

ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ,
ГИДРОЭНЕРГЕТИКА

ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ
ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК СОВМЕСТНО С КОТЕЛЬНЫМИ
ДЛЯ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В УДАЛЕННЫХ И ИЗОЛИРОВАННЫХ
РАЙОНАХ КРАЙНЕЙ ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ РОССИИ

© 2025 г. А. В. Бежан*

Центр физико-технических проблем энергетики Севера Федерального исследовательского центра
“Кольский научный центр РАН”, ул. Ферсмана, д. 14, г. Анадырь, Мурманская обл., 184209 Россия

*e-mail: a.bezhan@ksc.ru

Поступила в редакцию 27.05.2024 г.

После доработки 03.07.2024 г.

Принята к публикации 05.08.2024 г.

Статья посвящена решению вопросов снижения себестоимости тепловой энергии в удаленных и изолированных районах Арктической зоны (АЗ) России, обладающих повышенным потенциалом энергии ветра, путем использования для теплоснабжения ветроэнергетических установок (ВЭУ) совместно с котельными, работающими на дорогом привозном органическом топливе. Применение ветроэнергетических установок позволит уменьшить участие котельных в теплоснабжении потребителей и сэкономить органическое топливо и будет способствовать таким образом снижению себестоимости тепловой энергии. Разработана и детально описана методика расчета нормированной стоимости тепловой энергии, адаптированная к анализу эффективности альтернативных вариантов использования ВЭУ совместно с котельными для теплоснабжения, среди которых наиболее эффективным считается вариант, обеспечивающий минимальную нормированную стоимость тепловой энергии. С помощью полученной методики на примере крайней западной части Арктической зоны России оценена экономическая эффективность применения ВЭУ совместно с котельными в системах теплоснабжения удаленных и изолированных районов. Установлено, что в таких районах, в которых вследствие высокой транспортной составляющей итоговая среднегодовая стоимость органического топлива более чем в 1.5 раза превышает стоимость топлива в крупных городах и промышленных центрах крайней западной части АЗ, использование ВЭУ наиболее эффективно совместно с котельными, работающими на дизельном топливе. Для котельных, работающих на мазуте и угле, эффект от применения ВЭУ оказывается меньше. При этом чем дешевле топливо, тем менее эффективным или совсем неэффективным становится использование ВЭУ по сравнению с вариантом теплоснабжения от котельной без подключения ВЭУ. Для рассмотренных районов совместное производство тепловой энергии ВЭУ и котельными, работающими на дизельном топливе, мазуте и угле, позволяет снизить ее нормированную стоимость соответственно на 7–55, 5–20 и 2–7%.

Ключевые слова: теплоснабжение, повышение эффективности, ветроэнергетическая установка, котельная, Арктическая зона России, органическое топливо, тепловые аккумуляторы

DOI: 10.56304/S0040363624700589

Россия – самая большая страна в мире по занимаемой площади, 1/3 которой приходится на Арктическую зону. В настоящее время Арктическая зона России является важным геостратегическим и экономическим районом, в котором сосредоточены богатые запасы природных ресурсов, возможна организация перевозок больших объемов грузов на дальние расстояния по Северному морскому пути, имеется значительный потенциал для реализации крупных промышленных проектов [1–3]. Все это привлекает не только российские, но и иностранные компании, которые охотно вкладывают свои деньги в различные

инвестиционные проекты. Но для дальнейшего существования и успешного развития районов АЗ необходимы обеспечение комфортных условий проживания местного населения и создание соответствующей инфраструктуры. Особая роль в этом отводится системам теплоснабжения, в которых для производства тепловой энергии используется главным образом органическое топливо, преимущественно уголь и мазут, реже газ, дизельное топливо и древесина. При этом в некоторых районах АЗ отсутствуют предприятия по добыче органического топлива (угля, нефти и газа), а также крупные нефтеперерабатывающие за-

воды. По этим причинам органическое топливо в АЗ завозится, как правило, из других регионов России, что влечет за собой дополнительные финансовые затраты, увеличивающие конечную стоимость топлива для потребителя, которая может в несколько раз превышать цену аналогичного топлива на предприятиях по его добыче и переработке.

Вместе с тем вследствие суровых природно-климатических условий (экстремально низкие температуры наружного воздуха, продолжительный отопительный сезон, достигающий в некоторых районах АЗ 12 мес в году) доля органического топлива для производства тепловой энергии на нужды теплоснабжения в АЗ выше, чем в других регионах России. Использование для выработки тепловой энергии в больших объемах привозного органического топлива, стоимость которого постоянно растет, отрицательно сказывается на технико-экономических показателях работы источников теплоснабжения в АЗ. Это приводит к тому, что государство вынуждено постоянно субсидировать деятельность теплоснабжающих предприятий, которые отпускают тепловую энергию потребителям в АЗ не по ее себестоимости, а по сниженным фиксированным тарифам, устанавливаемым региональными властями.

Особенно остро проблемы с теплоснабжением проявляются в удаленных и изолированных районах АЗ, где преобладают некрупные потребители тепловой энергии, причем они рассредоточены по всей ее территории и находятся на значительных расстояниях от центральных районов. Для удаленных и изолированных местностей АЗ характерны слабо развитая транспортная инфраструктура (полное отсутствие железных и автомобильных дорог) и, как следствие, преобладание ярко выраженного сезонного способа доставки органического топлива, а также наличие сложных и трудоемких транспортно-логистических операций по доставке и разгрузке топлива. Все это приводит к тому, что себестоимость тепловой энергии в удаленных и изолированных районах АЗ из-за высокой транспортной составляющей в итоговой стоимости органического топлива может возрастать в среднем в 1.5–2.0 раза и более по сравнению с себестоимостью тепловой энергии в крупных городах и промышленных центрах АЗ, имеющих развитую сеть железных и автомобильных дорог, а также большие морские порты.

Кроме того, в связи с суровыми природно-климатическими условиями повышаются требования к надежности работы как всей системы теплоснабжения, так и ее отдельных элементов. В данной статье под надежностью теплоснабжения понимается бесперебойная подача тепловой энергии потребителям, что в первую очередь за-

висит от непрерывной работы источников теплоснабжения в течение всего отопительного сезона и, соответственно, от устойчивого завоза органического топлива в удаленные и изолированные районы АЗ. Из-за слабо развитой транспортной инфраструктуры в этих районах в некоторых из них приходится иметь полутора-двухгодовой запас органического топлива, что также создает немалые проблемы.

Одним из направлений повышения энергетической и экономической эффективности существующих систем теплоснабжения в удаленных и изолированных районах АЗ, снижения затрат на покупку и доставку дальнепривозного дорогостоящего органического топлива, уменьшения финансовой нагрузки на государственный бюджет, повышения надежности теплоснабжения потребителей и улучшения экологической ситуации вблизи мест расположения источников теплоснабжения может стать максимальное использование возобновляемых источников энергии, в частности энергии ветра. В этом случае в удаленных и изолированных районах АЗ с повышенным потенциалом энергии ветра ветроэнергетические установки можно применять совместно с котельными, работающими на органическом топливе, для целей теплоснабжения [4, 5].

В общем виде работу ВЭУ совместно с котельной можно представить следующим образом: основная часть отопительной нагрузки будет покрываться от ВЭУ, а остальная – от котельной, которая будет дополнять работу ВЭУ в периоды ослабления ветра или его отсутствия. В моменты времени, когда мощность ВЭУ будет превышать часовую потребность всех отапливаемых зданий в тепловой энергии, могут возникать избытки мощности ВЭУ [6], которые можно сохранять в тепловом аккумуляторе, например, в виде горячей воды, и далее употреблять их по мере необходимости в дополнение к теплу, выработанному ВЭУ [4]. При таком варианте теплоснабжения главный эффект от использования ВЭУ заключается в снижении доли участия котельной в теплоснабжении потребителей, экономии органического топлива, расходуемого этой котельной, а также в повышении надежности теплоснабжения.

Подобные варианты применения ВЭУ рассматриваются и в других научных исследованиях. Например, авторы работы [7] предложили технические решения схем совместной работы теплоэлектростанций и ВЭУ. Они тоже установили, что главные преимущества таких схем состоят в повышении эффективности и надежности теплоснабжения потребителей, а также в экономии органического топлива на теплоэлектростанциях, получаемой при его частичном замещении электроэнергией, производимой ВЭУ. Авторы работы [8] предложили использовать ВЭУ в составе

энергокомплекса, в который также входит паротурбинная ТЭЦ. В данном случае вся энергия, производимая ВЭУ, направляется в электронагреватель для дополнительного перегрева пара после парового котла ТЭЦ. При таком способе применения ВЭУ появится возможность снизить расход органического топлива, которое при традиционной работе ТЭЦ (без подключения ВЭУ) тратилось бы на перегрев пара, поступающего в паровую турбину [9].

Необходимо также отметить, что при использовании энергии ветра на нужды теплоснабжения повышенные требования к качеству энергии, вырабатываемой ВЭУ, не предъявляются. Это можно объяснить тем, что кратковременные (секундные, минутные) колебания мощности ВЭУ слаживаются самим теплоносителем, а также инерционностью систем теплоснабжения. Более продолжительные колебания (в течение нескольких часов) выравниваются благодаря теплоаккумулирующей способности отапливаемых зданий. В периоды длительного отсутствия ветра в работу могут быть включены тепловые аккумуляторы или дублирующие традиционные источники тепла на органическом топливе. Таким образом, в связи с невысокими требованиями к параметрам энергии, вырабатываемой ВЭУ, можно использовать ВЭУ самого простого конструктивного исполнения (более надежную в эксплуатации) [6].

