УДК 620.95:330.322.3
JEL: G31, Q42, Q48

Арсанукаева Белла Умаровна
магистрант направления 38.04.01 «Экономика»
ФГБОУ ВО «Грозненский государственный нефтяной технический университет имени академика М.Д. Миллионщикова»
г. Грозный, Россия

Экономика биоэнергетических проектов: пороговая проектная ставка дисконтирования для трех модельных конфигураций

Аннотация. Статья посвящена экономике биоэнергетических проектов и оценке влияния проектной ставки дисконтирования на их инвестиционную реализуемость. Определена предельная реальная проектная ставка дисконтирования, при которой чистая приведенная стоимость (NPV) остается неотрицательной, для трех модельных биоэнергетических конфигураций разного масштаба: установки анаэробного сбраживания навоза с когенерацией мощностью 400 кВт$_e$, щеповой котельной мощностью 10 МВт$_t$ и древесной когенерационной установки мощностью 10 МВт$_e$. Применена единая доналоговая бездолговая модель с потоками без индексации. Денежные параметры сведены в смешанную расчетную базу, поэтому результаты трактуются как сценарные ориентиры и требуют нормализации перед применением к реальному проекту. При ставке дисконтирования 10% NPV базовых конфигураций составляет -96,3, -374,7 и -126,5 млн руб., а пороговые ставки доходности (IRR) – 0,93, 1,29 и 9,49%. Для проекта С при цене 4,79 руб./кВт·ч неотрицательный порог отсутствует, при 5,81 руб./кВт·ч он равен 3,60%; значение 9,49% относится к контрактной цене 8,00 руб./кВт·ч. Снижение расчетной ставки с 10 до 5% дает такой же прирост NPV, как сокращение капитальных расходов (CAPEX) на 21,7, 23,6 и 57,8% соответственно. Полученная NPV-эквивалентность характеризует два варианта изменения модельных предпосылок; сравнение гранта и льготного кредита потребовало бы отдельной модели финансирования. Полученные результаты характеризуют сценарные экономические условия инвестиционной реализуемости заданных конфигураций и могут использоваться как ориентиры при предварительной оценке биоэнергетических проектов.

Ключевые слова: биоэнергетика; инвестиционная реализуемость; проектная ставка дисконтирования; NPV; пороговая ставка доходности; IRR; сокращение CAPEX; биогаз; древесная биомасса.

Arsanukaeva Bella Umarovna
Master’s student in the field of study 38.04.01 “Economics”
Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education “Grozny State Petroleum Technological University named after Academician M.D. Millionshchikov”
Grozny, Russia

The economics of bioenergy projects: the threshold project discount rate for three model configurations

Annotation. This study examines the economics of bioenergy projects and the effect of the project discount rate on their investment viability. It estimates the maximum real project discount rate consistent with non-negative NPV for three differently scaled model configurations: a 400 kWe manure anaerobic digestion cogeneration unit, a 10 MWth wood-chip boiler, and a 10 MWe wood-biomass cogeneration plant. A common pre-tax, unlevered model with non-indexed cash flows is used. Monetary inputs are combined in a mixed-source calculation framework; the results are therefore treated as scenario benchmarks and require normalization before application to actual projects. At a 10% discount rate, NPV amounts to RUB -96.3, -374.7, and -126.5 million,

while the break-even rates are 0.93%, 1.29%, and 9.49%, respectively. For project C, no non-negative threshold exists at RUB 4.79/kWh; at RUB 5.81/kWh it equals 3.60%. The 9.49% result is conditional on a contracted price of RUB 8.00/kWh. Reducing the discount rate from 10% to 5% produces the same NPV gain as reducing CAPEX by 21.7%, 23.6%, and 57.8%, respectively. This NPV equivalence compares two changes in model assumptions; evaluating grants against concessional debt would require a separate financing model. The results characterize scenario-based economic conditions for the investment viability of the specified configurations and may serve as benchmarks for the preliminary appraisal of bioenergy projects.

Keywords: bioenergy; investment viability; project discount rate; net present value; break-even rate; CAPEX reduction; biogas; woody biomass.

Биоэнергетический проект одновременно представляет собой энергетический актив и часть цепочки поставок сырья. Его денежный поток зависит от капитальных расходов (Capital Expenditures, CAPEX), загрузки и выпуска продукции, а также от расстояния перевозки, качества биомассы, наличия потребителя тепла и условий сбыта электроэнергии. Поэтому одна и та же ставка дисконтирования по-разному влияет на чистую приведенную стоимость (Net Present Value, NPV) проектов с неодинаковыми временными и операционными характеристиками.

