) относительно базового режима (работает только ТЭЦ)

Выводы. Анализ полученных в результате расчетов данных позволяет сделать следующие выводы:

1. Работа ВЭУ в составе энергокомплекса с ТЭЦ в зимний период положительно сказывается на показателях тепловой экономичности процесса комбинированного производства тепловой и электрической энергии за счет того, что уменьшение рабочей мощности теплофикационных паровых турбин ТЭЦ, компенсирующее дополнительную выработку электроэнергии ВЭУ, при относительно больших тепловых нагрузках регулируемых отборов пара приводит к уменьшению удельных расходов тепловой энергии брутто на выработку электроэнергии турбоагрегатами и, следовательно, способствует общему повышению экономичности ТЭЦ.

2. Работа ВЭУ в составе энергокомплекса с ТЭЦ в летний период, напротив, приводит к ухудшению показателей тепловой экономичности теплофикационных паровых турбин ТЭЦ, поскольку уменьшение их электрической мощности, компенсирующее выработку электроэнергии ВЭУ, при относительно малых тепловых нагрузках регулируемых отборов пара приводит к увеличению удельных расходов тепловой энергии брутто на выработку электроэнергии. По этой причине расход топлива по ТЭЦ в целом в летний период либо мало изменяется относительно варианта работы без ВЭУ, либо даже увеличивается, несмотря на получение дополнительной «бесплатной» электроэнергии от ВЭУ.

3. Общая экономия топлива за год при использовании ВЭУ в составе энергокомплекса с ТЭЦ, полученная в данном случае на уровне 3479 т у.т. (эквивалентно экономии около 24 млн рублей в год), явно недостаточна для того, чтобы считать проект включения ВЭУ в параллельную работу с ТЭЦ экономически выгодным. Очевидно, дополнительный эффект от снижения вредных выбросов ТЭЦ (который пропорционален указанной экономии топлива) также относительно мал и не приведет к существенному изменению этого вывода.

Полученные результаты следует учитывать и при принятии общесистемных решений относительно развития нетрадиционных и возобновляемых источников энергии. Необходимо в каждом конкретном случае анализировать не только стоимость и экономичность собственно таких источников, но и то, каким образом изменится экономичность прочих, традиционных источников энергии в энергосистеме.

Список литературы

1. **Коршунов Я.** Солнце светит для ГЭС [Электронный ресурс] // Вестник РусГидро. – 2020. – № 8. URL: <https://vestnik-rushydro.ru/articles/8-avgust-2020/tema-nomera/solntse-svetit-dlya-ges/>

2. **Крючкова Л.Г., Борисенко Е.А.** Математическая обработка данных выработки солнечной электроэнергии на Нижне-Бурейской ГЭС // Материалы всеросс. (национ.) науч.-практ. конф. «Актуальные вопросы энергетики в АПК». – Благовещенск: ДГАУ, 2022. – С. 40–44.

3. **Ветроэнергетика** / А.Г. Васьков, Г.А. Дерюгина, Н.К. Малинин, Р.В. Пугачев. – М.: МЭИ, 2016. – 384 с.

4. **Николаев В.Г., Ганага С.В., Кудряшов Ю.И.** Национальный кадастр ветроэнергетических ресурсов России и методические основы их определения. – М.: Атмограф, 2008. – 581 с.

5. **Безруких П.П., Безруких П.П. (мл.), Грибков С.В.** Ветроэнергетика. – М.: Интехэнерго-Издат, Теплоэнергетик, 2014. – 304 с.

6. **Wind Energy Resource Atlas of the United States.** – Washington: Pacific Northwest Laboratory, 1987.