Очевидно, что чем выше установленная мощность ВЭУ, тем больший эффект может быть достигнут. Однако наращивание установленной мощности ВЭУ (при постоянной мощности котельной) связано с увеличением капиталовложений в ее строительство, что приводит к повышению себестоимости тепловой энергии. Таким образом, учет этих и других факторов является сложной оптимизационной задачей при выборе наиболее эффективного варианта использования ВЭУ совместно с котельными в системах теплоснабжения удаленных районов АЗ. Решение этой задачи возможно только при комплексном подходе к анализу различных вариантов применения ВЭУ совместно с котельными для теплоснабжения. В настоящее время существует несколько методов оценки и сравнения их технико-экономической эффективности, например метод, основанный на сопоставлении себестоимости тепловой энергии, получаемой при реализации сравниваемых вариантов. Наиболее эффективным считается тот, который обеспечивает минимальную себестоимость тепловой энергии.

Пример использования такого метода подробно изложен в [10]. Основной его недостаток – он не учитывает изменение стоимости денежных средств с течением времени, а также не позволяет

сравнить капиталовложения, сделанные в настоящий момент, с теми затратами, которые возникнут в будущем в процессе работы источников теплоснабжения (ВЭУ и котельной). В этой связи более целесообразно использовать модифицированный вариант этого метода, близкий к методике расчета нормированной стоимости электроэнергии (LCOE – Levelised Cost of Energy Electricity) [11–13]. Нормированная стоимость электроэнергии – это средняя себестоимость производства электроэнергии на протяжении всего срока эксплуатации ее источника.

Анализ научной литературы показал, что в мировой практике метод расчета LCOE применяется главным образом для оценки эффективности инвестиционных проектов на основе ВЭУ, используемых для электроснабжения. Оценку и сравнение эффективности различных вариантов комбинирования ВЭУ с котельными для теплоснабжения можно проводить по методике, основанной на нормированной стоимости тепловой энергии (Levelised Cost of Thermal Energy – LCOTE). Следует ожидать, что разработка такой методики, способствующей развитию направления использования ВЭУ совместно с котельными для теплоснабжения в удаленных и изолированных районах АЗ, будет иметь важное научное и практическое значение для дальнейшего развития методов оценки технико-экономической эффективности как новых, так и действующих источников теплоснабжения.

Таким образом, целями настоящей работы являются разработка и детальное описание методики расчета нормированной стоимости тепловой энергии, адаптированной для анализа эффективности различных вариантов использования ВЭУ совместно с котельными для теплоснабжения, а также обоснование целесообразности применение ВЭУ совместно с котельными в системах теплоснабжения удаленных и изолированных районов АЗ на примере ее крайней западной части, которая включает в себя Мурманскую обл., арктическую часть Архангельской обл. (без территории Ненецкого автономного округа, островов Новая Земля и Земля Франца-Иосифа), а также арктическую часть Республики Карелия.

СОСТОЯНИЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ РАЙОНОВ КРАЙНЕЙ ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ РОССИИ

В крайней западной части АЗ отсутствуют предприятия по добыче органического топлива (угля, нефти, газа) и нефтеперерабатывающие заводы. Поэтому для работы котельных используется преимущественно топливо, которое завозится по железной дороге и морю из других регионов России, что влечет за собой дополнительные финансовые затраты, увеличивающие итоговую сто-

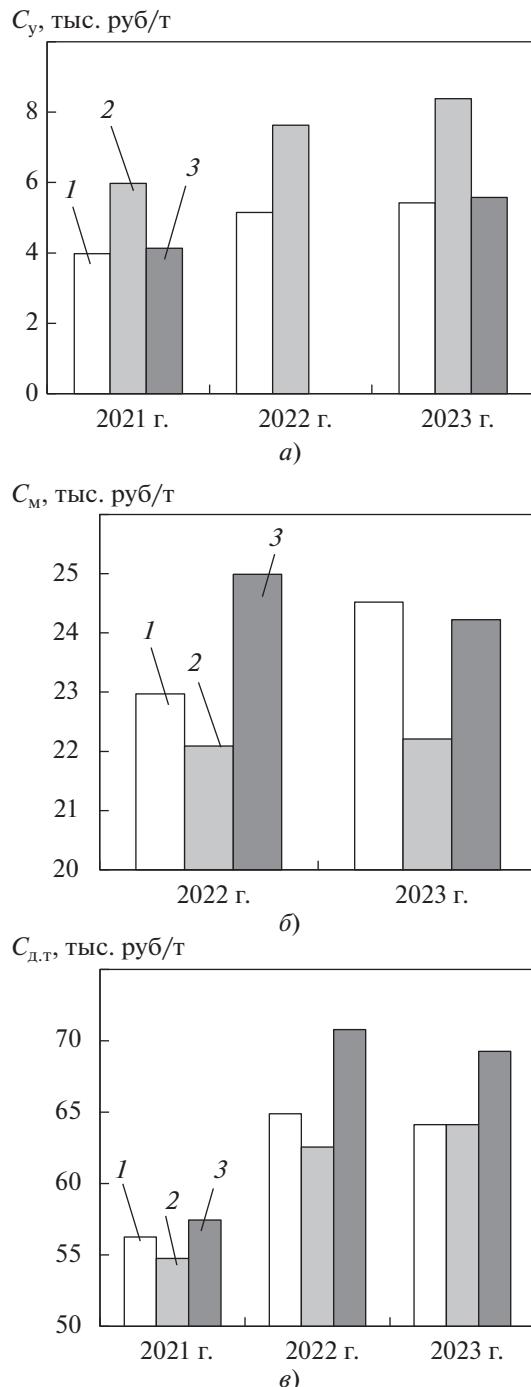


Рис. 1. Среднегодовая стоимость угля C_y (а), мазута C_m (б), дизельного топлива $C_{д.т}$ (в) с учетом расходов на транспортировку в крупные города и промышленные центры крайней западной части Арктической зоны России.

1 – Мурманская обл.; 2 – Республика Карелия; 3 – Архангельская обл. (без Ненецкого автономного округа)

имость органического топлива для потребителя. Хорошо развитая сеть железных и автомобильных дорог, а также большие морские порты,

обеспечивающие круглый год устойчивый завоз топлива, имеются только в крупных городах и промышленных центрах крайней западной части АЗ. Согласно данным теплоснабжающих предприятий, расходы на транспортировку мазута и дизельного топлива от поставщика к потребителю в удаленных районах составляют в среднем 30–50% начальной цены аналогичного топлива на нефтеперерабатывающих заводах. Среднегодовая стоимость угля на предприятиях по его добыче в 2021 г. равнялась 2351 руб/т, в 2022 г. – 2797 руб/т [14], в то время как в крупных городах и промышленных центрах крайней западной части АЗ среднегодовая стоимость угля с учетом расходов на его транспортировку была на 70–170% больше.

На рис. 1 приведена среднегодовая стоимость органического топлива в 2021–2023 гг. с учетом расходов на его транспортировку в крупные города и промышленные центры крайней западной части АЗ. Стоимость органического топлива с каждым годом увеличивается почти постоянно и изменяется в течение года в широких пределах (рис. 2), что приводит к незапланированным расходам на его покупку. Таким образом, ежегодный рост и колебания в течение года стоимости органического топлива, а также наличие существенной транспортной составляющей в его итоговой стоимости приводят к тому, что себестоимость тепловой энергии оказывается выше уровня тарифов. В результате этого государство вынуждено возмещать теплоснабжающим предприятиям часть недополученных ими доходов, субсидируя покупку и северный завоз органического топлива.

Особенно остро проблемы с поставкой органического топлива проявляются в удаленных и изолированных районах крайней западной части АЗ. Как правило, в этих районах располагаются небольшие населенные пункты, которые вследствие своей удаленности, изолированности и рассредоточенности не имеют развитой транспортной инфраструктуры. В Мурманской обл. большая часть таких населенных пунктов расположена в восточной части Кольского полуострова на побережье Баренцева и Белого морей. Система населенных пунктов, не обеспеченных развитой транспортной инфраструктурой, в Архангельской обл. исторически сформировалась вдоль крупных рек (Онеги, Мезени, Северной Двины), на островах (как морских, так и речных) и вдоль побережья моря. Несмотря на то что, например, вдоль правого берега р. Онега проходит дорога регионального значения 11к-571, многие левобережные населенные пункты Онежского района можно считать не обеспеченными развитой транспортной инфраструктурой вследствие отсутствия мостовых переходов. Важно отметить, что в арктической части Архангельской обл. к категории не обеспеченных развитой транспортной

инфраструктурой можно отнести практически половину всех населенных пунктов.

В арктических районах Карелии примерно 1/3 населенных пунктов не имеют развитой транспортной инфраструктуры. Несмотря на то что по довольно узкой полосе вдоль берега Белого моря проходят федеральная автомобильная трасса и железная дорога, многие населенные пункты, расположенные на сравнительно небольшом расстоянии от них, являются изолированными вследствие находящихся там труднопроходимых болот [15]. Основными средствами сообщения между населенными пунктами в удаленных и изолированных районах крайней западной части АЗ служат местный водный, воздушный и внедорожный транспорт. Также в Архангельской обл., в отличие от Мурманской обл. и Республики Карелия, в период навигации используются внутренние водные пути.