Высокая доля первоначальных вложений делает стоимость капитала существенным фактором для биоэнергетики. Исследования отмечают межстрановые и технологические различия требуемой доходности возобновляемых источников энергии (ВИЭ) [1-5]. Расчет средневзвешенной стоимости капитала (Weighted Average Cost of Capital, WACC) требует данных о структуре долга и собственного капитала, налогах и премии за риск. Такие данные для рассматриваемых конфигураций отсутствуют. Поэтому далее используется экзогенная реальная проектная ставка, показывающая, какую требуемую доходность выдерживает заданный денежный поток. Финансовая структура проекта находится за пределами анализа.

Российские публикации рассматривают эффективность и риски сельскохозяйственных биогазовых установок [6-8], стоимость древесного топлива и локальную генерацию [9-11], а также выбор ставки для энергетических проектов [12-14]. Международные исследования приводят параметры анаэробного сбраживания [15-19], древесных котельных [20] и когенерационных установок на биомассе [21]; дополнительные инженерные диапазоны представлены в технологических каталогах [22; 23]. В работах о стоимости финансирования ВИЭ [1-5] эти технологические цепочки обычно рассматриваются раздельно.

Рассмотренные публикации охватывают отдельные элементы этой задачи. В данной статье в одной схеме объединены расчет пороговой ставки, двухфакторный анализ чувствительности и оценка NPV-эквивалентности изменений ставки дисконтирования и CAPEX для нескольких разнородных биоэнергетических конфигураций.

Цель статьи – определить пороговую проектную ставку дисконтирования для трех модельных биоэнергетических конфигураций и проверить: (1) насколько различаются полученные пороги; (2) какие операционные параметры сильнее всего влияют на NPV; (3) какое сокращение CAPEX дает тот же прирост NPV, что и снижение расчетной ставки; (4) как меняется соотношение результатов при рассмотренных детерминированных стресс-сценариях.

Единицей анализа служит конкретная модельная конфигурация вместе с ее масштабом, сроком эксплуатации, инвестиционным графиком и режимом сбыта. Сравнение охватывает три самостоятельных случая; влияние технологии рассматривается вместе с влиянием масштаба и коммерческих условий. Для каждого проекта определяется пороговая ставка, проводится специфичный для его параметров анализ чувствительности и рассчитывается NPV-эквивалентность изменения ставки и CAPEX. Полученные оценки характеризуют заданные конфигурации.

Сопоставляются три конфигурации разного масштаба. Проект А – фермерская или межхозяйственная установка анаэробного сбраживания с когенерационным модулем электрической мощностью 400 кВт$_e$; этот размер соответствует верхней границе открытой выборки малых и средних установок, для которой Eftaxias et al. приводят формулы CAPEX и суммы операционнаxx затрат (Operating Expense, OPEX) [15]. Проект В – водогрейная щеповая котельная тепловой мощностью 10 МВт$_t$, работающая на локальную или распределенную нагрузку. Проект С – древесная паровая когенерационная установка электрической мощностью 10 МВт$_e$ с совместной выработкой электроэнергии и тепла и двухлетним сроком строительства.

Различие мощностей сохранено намеренно: приведение к единому размеру потребовало бы непроверенных допущений о масштабировании. Порог r* отражает совокупность характеристик конфигурации, включая масштаб. Для А принят один год строительства и 20 лет эксплуатации, для В – один год и 25 лет, для С – два года и 25 лет; инвестиции С поровну распределены между t = 0 и t = 1. Текущее обслуживание входит в эксплуатацию и техобслуживание (Operations and Maintenance, O&M); отдельный крупный ремонт и оборотный капитал оставлены за пределами расчета, остаточная стоимость принята равной нулю.

Таблица 1 − Базовая расчетная конфигурация проектов

Код	Цепочка	Масштаб	Строительство / эксплуатация, лет	Часы/год	Эффективность	Реализация тепла
А	Навоз → анаэробное сбраживание → биогаз → когенерация	400 кВт$_e$	1 / 20	8000	η_e 40%; η_t 45%	50% доступного внешнего тепла
В	Щепа → водогрейная котельная → тепло	10 МВт$_t$	1 / 25	5000	η_t 95%	100% отпуска при заданных часах
С	Древесная биомасса → паровая когенерация	10 МВт$_e$	2 / 25	7500	η_e 30%; $\eta\Sigma$ 71%	60% валового тепла

Источник: составлено по [10, 12, 15, 17-19].

