

УДК 620.9:658 + 658.26:621.31

Оценка эффективности перехода на децентрализованное энергоснабжение в Тюменской области

А.П. Белкин, А.В. Дубова
ФГБОУВПО «Тюменский государственный архитектурно-строительный университет»,
г. Тюмень, Российская Федерация
E-mail: kpt.belkin@mail.ru, aleks-vic@yandex.ru

Авторское резюме

Состояние вопроса: В связи с увеличением доли малой энергетики, ограничением доступа к иностранным технологиям и оборудованию, а также внедрением программы импортозамещения, весьма актуальной становится проблема выбора и реализации схем энергообеспечения новых промышленных предприятий. В связи с этим необходим комплексный анализ эффективности применения газотурбинных двигателей для целей электро-, холодо- и теплоснабжения промышленных предприятий.

Материалы и методы: Решение поставленной задачи выполнено на основании комплексной оценки, включающей экономическую и территориальную составляющие, требуемый уровень мобильности и надежности, условия подключения к централизованному источнику энергоснабжения с учетом основных технических характеристик рассматриваемых установок (дизельные и газопоршневые агрегаты, газотурбинные двигатели, установки на топливных химических элементах, микротурбины).

Результаты: Доказана эффективность применения газотурбинных двигателей для целей электро-, холодо- и теплоснабжения промышленных предприятий. Сформулированы и упорядочены критерии, позволяющие наиболее взвешенно сравнивать и оценивать проекты мини-ТЭЦ с теплофикационным или тригенерационным циклами. Предложена методика оценки эффективности реализации схем децентрализованного энергоснабжения.

Выводы: Результаты исследований позволяют инвесторам самостоятельно проводить техническую и экономическую оценку реализации собственных тригенерационных комплексов в соответствии с предъявляемыми требованиями.

Ключевые слова: мини-ТЭЦ, малая энергетика, тригенерация, газопоршневые установки, газотурбинные установки, абсорбционная холодильная машина, экономическая эффективность, децентрализованное энергоснабжение.

Evaluation of effectiveness of transition to decentralized power supply in Tyumen region

A.P. Belkin, A.V. Dubova
Tyumen State Architectural and Constructional University, Tyumen, Russian Federation
E-mail: kpt.belkin@mail.ru, aleks-vic@yandex.ru

Abstract

Background: The growing share of small-scale power generation, the limited access to foreign technologies and equipment, and the goals of the import substitution program make it quite urgent to choose and realize energy supply schemes of new industrial enterprises. The current researches are aimed at complex analysis of gas turbine engine efficiency for electricity, cold and heat supply of the industrial enterprises in Tyumen region.

Materials and methods: To solve this problem, a comprehensive evaluation has been conducted including economic and territory-specific factors, the required level of reliability and mobility, the conditions for connection to the source of centralized power supply, and the main technical characteristics of the stations under study (diesel and gas-piston engine generating units, gas turbines, fuel cells, microturbines).

Results: Gas turbine engines were proved to be effective for electricity, cold and heat supply of industrial enterprises. Criteria were formulated and structured for the most reasonable assessment and comparison of mini-CHP projects based on cogeneration and trigeneration cycles. A method of assessing the efficiency of decentralized energy supplies schemes was proposed.

Conclusions: The results of the research enable investors to conduct technical and economic assessment of their own trigeneration systems implementation in accordance with the requirements.

Key words: Mini CHP, small-scale power generation, trigeneration, gas-piston engine generating units, gas turbine, absorption chiller, economic efficiency, decentralized power supply.

DOI: 10.17588/2072-2672.2016.2.005-013

В 2014 г. сектор малой электроэнергетики России насчитывал более 50 тысяч электростанций общей мощностью около 17 ГВт и годовой выработкой электроэнергии 5 % от

общей выработки в стране. С учетом того, что в 2004 г. доля малой генерации составляла всего 1,5 %, развитие ее в России идет достаточно активно.

Причинами перехода потребителей на децентрализованное энергоснабжение являются:

1. *Экономическая.* Рост тарифов и недостаток определенности тарифообразующей политики. Большие незадействованные резервы электроэнергии, потери в сетях и устаревание оборудования определяют необходимость инвестиционных вливаний, приток которых возможен только при условии заинтересованности потенциальных инвесторов, а значит, при смене действующей тарифной стратегии с увеличением стоимости для потребителя.

2. *Территориальная.* До 60 % территории России находится в зоне децентрализованного энергоснабжения. Для малых населенных пунктов, нефтеперекачивающих и компрессорных станций, других промышленных и социальных объектов, располагающихся в труднодоступной местности или удаленных от центральной сети, децентрализованное энергоснабжение является единственно возможным вариантом.

3. *Непростая система подключения к централизованному энергоснабжению.* Данная причина весьма актуальна для торговых предприятий с большим оборотом и небольшой маржинальной прибылью. Гипермаркеты и крупные торгово-офисные центры в первое время после запуска проекта используют на арендной основе дизельные генераторы, а после подключения к сетям или строительства собственной мини-ТЭЦ возвращают их арендодателю.

4. *Доступность газа и внедрение новых технологий.* Этот фактор важен для крупных корпораций, нацеленных на стратегическое развитие и строящих эффективную инфраструктуру для своего бизнеса, а также для новых государственных объектов, находящихся в приоритетных на сегодняшний день сферах, например для крупных спортивных площадок.

5. *Мобильность и надежность.* Использование запасных бесперебойных источников питания в больницах и других социально значимых объектах, передвижных генераторов для мобильных пунктов научной и промышленной разведки.

С учетом того, что государственная политика не ограничивает развитие собственной генерации, в стране достаточно уверенно развивается сектор малой энергетики. Однако есть и сдерживающие факторы.

Во-первых, необходимость управления и содержания собственного объекта генерации ведет к проблеме дополнительной административной нагрузки и ответственности.

Во-вторых, при возникновении излишек электроэнергии целесообразно отдавать их в сеть. Во многих других странах этот механизм уже отлажен. В России технологическое присоединение к сетям для целей реализации излишек сложно и затруднено.