Тепловая энергия в этих населенных пунктах вырабатывается в котельных при большом удельном расходе топлива и низком коэффициенте полезного действия, что отрицательно сказывается на технико-экономических показателях их работы и приводит к высокой себестоимости тепловой энергии. Одним из решений этих проблем может стать строительство ВЭУ для производства тепловой энергии.

Важным фактором, способствующим использованию энергии ветра для теплоснабжения в крайней западной части АЗ, является то, что этот регион обладает повышенным потенциалом энергии ветра. Исследования [16–18] показали, что в данном регионе наибольшая среднегодовая скорость ветра (5–8 м/с) на высоте 10 м от поверхности земли фиксируется вблизи побережья морей, где расположено большинство удаленных и изолированных населенных пунктов (рис. 3). В зимнее время, когда потребность в тепловой энергии максимальна, наблюдаются наиболее высокие скорости ветра. Все это создает благоприятные условия для эффективного освоения ресурсов энергии ветра и использования их для теплоснабжения населенных пунктов на удаленных и изолированных территориях западной части АЗ.

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВЭУ СОВМЕСТНО С КОТЕЛЬНЫМИ ДЛЯ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

При использовании ВЭУ совместно с котельной показатель нормированной стоимости тепловой энергии (LCOTE) – это средняя себестоимость производства тепловой энергии на протяжении всего срока эксплуатации котельной и ВЭУ. Показатель LCOTE учитывает суммарные капитало-

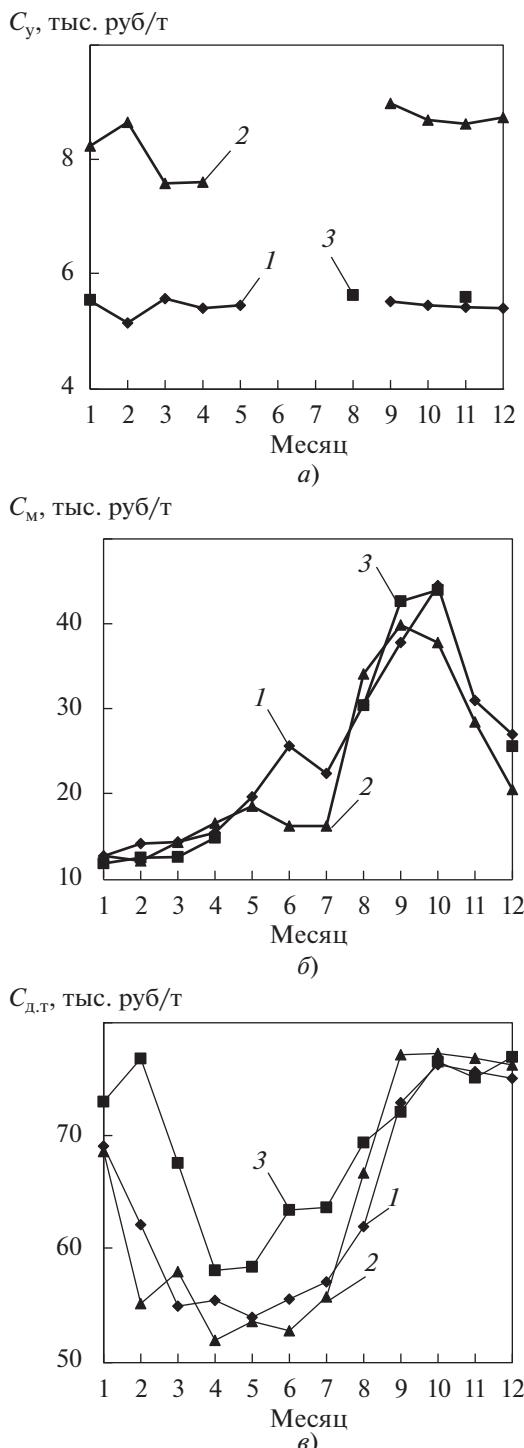


Рис. 2. Среднемесячная стоимость угля C_y (а), мазута C_m (б), дизельного топлива $C_{d,t}$ (в) с учетом расходов на транспортировку в крупные города и промышленные центры крайней западной части Арктической зоны России в течение 2023 г.
Обозначения см. рис. 1

вложения в покупку оборудования и сооружение котельной и ВЭУ, сделанные в настоящий момент времени, и затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание котельной и ВЭУ, кото-

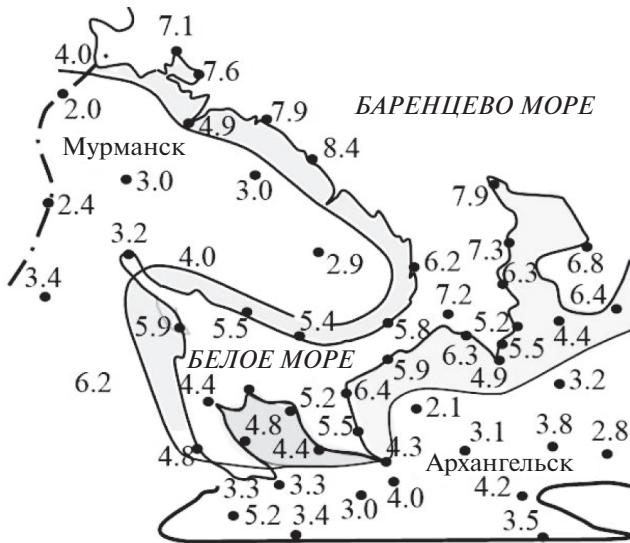


Рис. 3. Средние многолетние скорости ветра, м/с, на метеостанциях крайней западной части Арктической зоны России на высоте 10 м от поверхности земли [16]

ные образуются в будущем, в едином размере цен, а также выработку тепловой энергии котельной и ВЭУ (без избыточной энергии ВЭУ) на протяжении всего срока их эксплуатации. Формулу для расчета LCOTE можно записать в следующем виде:

$$LCOTE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{\sum_{i=1}^m C_{ti}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n W_t}, \quad (1)$$

где I_0 – суммарные капиталовложения в покупку оборудования и сооружение котельной и ВЭУ, руб.; $\sum_{i=1}^m C_{ti}$ – затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание котельной и ВЭУ, руб./год; t – номер года эксплуатации котельной и ВЭУ; n – срок эксплуатации котельной и ВЭУ, год; i , m – номер группы затрат и их суммарное число в общей структуре затрат на эксплуатацию и техническое обслуживание котельной и ВЭУ; r – реальная ставка дисконтирования; W_t – выработка тепловой энергии котельной и ВЭУ (без избыточной энергии ВЭУ), ГДж/год.

В удаленных и изолированных населенных пунктах крайней западной части АЗ имеются небольшие котельные, присоединенная тепловая нагрузка которых не превышает нескольких гига-джоулей в час. Поэтому далее все расчеты будут проводиться на примере котельных мощностью 0.2, 0.8, 2.1, 4.2, 20.9 и 41.9 ГДж/ч.

Суммарные капиталовложения в покупку оборудования и сооружение котельной и ВЭУ зависят от многих факторов и ориентировочно могут быть определены исходя из удельных капиталовложений, руб/(ГДж/ч), в котельную k_{kot} и ВЭУ $k_{\text{V}\mathcal{E}\text{U}}$ в зависимости от их установленной мощности по формуле

$$I_0 = k_{\text{kot}} Q_{\text{kot}} + k_{\text{V}\mathcal{E}\text{U}} Q_{\text{V}\mathcal{E}\text{U}}, \quad (2)$$

где Q_{kot} , $Q_{\text{V}\mathcal{E}\text{U}}$ – установленная мощность котельной и ВЭУ, ГДж/ч.

Исходной информацией о сумме таких капиталовложений могут служить данные из материалов инвестиционных программ по модернизации и развитию систем теплоснабжения некоторых теплоснабжающих предприятий крайней западной части АЗ, а также предприятий, занимающихся изготовлением и продажей котельных и ВЭУ. Согласно полученной информации, удельные капиталовложения в котельные, работающие на жидким топливом и угле, мощностью от 0.2 до 41.9 ГДж/ч находятся соответственно в интервале от 12 до 1 и от 33 до 3 млн руб/(ГДж/ч), что можно аппроксимировать следующими зависимостями (рис. 4, а):

для котельных, работающих на жидком топливе,

$$k_{\text{kot}} = 5.3831 Q_{\text{kot}}^{-0.4618}; \quad (3)$$

для котельных, работающих на угле,

$$k_{\text{kot}} = 16.389 Q_{\text{kot}}^{-0.44}. \quad (4)$$

Удельные капиталовложения в ВЭУ мощностью от 0.002 до 83.7 ГДж/ч, включая затраты на транспортировку ВЭУ к месту сооружения и ввод в эксплуатацию, составляют от 70 до 20 млн руб/(ГДж/ч), что можно аппроксимировать следующим образом (рис. 4, б):

$$k_{\text{V}\mathcal{E}\text{U}} = 32.698 Q_{\text{V}\mathcal{E}\text{U}}^{-0.1266}. \quad (5)$$

Необходимо отметить, что использование ВЭУ совместно с котельными для теплоснабжения позволяет снизить суммарные капиталовложения в покупку оборудования и сооружение ВЭУ. Это становится возможным благодаря тому, что необходимость покупки и применения дополнительного оборудования (например, инвертора) отпадает. Также появляется возможность реализовать максимально простые схемы подключения, системы управления и конструкции ВЭУ, так как в данном случае генераторы работают на активную нагрузку и требования к качеству энергии не предъявляются.