7. **Галушак В.С., Хавроничев С.В., Бахтиаров К.Н.** Типовая ветроэлектростанция для Нижнего Поволжья (на примере Камышинской ВЭС) // Вестник аграрной науки Дона. – 2015. – № 1. – С. 70–77. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/tipovaya-vetroelektrostantsiya-dlya-nizhnego-povolzhya-na-primere-kamyshinskoy-ves/>

8. **Ледуховский Г.В., Поспелов А.А.** Расчет и нормирование показателей тепловой экономичности оборудования ТЭС. – Иваново, 2015. – 468 с.

9. **Горшков А.С.** Технично-экономические показатели тепловых электростанций. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергия, 1974. – 240 с.

10. **Программный комплекс «ТЭС-Эксперт»:** опыт оптимизации режимов работы оборудования ТЭЦ / Е.В. Барочкин, А.А. Поспелов, В.П. Жуков и др. // Вестник ИГЭУ. – 2006. – Вып. 4. – С. 3–6.

References

1. Korshunov, Ya. Solntse svetit dlya GES [Sun shines for HPPs]. *Vestnik RusHydro*, 2020, no. 8. Available at: <https://vestnik-rushydro.ru/articles/8-avgust-2020/tema-nomera/solntse-svetit-dlya-ges/>

2. Kryuchkova, L.G. Borisenko, E.A. Matematicheskaya obrabotka dannykh vyrabotki solnechnoy elektroenergii na Nizhne-Bureyskoy GES [Mathematical processing of solar power generation data at the Nizhne-Bureyskaya HPP]. *Materialy Vserossiyskoy (natsional'noy) nauchno-prakticheskoy konferentsii «Aktual'nye voprosy energetiki v APK»* [Proceedings of the All-Russia (national.) scientific-practical conference “Actual issues of energy in agro-industrial complex”]. Blagoveshchensk: DGAU, 2022, pp. 40–44.

3. Vas'kov, A.G., Deryugina, G.A., Malinin, N.K., Pugachev, R.V. *Vetroenergetika* [Wind power engineering]. Moscow: MEI, 2016. 384 p.

4. Nikolaev, V.G., Ganaga, S.V., Kudryashov, Yu.I. *Natsional'nyy kadastr vetroenergeticheskikh resursov Rossii i metodicheskie osnovy ikh opredeleniya* [National cadastre of wind power resources of Russia and methodical bases of their determination]. Moscow: Atmograf, 2008. 581 p.
5. Bezrukikh, P.P., Bezrukikh, P.P. (Jr.), Gribkov, S.V. *Vetroenergetika* [Wind Power Engineering]. Moscow: Intekhenergo-Izdat, Teploenergetik, 2014. 304 p.
6. Wind Energy Resource Atlas of the United States. Washington: Pacific Northwest Laboratory, 1987.
7. Galushchak, V.S., Khavronichev, S.V., Bakhtiarov, K.N. *Tipovaya vetroelektrostantsiya dlya Nizhnego Povolzh'ya (na primere Kamyshinskoy VES)* [Typical wind power plant for the Lower Volga region (on the example of Kamyshinskaya VES)]. *Vestnik agrarnoy nauki Dona*, 2015, no. 1, pp. 70–77. Available at: <https://cyberleninka.ru/article/n/tipovaya-vetroelektrostantsiya-dlya-nizhnego-povolzhya-na-primere-kamyshinskoy-ves/>
8. Ledukhovskiy, G.V., Pospelov, A.A. *Raschet i normirovanie pokazateley teplovooy ekonomichnosti oborudovaniya TES* [Calculation and normalization of indicators of thermal efficiency of the TPP equipment]. Ivanovo, 2015. 468 p.
9. Gorshkov, A.S. *Tekhniko-ekonomicheskie pokazateli teplovykh elektrostantsiy* [Technical and economic indicators of thermal power plants]. Moscow: Energiya, 1974. 240 p.
10. Barochkin, E.V., Pospelov, A.A., Zhukov, V.P., Andreev, A.A., Ledukhovskiy, G.V., Borisov, A.A. *Vestnik IGEU*, 2006, issue 4, pp. 3–6.