Среди вариантов малой энергетики можно выделить следующие технологии:

- установки с дизельными или бензиновыми двигателями;
- газопоршневые установки;
- газотурбинные установки;
- современные паровые котлы, паровые турбины;
- установки на топливных химических элементах;
- фотоэлектрические панели;
- малые ветротурбины.

У каждой технологии есть свои достоинства и недостатки. Паровые и газовые турбины недостаточно эффективны при работе в диапазоне малых мощностей (до 10 МВт). Дизельные и газопоршневые генераторы не удовлетворяют экологическим требованиям и вызывают нарекания по эксплуатационным характеристикам. В частности, до недавнего времени моторесурс дизельных генераторов не превышал 100000 часов. Топливные ячейки находятся в стадии совершенствования технологий и пока слишком дороги для большинства случаев практических применений. Микротурбины компактны, высокоэкологичны, эластичны к нагрузке, а также наиболее эффективны в режимах когенерации и тригенерации, однако предполагают необходимость больших капиталовложений (около 3000\$ за 1 кВт). Установки на основе возобновляемых источников энергии поддерживаются на государственном уровне субсидированием и эффективны на перспективу, однако они имеют недостаточный уровень проработки для российских погодных условий и высокую стоимость.

Первоочередной задачей для предприятия, переходящего на децентрализованное энергоснабжение, является определение ключевых запросов и имеющихся ограничений. На основании выбранных приоритетов подбирается подходящий тип привода генератора, используемого в качестве основы для мини-ТЭЦ.

Например, территориальное расположение, а именно близость к газопроводу, определяет технологию децентрализованного энергоснабжения предприятия (табл. 1) [1].

Таблица 1. Выбор технологии производства электроэнергии

Наличие природного газа	Отсутствие природного газа
<ul style="list-style-type: none"> • газотурбинные двигатели (промышленного назначения, конвертированные транспортные турбины, микротурбины) • газопоршневые двигатели 	<ul style="list-style-type: none"> • дизельные и бензиновые двигатели • паровые котельные • ветроэлектростанции • солнечные батареи • ферментная газификация сельхозотходов • топливные химические элементы • комбинированные технологии

Газовые турбины, в свою очередь, можно разделить на три подкласса, в связи со значительными отличиями по некоторым параметрам:

1) газовые турбины, разработанные специально для стационарных объектов энергоснабжения;

2) газотурбинные двигатели, конвертированные из авиационных и морских для нужд наземного энергоснабжения;

3) микротурбины.

Несмотря на то, что в литературе микротурбины определены как компактные газотурбинные установки малой единичной мощностью (до 1000 кВт), в табл. 2 в качестве микротурбин рассмотрены только агрегаты фирмы Capstone Turbine Corporation (США), так как отличительные характеристики именно этих двигателей позволили микротурбинам выделиться в отдельный подкласс. К таким характеристикам можно отнести следующие:

1. *Назначение.* Разработка Capstone создавалась с нулевого уровня и изначально предполагалась для наземного энергоснабжения, в настоящее время имеет около 100 патентов. В то время как Calnetix (США), Turbec (Швеция), Ingersoll Rand (США) брали за основу транспортную турбину.

2. *Надежность и низкие эксплуатационные затраты,* обусловленные использованием газодинамических подшипников скольжения. Турбины других производителей используют традиционные подшипники качения или скольжения, а значит, требуют систему смазки.

3. *Экологичность.* Содержание NOx в отходящих газах установок Capstone не превышает 9 ppm, в то время как у других производителей 15–20 ppm.

Стоит также отметить, что при строительстве станции, работающей при непостоянной нагрузке по электрификационному циклу, более выгодна установка газопоршневых двигателей. Анализ зависимости электрического КПД установки от нагрузки (рис. 1) показывает, что установка газовой турбины приведет к повышенному расходу топлива при частичных нагрузках, а значит, к увеличению затрат.

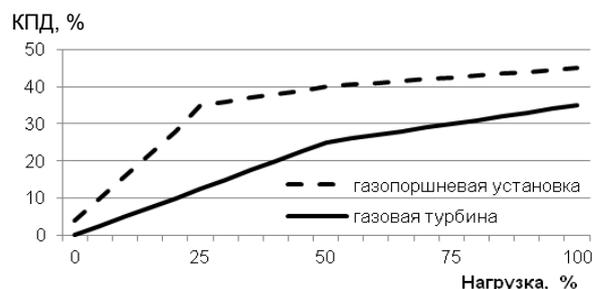


Рис. 1. Зависимость электрического КПД установки от нагрузки

Применение газопоршневой установки наиболее выгодно в случае приоритетного получения электроэнергии и неполном использовании тепловой энергии. При максимальной реализации энергии теплофикационного цикла более предпочтительны газотурбинные агрегаты, как имеющие меньшую удельную массу (кг/кВт) и габариты (м³/кВт).

Следовательно, предприятиям, располагающим ограниченным бюджетом и потребляемой мощностью от 1 до 30 МВт, следует применять в качестве источника децентрализованного энергоснабжения конвертированные газотурбинные авиадвигатели либо газотурбинные установки (ГТУ) малой мощности.

Применение микротурбин на сегодняшний день предполагает высокий уровень капиталовложений, тем не менее весьма актуально для спортивных и концертных комплексов, иных мест, где приоритетом являются экологические характеристики.

В табл. 3 приведены примеры использования газотурбинных и газопоршневых установок на предприятиях Тюменской области.

Снижающиеся темпы роста и отрицательный прирост ВВП не только являются показателями отрицательных экономических явлений внутреннего и внешнего характера, но и определяют широкое поле деятельности для внутренних производителей. Для Российской Федерации в период кризиса, начавшегося в 2014 году и связанного с ограничением доступа к иностранным технологиям и оборудованию, проблемами импортозамещения, важно выйти из рецессии с минимальными потерями и с максимизацией использования внутренних ресурсов.