Опыт такого использования ВЭУ был продемонстрирован еще в конце прошлого века на ветроэнергетическом полигоне на побережье Баренцева моря в районе поселка Дальние Зеленцы Мурманской обл. Там были установлены и пущены в эксплуатацию два ветроагрегата АВЭУ-6 и водогрейные котлы. Ветроагрегаты, работая по-

очередно, а в наиболее холодные и ветреные дни одновременно, обеспечивали помещения полигона теплом и поддерживали в них комфортные условия для проживания и работы обслуживающего персонала. Нагрузкой ветроагрегатов являлись электродные водогрейные котлы, совмещенные со стандартными отопительными радиаторами. Мощность каждого котла составляла 4680 кДж/ч, регулирование отопительной нагрузки могло осуществляться во всем диапазоне мощности. К каждому ветроагрегату можно было подключить по три котла. Пятилетний опыт эксплуатации данной системы теплоснабжения показал удобство и надежность ее работы [9, 19].

Годовые затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание котельной и ВЭУ можно условно разделить на следующие группы:

покупка топлива и его доставка C_{t1} ;

заработка плата и обязательные отчисления на социальное, пенсионное и медицинское страхование C_{t2} ;

амортизация и текущий ремонт C_{t3} ;

прочие затраты C_{t4} .

Тогда параметр $\sum_{i=1}^m C_{ti}$ в формуле (1) при $m = 4$ можно записать в виде

$$\sum_{i=1}^4 C_{ti} = C_{t1} + C_{t2} + C_{t3} + C_{t4}. \quad (6)$$

Также необходимо учесть, что вследствие постоянного роста цен и влияния инфляционных процессов затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание котельной и ВЭУ ежегодно увеличиваются. Поэтому при проведении расчетов следует исходить из того, что годовые затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание котельной и ВЭУ будут изменяться в соответствии с предполагаемым уровнем инфляции (рис. 5).

Затраты, связанные с покупкой топлива и его доставкой, определяются его стоимостью с учетом транспортировки и объемами расходования в котельной. В свою очередь, расход топлива в котельной пропорционален выработке тепловой энергии. При использовании ВЭУ доля участия котельной в теплоснабжении потребителей снижается, а следовательно, снижаются выработка тепловой энергии котельной и расход топлива. Затраты, связанные с покупкой топлива и его доставкой, можно вычислить по следующей формуле:

$$\begin{aligned} C_{t1} &= C_{(t-1)1} + C_{(t-1)1} i_{(t-1)} = \\ &= 0.143 C_{t\text{топл}} Q_{\text{kot}} \tau_{\text{kot}} f / (\eta_{\text{kot}} \eta_{\text{топл}}) = \\ &= 0.034 [C_{(t-1)\text{топл}} + C_{(t-1)\text{топл}} i_{(t-1)}] \times \\ &\quad \times Q_{\text{kot}} \tau_{\text{kot}} f / (\eta_{\text{kot}} \eta_{\text{топл}}), \end{aligned} \quad (7)$$

где 0.034 – коэффициент пересчета, т у.т/ГДж; t , $(t - 1)$ – индексы, обозначающие текущий и

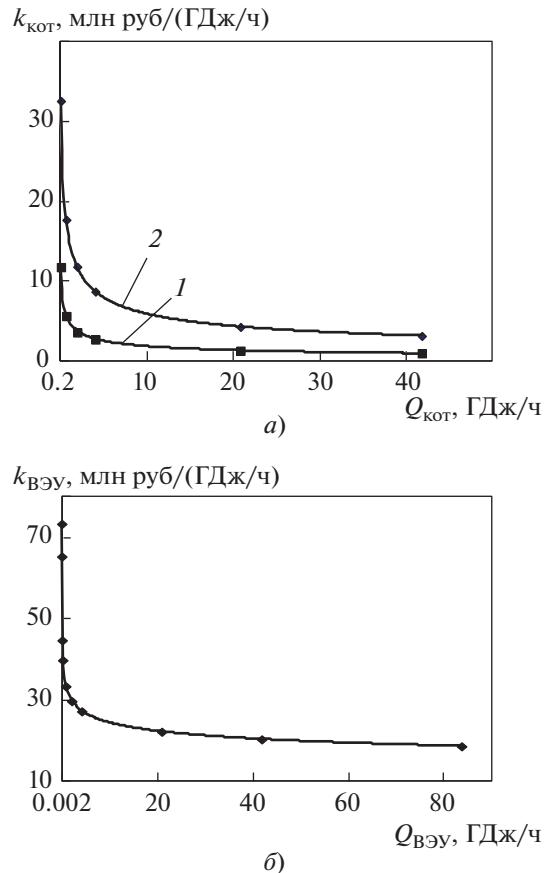


Рис. 4. Зависимость удельных капиталовложений в котельную (а), работающую на жидкое топливо (1) и угле (2), и в ВЭУ (б) от их установленной мощности

предыдущий год эксплуатации котельной и ВЭУ; $C_{t\text{топл}}$, $C_{(t-1)\text{топл}}$ – стоимость условного топлива с учетом его транспортировки в текущем и предыдущем годах, руб/т у.т.; $i_{(t-1)}$ – уровень инфляции в предыдущем году; τ_{kot} – число часов использования установленной мощности котельной в году, ч; η_{kot} – коэффициент полезного действия котла; $\eta_{\text{топл}}$ – коэффициент потерь топлива при транспортировке, разгрузке, хранении и других топливно-транспортных операциях (для жидкого топлива $\eta_{\text{топл}} = 0.95$, для угля $\eta_{\text{топл}} = 0.8$); f – доля годового участия котельной в теплоснабжении потребителей.

В удаленных и изолированных районах из-за отдаленности потребителей тепловой энергии от центра, наличия сложных и трудоемких транспортно-логистических операций по доставке и разгрузке топлива, дополнительных расходов на местный распределительный транспорт стоимость такого топлива возрастает. Для учета этих факторов все расчеты были выполнены для случаев, когда итоговая стоимость топлива возрастает

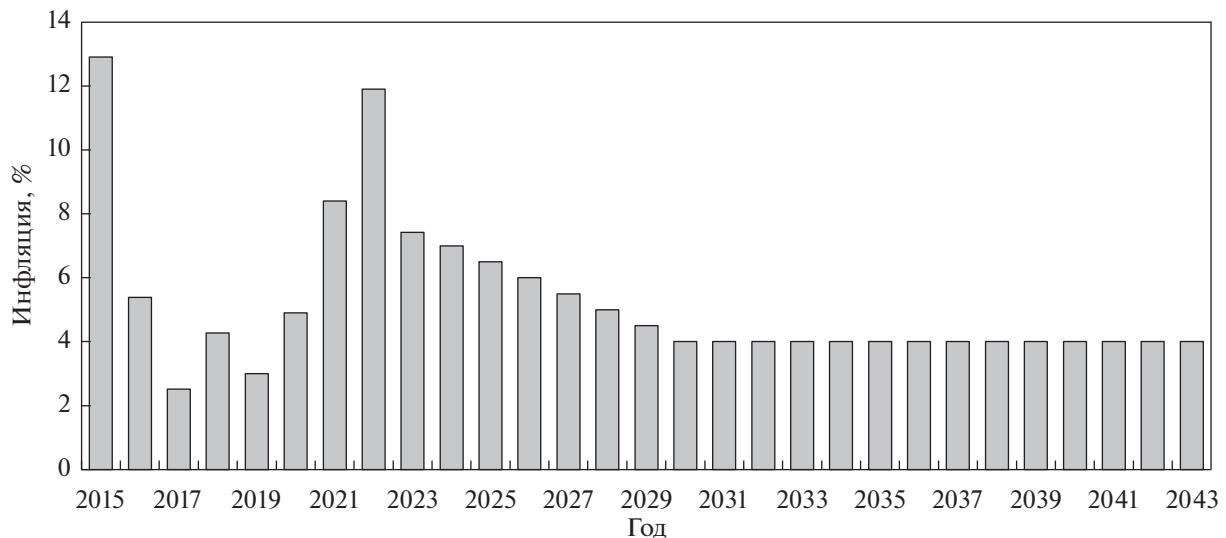


Рис. 5. Уровень инфляции в России.
В 2024–2043 гг. – предполагаемая инфляция

ет в 1.5, 2.0 и 2.5 раза по сравнению со стоимостью топлива в крупных городах и промышленных центрах крайней западной части АЗ. Результаты расчетов представлены в табл. 1.

Число часов использования установленной мощности котельной зависит от режима ее работы, природно-климатических условий района ее расположения и графика отопительной нагрузки. Для крайней западной части АЗ этот показатель может составлять 3000–4000 ч/год, в данной работе он принят равным 3500 ч/год.

Коэффициент полезного действия котла зависит от его конструкции, режима работы, вида используемого топлива и качества обслуживания. В табл. 2 приведены КПД небольших котельных в зависимости от установленной мощности котельной [20].

Ранее в исследовании [21] была получена следующая формула, позволяющая вычислить долю годового участия котельной в теплоснабжении потребителей в зависимости от соотношения мощностей $Q_{\text{ВЭУ}}/Q_{\text{кот}}$ и отношения среднегодовой $V_{\text{год}}$ и расчетной V_p скоростей ветра, м/с:

$$f = \exp \left[-3.2 \left(\frac{V_{\text{год}}}{V_p} \right)^2 \frac{Q_{\text{ВЭУ}}}{Q_{\text{кот}}} \right]. \quad (8)$$

С учетом сказанного формулу (7) можно переписать в следующем виде:

$$C_{\text{т}} = 0.034 \left[C_{(t-1)\text{топл}} + C_{(t-1)\text{топл}} i_{(t-1)} \right] Q_{\text{кот}} \tau_{\text{кот}} \times \\ \times \exp \left[-3.2 \left(\frac{V_{\text{год}}}{V_p} \right)^2 \frac{Q_{\text{ВЭУ}}}{Q_{\text{кот}}} \right] / (\eta_{\text{кот}} \eta_{\text{топл}}). \quad (9)$$

Заработную плату и обязательные отчисления на социальное, пенсионное и медицинское страхование можно рассчитать по следующей формуле:

$$C_{t2} = C_{(t-2)} + C_{(t-1)2} i_{(t-1)} = n_{\text{кот}} Q_{\text{кот}} C_{t2\text{кот}} + C_{t2\text{ВЭУ}} = \\ = n_{\text{кот}} Q_{\text{кот}} \left[C_{(t-2)2\text{кот}} + C_{(t-1)2\text{кот}} i_{(t-1)} \right] + \\ + \left[C_{(t-1)2\text{ВЭУ}} + C_{(t-1)2\text{ВЭУ}} i_{(t-1)} \right], \quad (10)$$

где $n_{\text{кот}}$ – штатный коэффициент обслуживающего персонала котельной, чел/(ГДж/ч); $C_{t2\text{кот}}$, $C_{t2\text{ВЭУ}}$ – заработка плата и обязательные отчисления на социальное, пенсионное и медицинское страхование одного работника котельной и ВЭУ в текущем году, руб/(чел/год).

Штатный коэффициент обслуживающего персонала котельной зависит от уровня механизации и автоматизации котельной, ее установленной мощности и вида используемого топлива. Он уменьшается при увеличении установленной мощности котельной и может быть определен в соответствии с табл. 3.

Заработную плату и обязательные отчисления на социальное, пенсионное и медицинское стра-

Таблица 1. Среднегодовая стоимость топлива, руб/т у.т., с учетом коэффициента ее увеличения i

Топливо	i		
	1.5	2.0	2.5
Уголь	12780	17050	21300
Мазут	25340	33790	42230
Дизельное топливо	68100	90800	113500

Таблица 2. Коэффициент полезного действия небольших котельных

Топливо	$Q_{\text{кот}}$, ГДж/ч					
	0.2	0.8	2.1	4.2	20.9	41.9
Уголь	0.50	0.55	0.55	0.60	0.65	0.65
Мазут	0.60	0.65	0.65	0.70	0.75	0.75

хование одного работника котельной для проведения расчетов в сумме принимали равными 1.569 млн руб/(чел/год). Это значение определяли, исходя из максимальной средней месячной заработной платы и обязательных отчислений на работников среди регионов крайней западной части АЗ, которое в 2023 г. составило 130754 руб/чел. (табл. 4). Для обслуживания ВЭУ потребуется один сотрудник, работающий на полставки с заработной платой и обязательными отчислениями на социальное, пенсионное и медицинское страхование в размере 784500 руб/(чел/год).

Затраты на амортизацию и текущий ремонт можно вычислить по следующей формуле [10]:

$$C_{t3} = C_{(t-1)3} + C_{(t-1)3} i_{(t-1)} = \\ = (0.10k_{\text{кот}}Q_{\text{кот}} + 0.07k_{\text{ВЭУ}}Q_{\text{ВЭУ}})[1 + i_{(t-1)}], \quad (11)$$

где 0.10, 0.07 – средняя норма амортизационных отчислений соответственно для котельной и ВЭУ.

Прочие затраты обычно рассчитывают с учетом суммы всех затрат на эксплуатацию и техническое обслуживание котельной и ВЭУ (кроме затрат, связанных с покупкой топлива и его доставкой) по формуле

$$C_{t4} = 0.2 \left\{ n_{\text{кот}}Q_{\text{кот}} (C_{(t-1)2\text{кот}} + C_{(t-1)2\text{кот}} i_{(t-1)}) \right\} + \\ + [0.1k_{\text{кот}}Q_{\text{кот}} (1 + i_{(t-1)})] + \\ + 0.05[C_{(t-1)2\text{ВЭУ}} + C_{(t-1)2\text{ВЭУ}} i_{(t-1)} + \\ + 0.07k_{\text{ВЭУ}}Q_{\text{ВЭУ}} (1 + i_{(t-1)})], \quad (12)$$

где 0.2, 0.05 – коэффициент, определяющий прочие затраты соответственно для котельной и ВЭУ [10, 22].

Таблица 3. Штатный коэффициент обслуживающего персонала для небольших котельных, чел/(ГДж/ч)

Топливо	$Q_{\text{кот}}$, ГДж/ч								
	0.1	0.2	0.4	0.8	2.1	4.2	8.4	20.9	41.9
Жидкое	150	80	40	25	12	7	4	2.8	2.4
Уголь	200	100	60	35	16	9	5.5	3.6	3.1

С учетом выражений (9)–(12) формулу (6) можно представить в виде

$$\sum_{i=1}^4 C_{ti} = 0.034 \left[C_{(t-1)\text{топл}} + C_{(t-1)\text{топл}} i_{(t-1)} \right] Q_{\text{кот}} \tau_{\text{кот}} \times \\ \times \exp \left[-3.2 \left(\frac{V_{\text{год}}}{V_p} \right)^2 \frac{Q_{\text{ВЭУ}}}{Q_{\text{кот}}} \right] / (\eta_{\text{кот}} \eta_{\text{топл}}) + \\ + 1.2 n_{\text{кот}} Q_{\text{кот}} \left[C_{(t-1)2\text{кот}} + C_{(t-1)2\text{кот}} i_{(t-1)} \right] + \\ + 0.12 k_{\text{кот}} Q_{\text{кот}} [1 + i_{(t-1)}] + \\ + 1.05 \left[C_{(t-1)2\text{ВЭУ}} + C_{(t-1)2\text{ВЭУ}} i_{(t-1)} \right] + \\ + 0.0735 k_{\text{ВЭУ}} Q_{\text{ВЭУ}} [1 + i_{(t-1)}]. \quad (13)$$

При использовании котельной и ВЭУ для теплоснабжения их совместная годовая выработка тепловой энергии (без избыточной энергии ВЭУ) совпадает с годовой выработкой тепловой энергии котельной при теплоснабжении без использования ВЭУ, и поэтому для расчета среднего значения параметра W_t , входящего в формулу (1), можно записать следующее выражение:

$$W_t = W_1 = W_2 = \dots = W_{n-1} = W_n = Q_{\text{кот}} \tau_{\text{кот}}. \quad (14)$$

Реальная ставка дисконтирования зависит от многих факторов и в энергетике для оценки эффективности инвестиционных проектов ориентировочно может быть принята равной 12% ($r = 0.12$).

Таким образом, принимая во внимание выражения (13), (14), формулу (1) для расчета LCOTE можно переписать в виде

$$\text{LCOTE} = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{\sum_{i=1}^4 C_{ti}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{Q_{\text{кот}} \tau_{\text{кот}}}{(1+r)^t}}, \quad (15)$$

где $\sum_{i=1}^4 C_{ti}$ вычисляется по формуле (13).

Таблица 4. Средняя месячная заработная плата и обязательные отчисления на одного работника в крайней западной части Арктической зоны России в 2023 г.

Регион крайней западной части АЗ России	Заработка плата, руб/(чел/мес)	Обязательные отчисления, руб/(чел/мес)	Всего, руб/(чел/мес)
Мурманская обл.	98 311	32 443	130 754
Республика Карелия	64 518	21 291	85 809
Архангельская обл. (без Ненецкого автономного округа)	71 734	23 672	95 406

При оценке технико-экономической эффективности различных вариантов использования ВЭУ совместно с котельными для теплоснабжения основная задача расчета LCOTE сводится к выбору оптимальной мощности ВЭУ или оптимального соотношения $Q_{\text{ВЭУ}}/Q_{\text{kot}}$ (при постоянной мощности котельной), при которых нормированная стоимость тепловой энергии из всех рассмотренных вариантов будет минимальной $LCOTE_{\min}$. В этом случае результаты расчетов LCOTE можно представить в виде графика, показанного на рис. 6. График наглядно демонстрирует, в каких пределах возможно уменьшение LCOTE в зависимости от соотношения $Q_{\text{ВЭУ}}/Q_{\text{kot}}$ (при постоянной мощности котельной). На рисунке видно, что увеличение установленной мощности ВЭУ способствует уменьшению LCOTE до определенного минимума $LCOTE_{\min}$, соответствующего оптимальному соотношению $Q_{\text{ВЭУ}}^{\text{опт}}/Q_{\text{kot}}$. Это становится возможным благодаря экономии топлива, расходуемого в котельной, и

снижению затрат на его покупку и доставку. В то же время наращивание установленной мощности ВЭУ приводит к увеличению капиталовложений в ее покупку и сооружение и в определенный момент становится экономически нецелесообразным, поскольку увеличивает LCOTE.