Таблица 2. Сравнение характеристик газотурбинных и газопоршневых установок

Параметр	Турбина промышленного назначения	Конвертированный авиадвигатель	Микротурбина	Газопоршневая установка
Цена за 1 кВт	\$400–950	\$200–\$400	\$2000–5000	\$600–1500
Мощность	от 20 до 40 МВт	от 0,025 до 50 МВт	от 15 до 300 кВт	от 0,015 до 30 МВт
Ресурс до первого капремонта, ч	25000–35000	15000	40000–60000	40000–120000
Электрический КПД, %	23–33	23–33	15–30	40–44
Суммарный коэффициент использования теплоты топлива	50–85 %	55–85 %	70–85 %	50–89 %
Экологические параметры	Низкочастотные шумы, хорошие параметры по выбросам (эмиссия NOx на уровне 25 ppm)	Низкочастотные шумы, хорошие параметры по выбросам (эмиссия NOx на уровне 25 ppm)	Высокочастотные шумы выше 60дБ, минимальные выбросы (эмиссия NOx не превышает 9 ppm)	Низкочастотные шумы, высокая эмиссия вредных веществ, высокая вибрация

Таблица 3. Примеры использования газовых турбин и газопоршневых установок

Предприятие	Мощность	Установка
Газотурбинная электростанция на месторождении Каменное, ХМАО	72 МВт	ГТУ (9x8 МВт)
ФОК «Центральный», г.Тюмень	5,5 МВт	Микротурбины
ЗАО «Тюменские авиадвигатели», г.Тюмень	2,5 МВт	Конвертированный авиационный газотурбинный двигатель
Завод Геотрон, г. Тюмень	2,2 МВт	Газопоршневая установка

Внутренний энергетический рынок столкнулся с особенностями «нефтяного маневра» – снижением экспортных пошлин с одновременным увеличением налога на полезные ископаемые. В связи с этим, несмотря на снижение мировых цен на нефть, стоимость углеводородных фракций на внутреннем рынке продолжает увеличиваться. Дизельные электростанции, позволяющие автономно вести экономическую деятельность, становятся ещё более затратными.

Важным системным ограничением для промышленных предприятий выступает рост политических, экономических и кредитных рисков. Их минимизация возможна при тщательном планировании проектов, в том числе инфраструктурных, и рассмотрении, в первую очередь, дисконтированных потоков капиталовложений.

Обобщив указанные условия текущей экономической ситуации, можно с уверенностью полагать, что технологии с высоким итогом КПД, позволяющие экономить на закупке топливных ресурсов и ограничить поставки импортного оборудования и запасных частей, при этом обеспечивающие должный уровень автономности, являются востребованными.

Изучение емкости рынка показывает устойчивый объем спроса на газотурбинные двигатели (ГТД) на предприятиях добычи и транспорта углеводорода, сферы ЖКХ, в судостроении, производстве строительных материалов и других промышленных отраслях на территории Тюменской области.

Наиболее емкий рынок малой генерации находится в сегменте нефтегазодобывающих и транспортирующих компаний, что обуславливается легким доступом к топливу и удаленностью вновь разрабатываемых месторождений. Суммарная мощность планируемых к вводу установок всех типов в этом сегменте составляет не менее 1000 МВт.

Предложение ГТД российского производства для небольших промышленных предприятий до 50 МВт весьма ограничено.

В настоящее время иностранным компаниям Capstone Turbine Corporation (США), Ingersoll Rand (США), OPRA Turbines (Голландия) удалось наладить массовый выпуск надежных газовых микротурбин. Для российского потребителя микротурбины фактически монополизированы и требуют высоких капиталовложений (табл. 2). Однако этот вариант высоко-

козкологичен и уже внедрен на нескольких предприятиях региона. Например, ФОК «Центральный» (г. Тюмень), центр зимних видов спорта «Жемчужина Сибири» (Тюменская область), электростанция для утилизации попутного нефтяного газа Никольского месторождения нефти (Нижневартовский район), радиорелейная станция (ХМАО) и др.

Достоинства микротурбин определяются применением современных технологических решений: газодинамических подшипников, электрического инвентора, роторов с постоянными магнитами, выведением опорного подшипника в холодную зону и т.д. [2].

В настоящее время системные ограничения в виде снижения курса и продолжающейся волатильности национальной валюты определяют сложность и нецелесообразность с точки зрения инвестиционной привлекательности данного варианта для использования коммерческим предприятием.

Альтернативным вариантом создания ТЭЦ на базе газотурбинного двигателя является конвертирование транспортного двигателя для нужд теплоэлектроснабжения.

Преимуществами ГТУ, созданных на базе авиационных двигателей, являются малая удельная масса и габариты, быстрота запуска при малой пусковой мощности и полной автономности, возможность быстрого восстановления при неполадках путем замены генератора газа или всего агрегата, отсутствие дополнительных систем с отдельным приводом, возможность работать в любых климатических зонах.

Недостатки таких ГТУ – требовательность к чистоте топлива и эксплуатационному обслуживанию, сложная технология капитальных ремонтов, возможных только в заводских условиях, более низкие моторесурс и КПД по сравнению с современными ГТД ТЭЦ.

Выбор между конвертированным авиационным двигателем и промышленной ГТУ можно сделать на основе следующей зависимости [3]:

$$K_{АГТД} = \begin{cases} \sum_{i=1}^n \frac{\alpha_i Z_i}{\beta_i X_i} \rightarrow \min, \\ X = \{x_1, x_2, \dots, x_n\}, 1 \leq i \leq n, \\ \alpha_i \in [1; 10], \beta_i \in (0; 1], \end{cases} \quad (1)$$

где $K_{АГТД}$ – критерий относительной экономической эффективности конвертирования авиаци-

онного двигателя, руб.; X_i – конкретная техническая характеристика из множества требуемых для обеспечения заданных характеристик, МВт, Гкал и т.д.; α_i – коэффициент, учитывающий удорожание мероприятий по обеспечению требуемого количественного значения i -й характеристики; β_i – коэффициент, учитывающий степень соответствия количественного значения i -й характеристики базового двигателя к его количественному значению после проведения мероприятий по конвертированию, 1/МВт и т.д.; Z_i – затраты на реализацию i -й характеристики, руб.; n – количество характеристик.