Далее представлены результаты расчета LCOTE при теплоснабжении от котельной без использования ВЭУ и при ее использовании и оценки технико-экономической эффективности различных вариантов применения ВЭУ совместно с котельными в удаленных и изолированных районах крайней западной части АЗ.

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ LCOTE

Результаты расчетов LCOTE при теплоснабжении от котельной без использования ВЭУ показаны в виде графиков на рис. 7, поясняющих влияние среднегодовой стоимости топлива (см. табл. 1) на LCOTE в удаленных и изолированных районах крайней западной части АЗ.

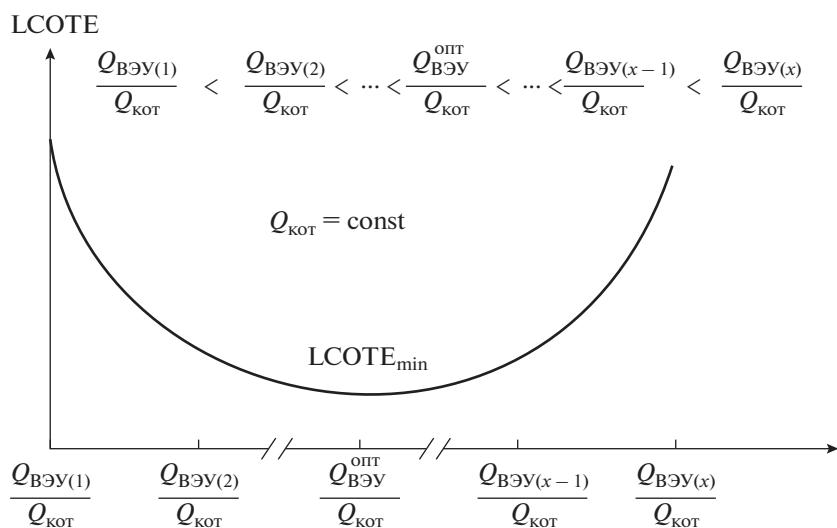


Рис. 6. Выбор наиболее эффективного варианта использования ВЭУ совместно с котельной для теплоснабжения по показателю минимума нормированной стоимости тепловой энергии $LCOTE_{\min}$. $Q_{\text{ВЭУ}(x-1)}, Q_{\text{ВЭУ}(x)}$ – установленная мощность предпоследнего и последнего вариантов ВЭУ, принятых к рассмотрению

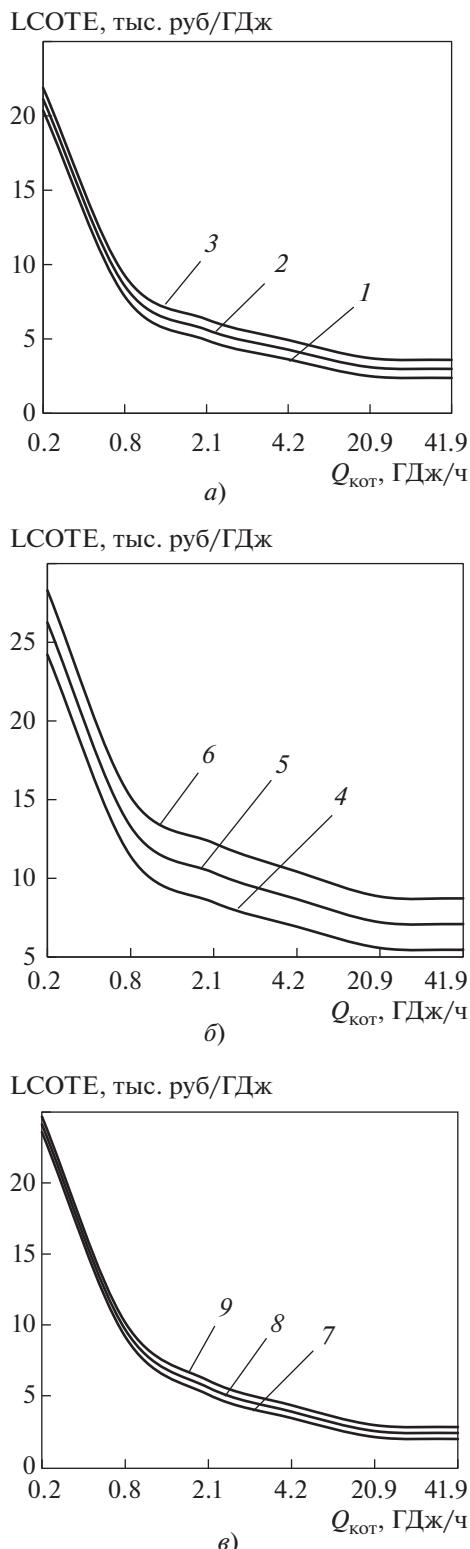


Рис. 7. Зависимость LCOTE от установленной мощности котельной, работающей на мазуте (а), дизельном топливе (б), угле (в) при теплоснабжении без использования ВЭУ.

C, руб/т.у.: 1 – 25340; 2 – 33790; 3 – 42230; 4 – 68100; 5 – 90800; 6 – 113500; 7 – 12780; 8 – 17050; 9 – 21300

Для снижения затрат на покупку и доставку дальнепривозного дорогостоящего органического топлива для котельных и, соответственно, уменьшения нормированной стоимости тепловой энергии можно использовать ВЭУ совместно с этими котельными. Для такого варианта теплоснабжения результаты расчетов LCOTE представлены на рис. 8–10, из которых следует, что использование ВЭУ совместно с котельной, работающей на более дорогом топливе, оказывается экономически эффективным по сравнению с вариантом теплоснабжения от котельной без использования ВЭУ.

На рис. 8, б–е видно, что для котельных мощностью более 0.8 ГДж/ч, работающих на мазуте стоимостью от 33790 до 42230 руб/т.у., максимальный эффект достигается при $Q_{\text{ВЭУ}}^{\text{опт}}/Q_{\text{kot}} = 0.3–1.0$, что позволяет снизить LCOTE на 5–20% по сравнению с вариантом теплоснабжения от котельной без использования ВЭУ. В районах, где стоимость мазута составляет 25 340 руб/т.у. или меньше, подключение ВЭУ оказывается малоэффективным (см. рис. 8, д, е), а для котельных мощностью меньше 4.2 ГДж/ч – совсем неэффективным (см. рис. 8, б–г) вследствие увеличения LCOTE. Для котельных мощностью 0.2 ГДж/ч такая ситуация сохраняется и при стоимости мазута от 25 340 до 42 230 руб/т.у. (см. рис. 8, а).

В районах, где стоимость угля приближается к 21 300 руб/т.у., использование ВЭУ наиболее эффективно совместно с котельными мощностью более 2.1 ГДж/ч, работающими на угле (см. рис. 9). Для таких условий максимальный эффект достигается при $Q_{\text{ВЭУ}}^{\text{опт}}/Q_{\text{kot}} = 0.2–0.6$, что позволяет снизить LCOTE на 2–7%. В остальных случаях, когда стоимость угля меньше 21 300 руб/т.у. или мощность котельной ниже 2.1 ГДж/ч, использование ВЭУ совместно с котельными оказывается малоэффективным (или неэффективным) по сравнению с вариантом теплоснабжения от котельной без подключения ВЭУ.

Для котельных любой мощности, работающих на дизельном топливе, вследствие дорогоизны дизельного топлива применение ВЭУ совместно с котельными оказывается эффективным (см. рис. 10). При этом максимальный эффект достигается при $Q_{\text{ВЭУ}}^{\text{опт}}/Q_{\text{kot}} = 0.8–1.9$, что позволяет снизить LCOTE на 7–55% по сравнению с вариантом теплоснабжения от котельной без использования ВЭУ.

Таким образом, проведенное исследование показывает, что в удаленных и изолированных районах крайней западной части АЗ, где топливо особенно дорогое, вариант теплоснабжения с подключением ВЭУ совместно с котельной оказывается эффективнее по сравнению с вариантом теплоснабжения от котельной без ВЭУ.