При выборе модификаций ГТД для проектов строительства или реконструкции газотурбинной ТЭЦ целесообразно придерживаться следующей зависимости [3]:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^n (C_i + Z_i) x_i \rightarrow \min, \\ \sum_{i=1}^n q_i (T - K_c^i) x_i \geq Q, \\ \sum_{i=1}^n S_i x_i \leq S_{\text{общ}}, \\ X = \{x_1, x_2, \dots, x_n\}, x_i \in \{0, 1\}, 1 \leq i \leq n, \end{cases} \quad (2)$$

где X – заданный объем модификаций ГТД, характеризующихся определенной стоимостью C_i и производительностью q_i ; n – количество модификаций ГТД; Q – заданный объем выработки энергии за период T ; K_c^i – суммарное время простоя ГТД на всех видах ремонтов и техническом обслуживании; $S_{\text{общ}}$ – ограничение по площади; Z_i – эксплуатационные расходы.

Для утилизации вторичных энергетических ресурсов могут быть применимы холодильные машины и осушители воздуха. Необходимость кондиционирования помещений и развитие технологии охлаждения predeterminedили широкое распространение первого варианта.

В промышленности применяются газовые и паровые холодильные машины, представленные на рис. 2. Отдельно можно выде-

лить существующие, но широко не распространенные технологии: термоэлектрические, принцип действия которых основан на эффекте Пельтье, и установки, работающие на термомагнитном эффекте Эттингсхаузена.

Парокомпрессионные машины обладают самым высоким эксергетическим КПД в размере 30–35 %. Для сравнение эксергия водоаммиачной абсорбционной установки находится в диапазоне 12–15 %, а парожеторной – всего 3–6 % [4]. Однако использование холодильными машинами сбросного тепла мини-ТЭЦ повышает общий уровень эксергии системы энергоснабжения и определяет энергоэффективность использования абсорбционных холодильных машин в автономных тригенерационных системах.

Применение абсорбционных машин при утилизации сбросного теплового отбора мини-ТЭЦ позволяет в неотапительный период получить дополнительную электроэнергию в диапазоне 12–18 % от номинальной [5].

Использование бромистолитиевых абсорбционных машин холодопроизводительностью 450–3000 кВт целесообразно в системах кондиционирования воздуха, для производства синтетических волокон, т. е. там, где не требуется понижение температуры воды ниже 1°C. Водоаммиачные машины применяются для получения более низких температур и используются на агропромышленных предприятиях и предприятиях химической промышленности.

Бромистолитиевые машины, благодаря циркуляции в них неазетропных смесей и, следовательно, отсутствию процесса ректификации, имеют более высокий тепловой коэффициент, по сравнению с водоаммиачными. Для изготовления машин с бромистым литием требуется меньше металла, однако коррозионная стойкость металлов должна быть выше (трубы в генераторе и абсорбере изготавливают из медноникелевого сплава или нержавеющей стали), вследствие чего это преимущество нивелируется [6].

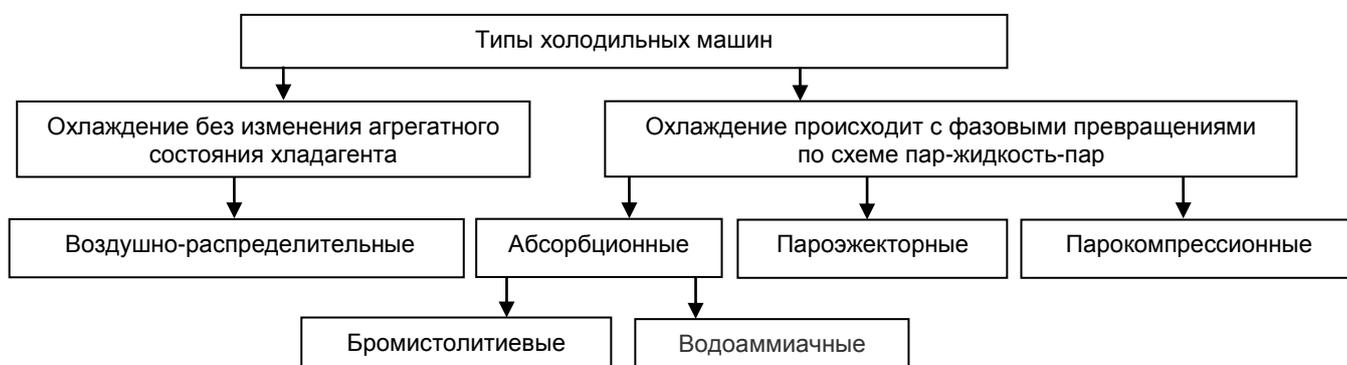


Рис. 2. Типы применяемых холодильных машин

В энергоцентре центра зимних видов спорта «Жемчужина Сибири» (г. Тюмень), функционирующем в режиме тригенерации с максимальным совокупным КПД свыше 92 %, работает абсорбционно-холодильная машина Broad. Общая электрическая мощность энергоцентра составляет 1,3 МВт. Энергоцентр имеет высокую тепловую эффективность, в результате чего тепловая мощность энергоцентра составляет 2,6 МВт. Мощность охлаждения 200 кВт.

Технологии и возможности применения холодильных установок представляют собой тему для исследований российских ученых [7]. За рубежом также активно развивается изучение возможностей и внедрение тригенерационных систем. Основные направления исследований следующие:

1. Совершенствование двигателей для тригенерационных систем. Кроме газопоршневых, газотурбинных, парогазовых агрегатов, рассматривается применение двигателя Стирлинга в совокупности с солнечными батареями, а также топливных элементов. Предполагается, что последние получают самое большое распространение в ближайшие десятилетия, однако на сегодня это самая дорогая технология [8].

2. Развитие технологий сорбционного охлаждения и осушения, позволяющих наиболее эффективно утилизировать тепло [9].

3. Исследование и подбор аккумуляторов для хранения энергии, в том числе энергии холода [9, 10].

4. Создание и предложение микротеплоэлектрохолодоцентралией (ТЭХЦ) от 10 до 200 кВт для жилых домов [8, 11].

5. Исследование тригенерационных систем в условиях различной загрузки, профилей энергопотребления предприятий и домохозяйств, схем оптимального подбора тригенерационной установки и ее настройки [12, 13, 14, 15].

6. Развитие систем управления и автоматизации ТЭХЦ [8, 10].

При внедрении собственной генерации у инвестора возникают определенные риски. В первую очередь необходимо выбрать наиболее подходящую технологию, ее реализацию и подрядчика. Во-вторых, в ходе эксплуатации появляются риски, связанные со снабжением, кадрами и оптимальными методами организации и управления энергоцентром. Для минимизации этих рисков важно изначально верно оценить экономическую эффективность проекта с учетом технологических особенностей.

В основу оценки эффективности капиталовложений в проект положены следующие принципы [16]:

- сопоставимость условий сравнения различных вариантов проекта;
- рассмотрение проекта на протяжении всего периода эксплуатации;
- принцип положительности и максимума эффекта.

Использование технологии производства электрической, тепловой энергии и холода на базе конвертированных авиационных двигателей требует тщательного анализа. Капитальные вложения в собственную генерацию оправданны, если в результате снижения текущих расходов на энергоресурсы окупаемость достигается в разумный срок и после прохождения этого порога предприятие расходует на энергообеспечение существенно меньше средств, снизив в конечном итоге себестоимость продукции.

В целях технико-экономической оценки рассматривался энергоцентр, включающий три газотурбинные установки на базе конвертированных авиационных двигателей АИ-20 электрической мощностью 2,5 МВт каждая. Технико-экономическая оценка энергоцентра приведена в табл. 4. В расчете принято допущение, что в варианте без использования холодильной машины энергия холода поступает из централизованной сети по тарифу.

Графики распределения NPV по годам реализации проекта приведены на рис. 3, 4. Анализ полученных графиков показывает, что применение принципа полного энергоснабжения от одного источника почти также выгодно экономически, как и производство только тепла и электроэнергии, так как кумулятивный чистый дисконтированный денежный поток в этом случае на конец расчетного периода всего на 1 % ниже, чем при выработке тепла и электроэнергии.

Сравнительный анализ кумулятивного дисконтированного чистого денежного потока (ДЧДП) при различных вариантах загрузки холодильных мощностей (рис. 5, 6) показывает, что при загрузке по холодильной мощности более 3400 часов в год кумулятивный чистый дисконтированный денежный поток от тригенеративного производства превышает тот же показатель для когенеративного производства.

Рассмотрим модель соотношения кумулятивного чистого денежного потока NPV двух вариантов проекта (с АБХМ и без АБХМ) в зависимости от изменения исходных параметров. Экономическая эффективность тригенерационной системы будет не хуже эффективности ТЭЦ в случае реализации неравенства

$$\sum_{i=0}^T NPV_i^{ТЭХЦ} \geq \sum_{i=0}^T NPV_i^{ТЭЦ}. \quad (3)$$

Табл. 4. Экономические характеристики проекта энергоцентра

Наименование показателя	Единица измерения	Энергоцентр без АБХМ		Энергоцентр с АБХМ	
		Порядок финансирования проекта			
		За счет собств. средств	Собств. средства + кредит (50/50)	За счет собств. средств	Собств. средства + кредит (50/50)
Капиталовложения в энергоцентр	млн руб.	195	195	7,6	7,6
Себестоимость единицы					
– электроэнергии	руб/кВт·ч	1,208	1,510	1,208	1,510
– теплоты	руб/Гкал	521,2	651,6	521,2	651,6
– холода	руб/Гкал	–	–	528,9	851,3
Чистая прибыль (для проекта с привлечением кредита – усредненный показатель)	тыс. руб.	74032	47822	74186	47302
Срок окупаемости инвестиций	лет	3,4	2,5	3,5	2,6
Точка безубыточности	%	43	60	44	62
Рентабельность собственного капитала	%	32	49	32	50
Рентабельность продукции	%	42	42	42	42
Внутренняя норма доходности	%	46	61	44	59
Кумулятивный чистый дисконтированный доход	тыс. руб.	176676	177749	173023	174137

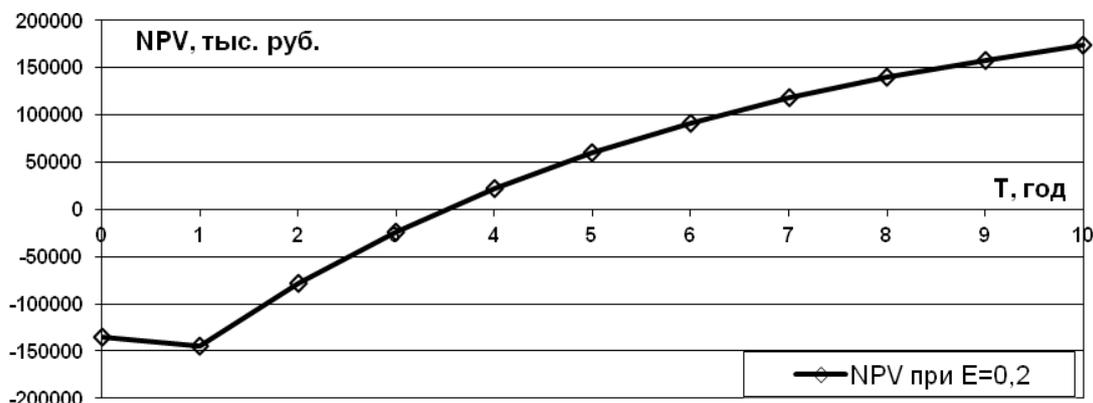


Рис. 3. График распределения NPV по годам реализации проекта энергоцентра тригенерационного цикла при реализации за счет собственных средств