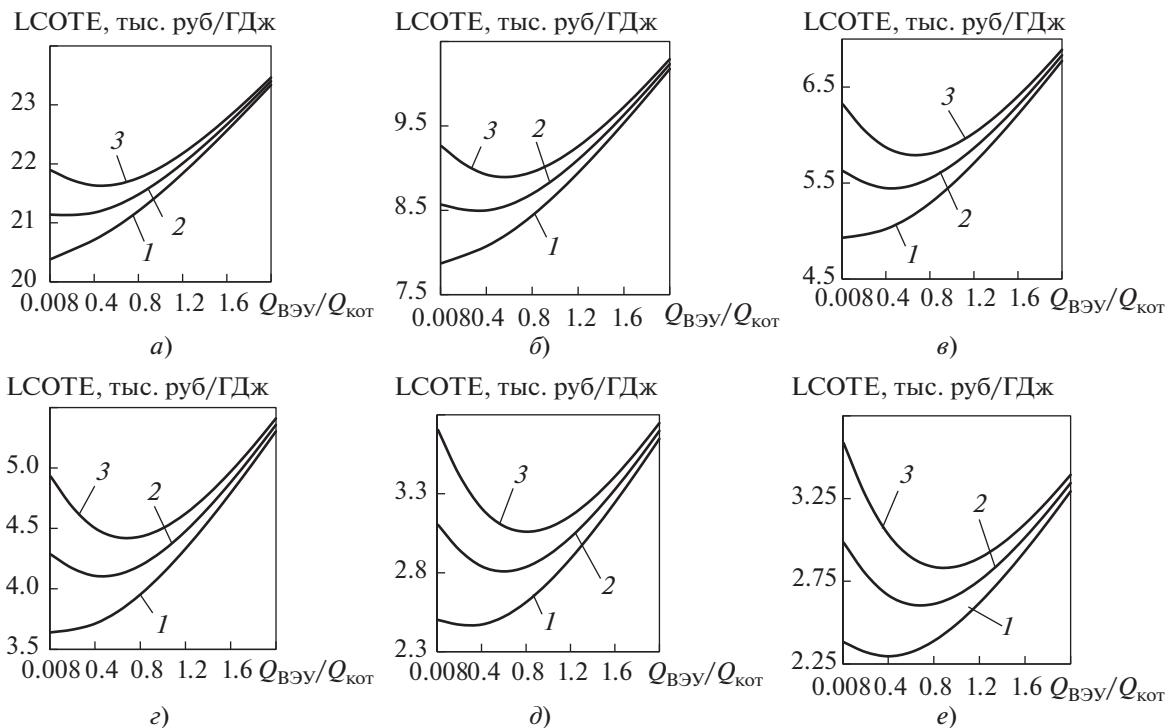


Рис. 8. Зависимость LCOTE от соотношения $Q_{\text{BЭУ}}/Q_{\text{кот}}$ при использовании ВЭУ совместно с котельными, работающими на мазуте, для теплоснабжения при среднегодовой стоимости мазута 25340 (1), 33790 (2), 42230 (3) руб/т у.т. $Q_{\text{кот}}$, ГДж/ч: *a* – 0.2; *б* – 0.8; *в* – 2.1; *г* – 4.2; *д* – 20.9; *е* – 41.9

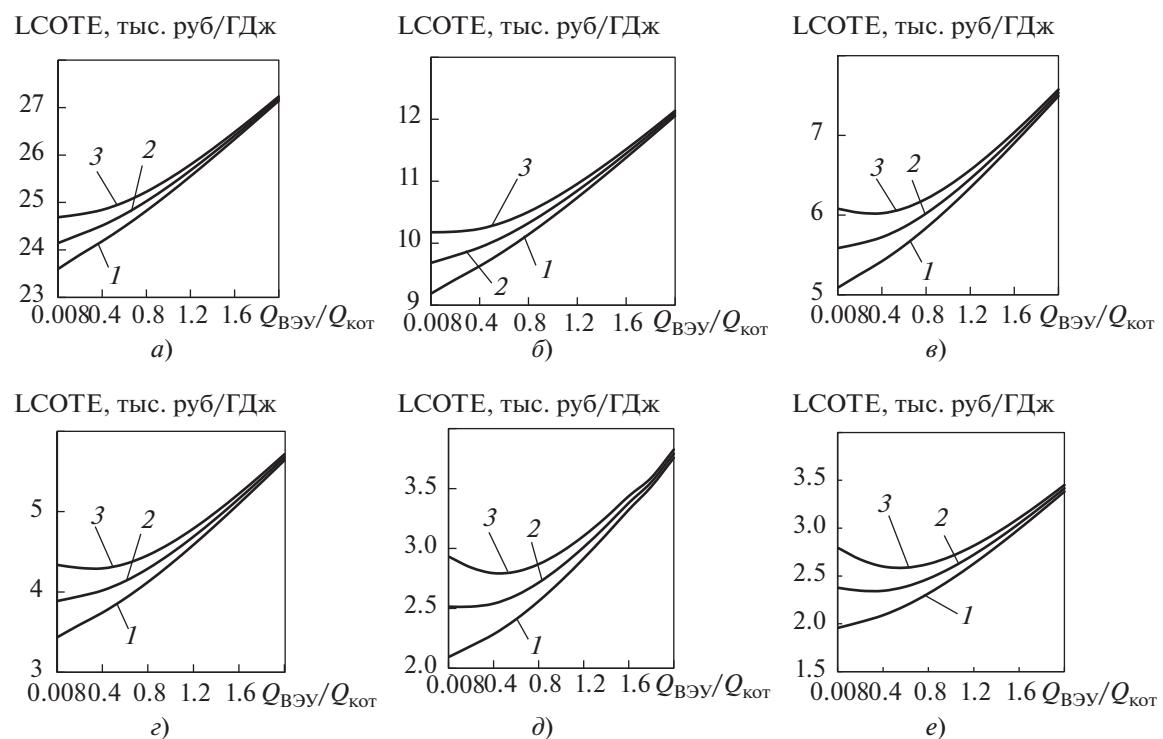


Рис. 9. Зависимость LCOTE от соотношения $Q_{\text{BЭУ}}/Q_{\text{кот}}$ при использовании ВЭУ совместно с котельными, работающими на угле, для теплоснабжения при среднегодовой стоимости угля 12780 (1), 17 050 (2), 21 300 (3) руб/т у.т. *а–е* – см. рис. 8

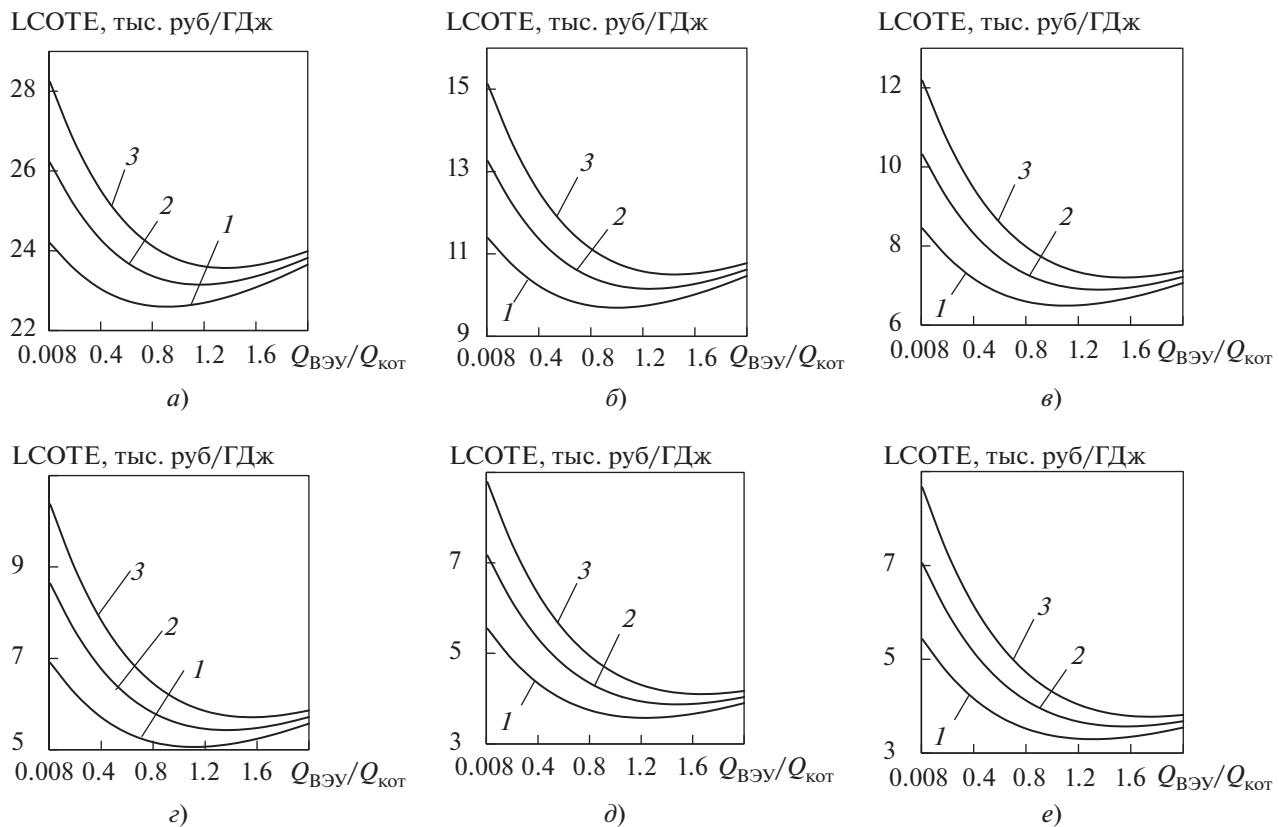


Рис. 10. Зависимость LCOTE от соотношения $Q_{\text{ВЭУ}}/Q_{\text{кот}}$ при использовании ВЭУ совместно с котельными, работающими на дизельном топливе, для теплоснабжения при среднегодовой стоимости дизельного топлива 68 100 (1), 90 800 (2), 113 500 (3) руб/т у.т.
а–е – см. рис. 8

ВЫВОДЫ

1. С помощью разработанной методики расчета показателя нормированной стоимости тепловой энергии на примере удаленных и изолированных районов крайней западной части Арктической зоны России, характерной особенностью которых является повышенный потенциал энергии ветра, определена экономическая эффективность использования для теплоснабжения ветроэнергетических установок совместно с котельными, в которых сжигается дорогое привозное органическое топливо.