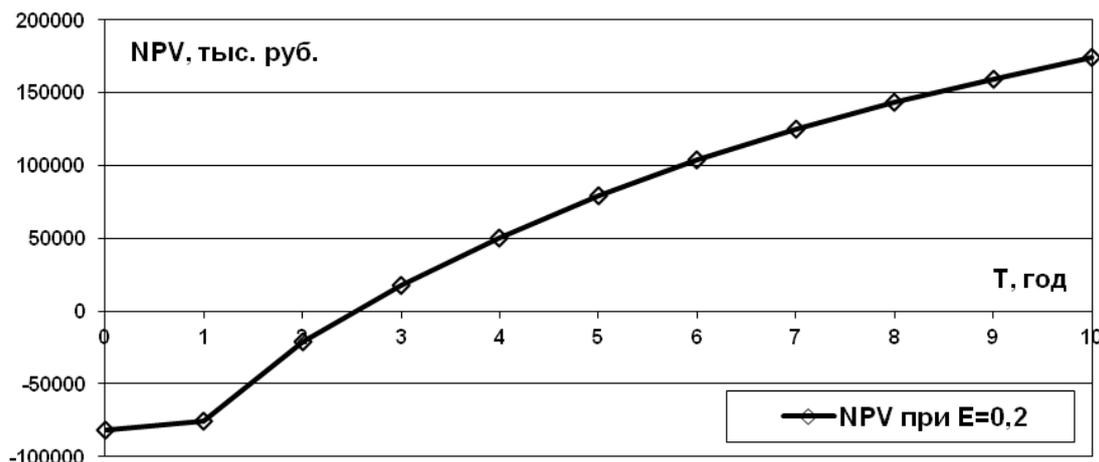


Рис. 4. График распределения NPV по годам реализации проекта энергоцентра тригенерационного цикла с привлечением кредитных ресурсов

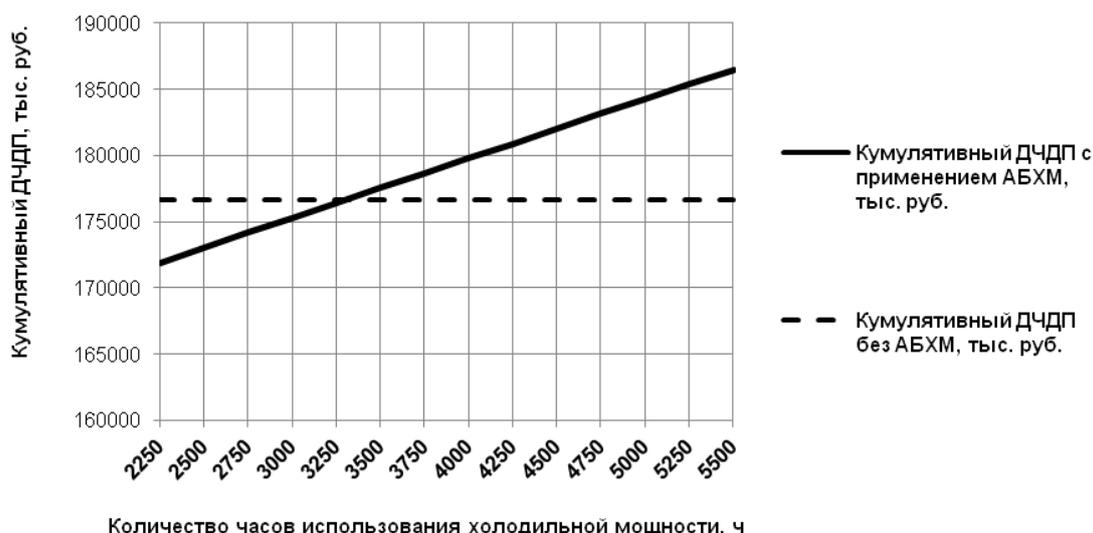


Рис. 5. График сравнения кумулятивного ДЧДП при различных вариантах загрузки холодильных мощностей в условиях реализации проекта за счет собственных средств

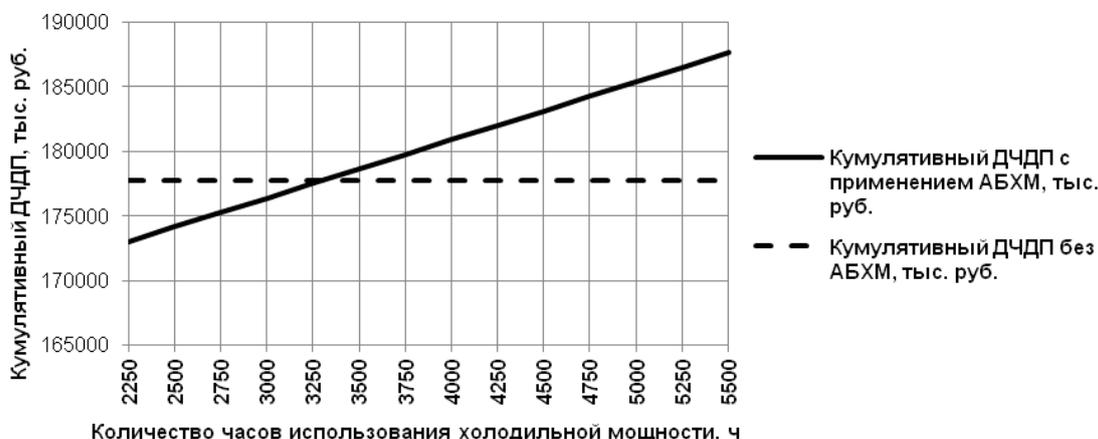


Рис. 6. График сравнения кумулятивного ДЧДП при различных вариантах загрузки холодильных мощностей в условиях реализации проекта за счет собственных и заемных средств

После приведения формулы получим

$$\sum_{i=0}^T \frac{5550u_3 t_3 + 0,8Q_t u_r + 0,8Q_x u_x - 0,8I_T - \left(0,076 + \frac{\alpha_k^i}{\alpha_v^i}\right) K^{T_3} - 1,248I_3 - 0,8Вып_i}{(1 + E)^i} \geq \tag{4}$$

$$\sum_{i=0}^T \frac{5670u_3 t_3 + 0,8Q_t u_r - 0,8I_T - \left(0,076 + \frac{\alpha_k^i}{\alpha_v^i}\right) K^{T_3} - 1,248I_3 - 0,8Вып_i}{(1 + E)^i},$$

где T – число лет эксплуатации энергоцентра; u_3 – тариф на электроэнергию, руб/кВт·ч; t_3 – число часов использования электрической мощности, кВт·ч; Q – отпущено тепловой энергии в год, Гкал; u_r – стоимость 1 Гкал тепловой энергии, Гкал; I_T – затраты на топливо, руб.; α_k – коэффициент распределения инвестиций по годам; α_v – коэффициент распределения

выручки по годам; I_3 – затраты на заработную плату; $Вып_i$ – выплаты по кредиту с процентами за i -й год; E – ставка дисконтирования.

Решив неравенство относительно тарифа на электроэнергию и количества полученной энергии холода, получим графическое решение, представленное в координатах (Q_x ; u_3) (рис. 7).

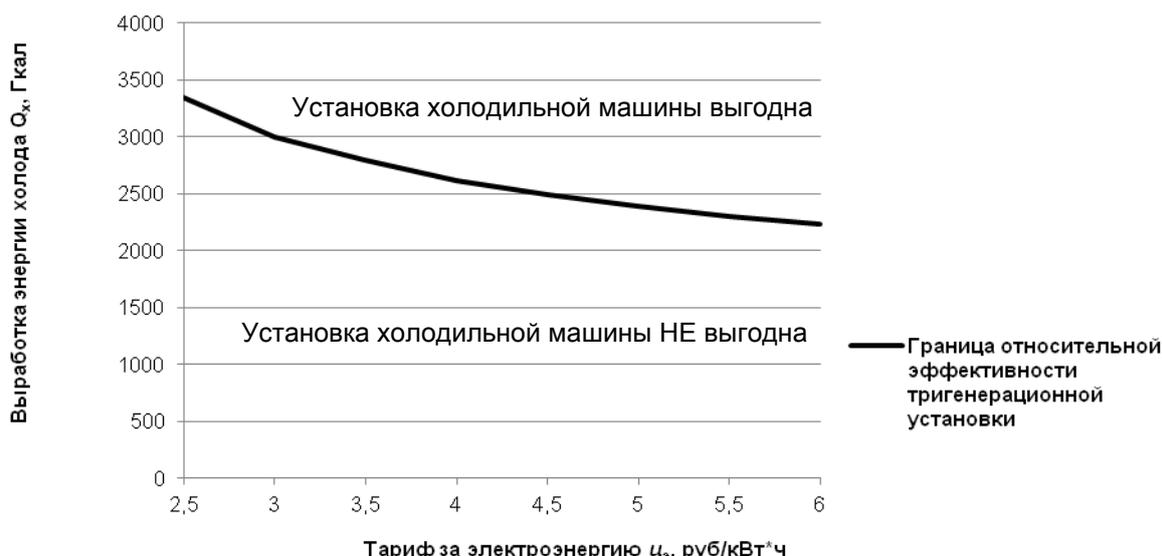


Рис. 7. Граничные показатели, разделяющие зону относительной эффективности тригенерационной системы от когенерационной

При увеличении тарифов на электроэнергию использование тригенерационной установки становится целесообразнее применения когенерационной ТЭЦ даже при снижении уровня загрузки холодильной мощности.

На основании вышеизложенного следует отметить, что в децентрализованной энергетике Российской Федерации, и в частности Тюменской области, успешно применяются несколько технологий, выбор которых зависит от географического, экономического, экологического параметров и от загрузки электро- и теплофикационного цикла установки.

В ходе анализа рынка газовых турбин для сектора малой энергетики выявлена нецелесообразность приобретения монополизированной технологии микротурбин коммерческим предприятием на фоне девальвации национальной валюты и увеличения экономических, кредитных и политических рисков. Те же системные ограничения определяют целесообразность применения ГТД отечественных производителей в качестве приоритетных по разработанному алгоритму оценки.

В результате рассмотрения существующих технологий утилизации сбросного тепла можно сделать вывод, что принцип рассмотренных схем может быть использован для создания автономных энергосберегающих систем. Большой интерес представляют современные схемы энергосбережения на основе российских и китайских АБХМ нового поколения в силу большого КПД и экологических характеристик.

В результате проведения инвестиционной оценки проектов выявлена экономическая эффективность их реализации. Срок их окупаемости составляет 2–3 года; проекты остаются рентабельными даже при неполной загрузке, а именно снижении загрузки до 62 % от номинальной. Удельная себестоимость каждо-

го вида энергетической продукции оказалась ниже рыночного тарифа.

При сравнении проектов отмечено, что вариант с реализацией энергоцентра тригенерационного цикла при загрузке холодильной мощности 2500 Гкал/год менее выгоден при тарифе 2,5 руб. за 1 кВт электроэнергии. Однако разница, оцененная по кумулятивному чистому дисконтированному доходу, не велика и составляет 2 %.

Список литературы

1. Fratzscher W., Brodjanskij V., Michalek K. *Energie. Theorie and Anwendung / VEB Dentscher Verlag fur Grundstoffindustrie.* – Leipzig, 1986.
2. Сапег А. Газовые микротурбины: модели и эффективность // Энергетика и ТЭК. – 2013. – № 9. – С. 16–18.
3. Воробьев М.Ю. Разработка методики экономического обоснования применения конвертированных авиационных двигателей на компрессорных станциях Единой системы газоснабжения // Проблемы экономики, финансов и управления производством: сб. науч. тр. вузов России. – Иваново, 2010. – С. 275–279.
4. Казаков В.Г., Луканин П.В., Смирнова О.С. Упрощенный метод определения эксергетического КПД сложной тепловой схемы технологического процесса // Промышленная энергетика. – 2010. – № 1. – С. 38–41.
5. Галимова Л. В., Славин Р.Б. Анализ эффективности энергосберегающей системы тригенерации // Холодильная техника. – 2012. – № 3. – С. 16–19.
6. Коган Б.И. Литий, области освоенного и возможного применения. – М.: ВИНТИ, 1960. – 112 с.
7. Artekoni A., Hewitt N., Polonara F. Domestic demand-side management (dsm): role of heat pumps and thermal energy storage (tes) systems // Applied thermal engineering. – 2013. – 51(12). – P. 155–165.
8. Wang R.Z., Wu D.W. Micro CCHP: future residential energy center // Encyclopedia of energy research and policy. – New York: Nova Science Pub Inc, 2010. – P. 1173–1197.
9. Chandann V., Do A.T., Jin B., Jabbari F. Modeling and optimization of a combined cooling, heating and power plant system // American Control Conference. – St. Louis, USA: Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), 2012. – P. 3069–3074.
10. Powel K.M., Cole W.J, Ekarika U.F., Edgar T.F. Optimal chiller loading in a district cooling system with thermal energy storage // Energy. – 2013. – 50. – P. 445–453.