2. При существующей стоимости топлива применение ВЭУ наиболее эффективно совместно с котельными, работающими на дизельном топливе. Для котельных, функционирующих на мазуте и угле, эффект от использования ВЭУ снижается. При этом подключение ВЭУ к системе теплоснабжения оказывается эффективным только для котельных мощностью более 0.8 ГДж/ч, работающих на мазуте стоимостью от 33 790 руб/т у.т., а также для котельных мощностью более 2.1 ГДж/ч, работающих на угле стоимостью от 21 300 руб/т у.т.

При таких условиях использование ВЭУ позволяет снизить нормированную стоимость тепловой энергии для котельных, работающих на дизельном топливе на 7–55%, на мазуте – на 5–20%, на угле – на 2–7% по сравнению с вариантом теплоснабжения без подключения ВЭУ.

3. Следует ожидать, что результаты, полученные в этом исследовании, будут иметь важное научное и практическое значение для дальнейшего развития методов оценки технико-экономической эффективности использования ВЭУ для теплоснабжения. Вместе с тем для большего повышения эффективности применения ВЭУ совместно с котельными для теплоснабжения в удаленных и изолированных районах Арктической зоны России необходимо продолжить исследования, которые могут быть связаны с изучением возможностей работы ВЭУ совместно с другими альтернативными и местными возобновляемыми источниками энергии и решениями оптимизационных задач выбора наиболее подходящего состава и мощности источников теплоснабжения, обеспечивающих приемлемый уровень энергети-

ческой эффективности и надежности теплоснабжения при минимальных финансовых затратах.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Assessment** of undiscovered oil and gas in the Arctic / D.L. Gautier, K.J. Bird, R.R. Charpentier, A. Grantz, D.W. Houseknecht, T.R. Klett, C.J. Wandrey // Science. 2009. V. 324 (5931). P. 1175–1179.
<https://doi.org/10.1126/science.1169467>
2. **Серова Н.А., Серова В.А.** Основные тенденции развития транспортной инфраструктуры российской Арктики // Арктика и Север. 2019. № 36. С. 42–56.
<https://doi.org/10.17238/issn2221-2698.2019.36.42>
3. **Осипова Е.Э., Смирнов С.В., Хаирова Т.А.** Предпосылки развития экспорта российской Арктики, каботажных перевозок и проектных грузов для арктических проектов // Арктика и Север. 2019. № 37. С. 5–21.
<https://doi.org/10.17238/issn2221-2698.2019.37.5>
4. **Бежан А.В., Минин В.А.** Математическое описание работы котельной совместно с ветроэнергетической установкой и тепловым аккумулятором // Теплоэнергетика. 2011. № 11. С. 21–26.
5. **Бежан А.В., Минин В.А.** Оценка эффективности системы теплоснабжения на основе котельной и ветроустановки в условиях Севера // Теплоэнергетика. 2017. № 3. С. 51–60.
<https://doi.org/10.1134/S0040601516100013>
6. **Бежан А.В.** Повышение эффективности систем теплоснабжения районов Арктической зоны Российской Федерации за счет применения ветроэнергетических установок (на примере Мурманской области) // Арктика и Север. 2023. № 52. С. 17–31.
<https://doi.org/10.37482/issn2221-2698.2023.52.17>
7. **Интегрированные** схемы энергоснабжения на базе ТЭЦ и ВЭС / В.А. Стенников, С.В. Жарков, И.В. Постников, А.В. Пеньковский // Промышленная энергетика. 2016. № 11. С. 57–62.
8. **Postnikov I., Stennikov V., Penkovskii A.** Integrated energy supply schemes on basis of cogeneration plants and wind power plants // Energy Procedia. 2019. V. 158. P. 154–159.
<https://doi.org/10.1016/j,egypro.2019.01.063>
9. **Бежан А.В.** Повышение эффективности систем теплоснабжения удаленных районов Арктической зоны путем внедрения энергокомплексов на базе ветроэнергетических установок (на примере Мурманской области): дис. канд. техн. наук. Апатиты, 2023.
10. **Бежан А.В., Звонарева Ю.Н., Пономарев Р.А.** Снижение себестоимости тепловой энергии за счет использования ветроэнергетических установок совместно с котельными на нужды теплоснабжения в удаленных районах арктической зоны Российской Федерации (на примере Мурманской области) // Изв. вузов. Проблемы энергетики. 2023. Т. 25. № 3. С. 128–138.
<https://doi.org/10.30724/1998-9903-2023-25-3-128-138>
11. **Черняховская Ю.В.** Эволюция методологических подходов к оценке стоимости электроэнергии. Анализ зарубежного опыта // Вестник ИГЭУ. 2016. Вып. 4. С. 56–68.
<https://doi.org/10.17588/2072-2672.2016.4.056-068>
12. **Roy D., Bhowmik M., Roskilly A.P.** Technoeconomic, environmental and multi criteria decision making investigations for optimisation of off-grid hybrid renewable energy system with green hydrogen production // J. Cleaner Prod. 2024. V. 443. 141033.
<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2024.141033>
13. **Influence** of input costs and levelised cost of energy on wind power growth / B. Johnston, F. Foley, J. Doran, T. Littler, M. McAleer // J. Cleaner Prod. 2022. V. 373. 133407.
<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.133407>
14. **Агарков С.А., Кошкарев М.В.** Перспективное освоение угольных запасов Арктики на основе пространственной организации коммуникаций // Арктика и Север. 2023. № 53. С. 5–27.
<https://doi.org/10.37482/issn2221-2698.2023.53.5>
15. **Бадина С.В., Панкратов А.А., Янков К.В.** Проблемы транспортной доступности изолированных населенных пунктов европейского сектора Арктической зоны России // ИнтерКарто. ИнтерГИС. 2020. Т. 26. № 1. С. 305–318.
<https://doi.org/10.35595/2414-9179-2020-1-26-305-317>
16. **Минин В.А., Целищева М.А.** Ресурсы ветра западного сектора Арктической зоны Российской Федерации и возможные направления их использования // Арктика: экология и экономика. 2023. Т. 13. № 1. С. 72–84.
<https://doi.org/10.25283/2223-4594-2023-1-72-84>
17. **Николаев В.Г., Ганага С.В., Кудряшов Ю.И.** Национальный кадастр ветроэнергетических ресурсов России и методические основы их определения. М.: Атмограф, 2008.
18. **Wind characteristics and wind energy assessment in the Barents Sea based on ERA-Interim reanalysis /** C. Duan, Z. Wang, S. Dong, L. Zhenkun // Oceanol. Hydrobiol. Stud. 2018. V. 47. Is. 4. P. 415–428.
<https://doi.org/10.1515/ohs-2018-0039>
19. **Минин В.А.** Опыт и перспективы использования энергии ветра в Заполярье // Энергия: экономика, техника, экология. 2018. № 12. С. 23–28.
20. **Барабанер Х.З.** Теплоснабжение сельских населенных пунктов. Таллин: Валгус, 1976.
21. **Зубарев В.В., Минин В.А., Степанов И.Р.** Использование энергии ветра в районах Севера. Л.: Наука, 1989.
22. **Методы** расчета ресурсов возобновляемых источников энергии: учеб. пособие / А.А. Бурмистров, В.И. Виссарионов, Г.В. Дерюгина, В.А. Кузнецова, Д.Н. Кунакин, Н.К. Малинин, Р.В. Пугачев; под ред. В.И. Виссарионова. М.: Издательский дом МЭИ, 2007.

Assessing the Economic Efficiency of Using Wind Turbines Jointly with Boiler Houses for Heat Supply in Remote and Isolated Regions of the Westernmost Part of Russia's Arctic Zone

A. V. Bezhan*

*Center for Physico-Technical Problems of Energy of the North, Kola Science Center, Russian Academy of Sciences,
Apatity, Murmansk oblast, 184209 Russia*

**e-mail: a.bezhан@ksc.ru*

Abstract—The article addresses matters concerned with decreasing the prime cost of thermal energy in the remote and isolated regions of Russia's Arctic zone (AZ) that have a high wind energy potential by using wind turbines (WTs) jointly with boiler houses operating on expensive imported fossil fuel for heat-supply purposes. The use of wind turbines will make it possible to decrease the participation of boiler houses in the supply of heat to consumers, save fossil fuel, and, thereby, help decrease the prime cost of thermal energy. A procedure for calculating the levelized cost of thermal energy is developed and described in detail. The procedure is adapted to analyzing the efficiency of alternative options of using WTs jointly with boiler houses for heat-supply purposes, among which the alternative ensuring the minimal levelized cost of thermal energy is regarded as the most efficient one. By using the obtained technique, the economic efficiency of applying WTs jointly with boiler houses in the heat-supply systems of remote and isolated regions is evaluated taking the westernmost part of Russia's Arctic zone as an example. It has been determined that, in such regions, in which the final annual average cost of fossil fuel is more than 1.5 times higher than the fuel cost in the cities and industrial centers of the AZ westernmost part as a consequence of a high transport component, the WTs are most efficient when used jointly with boiler houses operating on diesel fuel. For boiler houses operating on fuel oil and coal, the effect from using WTs is not so high. It is also shown that the cheaper the fuel, the less efficient or even inefficient at all the use of WTs becomes in comparison with the heat-supply option from a boiler house without connecting a WT. For the regions considered, the joint production of thermal energy by WTs and boiler houses operating on diesel fuel, fuel oil, and coal makes it possible to decrease its levelized cost by 7–55, 5–20, and 2–7%, respectively.

Keywords: heat supply, efficiency improvement, wind turbine, boiler house, Russia's Arctic zone, fossil fuel, heat accumulators