11. Jannelli E., Minutillo M., Cozzolino R., Falcucci G. Thermodynamic performance assessment of a small size CCHP (combined cooling heating and power) system with numerical models // *Energy*. – 2014. – № 65. – P. 240–249.

12. Facci A.L., Andreassi L., Ubertini S. Analysis of the influence of thermal energy storage on the optimal management of a trigeneration plant // *Energy procedia*. – 2014. – No. 45. – P. 1295–1304.

13. Fang F. A novel optimal operational strategy for the CCHP system based on two operating modes // *IEEE Transactions on power systems*. – MAY 2012. – Vol. 27, No. 2. – P. 1032–1041.

14. Suamir I.N., Tassou S.A. Performance evaluation of integrated trigeneration and CO₂ refrigeration systems // *Thermal energy*. – 2013. – No. 50. – P. 1487–1495.

15. Wang J., Wu J., Zheng C. Analysis of trigeneration system in combined cooling and heating mode // *Energy and Building*. – 2014. – No. 72. – P. 353–360.

16. Экономика энергетики: учеб. пособие для вузов / Н.Д. Роголёв, А.Г. Зубкова, И.В. Мастерова и др.; под ред. Н.Д. Роголёва. – М.: Изд. дом МЭИ, 2008. – 300 с.

References

1. Fratzscher, W., Brodjanskij, V., Michalek, K. Exergie. Theorie and Anwendung. VEB Dentscher Verlag fur Grundstoffindustrie. Leipzig, 1986.

2. Sapega, A.A. Gazovye mikroturbiny: modeli i effektivnost' [Gas microturbines: models and efficiency]. *Energetika i TEK*, 2013, no. 9, pp.16–18.

3. Vorob'ev, M.Yu. Razrabotka metodiki ekonomicheskogo obosnovaniya primeneniya konvertirovannykh aviatsionnykh dvigateley na kompressornykh stantsiyakh Edinoy sistemy gazosnabzheniya [Development of a method of economic substantiation for applying converted aircraft engines at compressor stations of the Unified Gas Supply System]. *Sbornik nauchnykh trudov vuzov Rossii «Problemy ekonomiki, finansov i upravleniya proizvodstvom»* [Collection of scientific works of Russian Universities «Problems of Economics, Finance and Production Management»]. Ivanovo, 2010, no. 28, pp. 275–279.

4. Kazakov, V.G., Lukanin, P.V., Smirnova, O.S. Uproshchennyy metod opredeleniya eksergeticheskogo KPD slozhnoy teplovy skhemy tekhnologicheskogo protsessa [A simplified method of determining the exergy efficiency of

complex thermal scheme of the technological process]. *Promyshlennaya energetika*, 2010, no. 1, pp. 38–41.

5. Galimova, L.V., Slavin, R.B. Analiz effektivnosti energosberegayushchey sistemy trigeneratsii [Analysis of the efficiency of trigeneration energy saving systems]. *Kholodil'naya tekhnika*, 2012, no. 3, pp. 16–19.

6. Kogan, B.I. *Lity, oblasti osvoennogo i vozmozhnogo primeneniya* [Lithium, fields of mastered and potential application]. Moscow, VINITI, 1960. 112 p.

7. Artekoni, A., Hewitt, N., Polonara, F. Domestic demand-side management (dsm): role of heat pumps and thermal energy storage (tes) systems. *Applied thermal engineering*, 2013, no. 51(12), pp.155–165

8. Wang, R.Z., Wu, D.W. Micro CCHP: future residential energy center. *Encyclopedia of energy research and policy*, 2010, pp.1173–1197.

9. Chandann, V., Do, A.T., Jin, B., Jabbari, F. Modeling and optimization of a combined cooling, heating and power plant system. American Control Conference. St. Louis, USA: Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), 2012, pp. 3069–3074.

10. Powel, K.M., Cole, W.J., Ekarika, U.F., Edgar, T.F. Optimal chiller loading in a district cooling system with thermal energy storage. *Energy*, 2013, no. 50, pp. 445–453.

11. Jannelli, E., Minutillo, M., Cozzolino, R., Falcucci, G. Thermodynamic performance assessment of a small size CCHP (combined cooling heating and power) system with numerical models. *Energy*, 2014, no. 65, pp. 240–249.

12. Facci, A.L., Andreassi, L., Ubertini, S. Analysis of the influence of thermal energy storage on the optimal management of a trigeneration plant. *Energy procedia*, 2014, no. 45, pp. 1295–1304.

13. Fang, F. A novel optimal operational strategy for the CCHP system based on two operating modes. *IEEE Transactions on power systems*, MAY 2012, vol. 27, no. 2, pp. 1032–1041.

14. Suamir, I.N., Tassou, S.A. Performance evaluation of integrated trigeneration and CO₂ refrigeration systems. *Thermal energy*, 2013, no. 50, pp. 1487–1495.

15. Wang, J., Wu, J., Zheng, C. Analysis of trigeneration system in combined cooling and heating mode. *Energy and Building*, 2014, no. 72, pp. 353–360.

16. Rogalyov, N.D., Zubkova, A.G., Masterova, I.V. *Ekonomika energetiki* [Power Industry Economics]. Moscow, Izdatel'skiy dom MEI, 2008. 300 p.

Белкин Алексей Павлович,
ФГБОУВПО «Тюменский государственный архитектурно-строительный университет»,
кандидат технических наук, доцент кафедры промышленной теплоэнергетики,
телефон/факс (3452) 43-02-69,
e-mail: kpt.belkin@mail.ru

Дубова Александра Викторовна,
ФГБОУВПО «Тюменский государственный архитектурно-строительный университет»,
магистр 2 курса кафедры промышленной теплоэнергетики,
e-mail: aleks-vic@yandex.ru