Параметры сформированы на основе нескольких источников. Для А формулы затрат и масштаб взяты из работы [15] и сопоставлены с исследованиями эффективности и использования тепла [17-19]. Для В и С использованы технологические каталоги [22; 23], расчет древесной котельной [20] и открытая таблица стоимостных предпосылок [24]. Российские публикации [6-11] привлечены для проверки предметной логики. Полученный сценарий прозрачен по составу параметров; его калибровка по смете и договорам действующего российского объекта остается отдельным этапом.

Потоки заданы без индексации и дисконтируются реальной проектной ставкой. Источники относятся к разным ценовым базам: оценки в евро пересчитаны по среднему курсу Банка России за 2024 г. – 100,63 руб./EUR [25], российские цены относятся преимущественно к 2024-2026 гг., а для части международных данных ценовой год не указан. Поэтому суммы представлены в млн руб. смешанной расчетной базы. Общий валютный пересчет обеспечивает внутреннюю арифметическую согласованность модели. Перенос абсолютных значений NPV и r* на реальные проекты требует единого дефлятора

и российского регионального корректирующего коэффициента. Ключевая ставка Банка России (14% на дату исследования [26]) приведена только для контекста.

Цена электроэнергии варьируется от 4,79 до 9,50 руб./кВт·ч; базовое значение принято равным 8,00 руб./кВт·ч. Источник [27] приводит цены без НДС: для крупных предприятий свыше 10 МВт – 4,79 руб./кВт·ч, для малого и среднего бизнеса до 670 кВт – 8,96 руб./кВт·ч, среднее значение для юридических лиц – 5,81 руб./кВт·ч. Эти потребительские цены используются как ориентиры ценности электроэнергии при самоснабжении или договорной реализации. Для А значение 8,00 руб./кВт·ч может отражать замещение розничной покупки. Для С оно соответствует сценарию с подтвержденным долгосрочным договором купли-продажи электроэнергии (Power Purchase Agreement, PPA) либо с крупным потребителем на собственной площадке. Цена тепла в диапазоне 1800-3800 руб./Гкал охватывает региональные тарифные ориентиры [28-30]; базовое значение 2403,13 руб./Гкал также носит сценарный характер. При переводе используется соотношение 1 МВт·ч = 0,859845 Гкал.

Стоимость щепы в диапазоне 1600-5000 руб./т включает заготовку и доставку. Базовое значение 2500 руб./т согласуется с исследованием логистики [11] и данными о рыночных предложениях [31]. Поскольку этот параметр зависит от влажности, расстояния и местного рынка, он анализируется в широком диапазоне. Низшая теплота сгорания 2,5-3,5 МВт·ч/т отражает качество топлива [23; 32]. Для навоза цена субстрата принята равной нулю, а сбор и перевозка оценены в 100-400 руб./т; базовое значение 175 руб./т рассчитано как 0,175 EUR/(т·км) × 10 км × 100,63 руб./EUR по коэффициенту Eftaxias et al. [15].

В денежный поток включены статьи, подтвержденные исходными данными. Выгоды от предотвращенных выбросов метана и CO_2 не учитывались в расчете из-за отсутствия контракта на углеродные единицы. Доход от сброженного остатка, плата за обработку отходов и предотвращаемые штрафные санкции исключены из-за отсутствия достаточной ценовой базы для российского сценария. Таким образом, расчет А охватывает подтвержденные денежные компоненты и носит консервативный характер.

Объем реализуемого тепла от когенерационных установок ограничен фактическим спросом. В А внутреннее потребление составляет 15-30% валового выпуска (базовая доля – 20%), после чего реализуется 25-75% остатка (базовая доля – 50%). В С реализуется 25-85% валового тепла (базовая доля – 60%). Для В объем полезного отпуска определяется годовым числом часов работы – от 3500 до 6500.

Таблица 2 − Диапазоны ключевых параметров (нижняя / базовая / верхняя граница)

Параметр	A	B	C	Основные источники
Удельный CAPEX, EUR/kW	3500 / 4500 / 6000	500 / 650 / 830	2600 / 3200 / 4000	[10, 17-19]
Годовой O&M, EUR/(kW·год)	250 / 300 / 350	20 / 25 / 47,9	90 / 115 / 140	[10, 17, 18]
Переменный OPEX, EUR/MWh	−	0,5 / 0,7 / 1,0	1,5 / 2,1 / 3,0	[17-19]
Часы работы, ч/год	7200 / 8000 / 8200	3500 / 5000 / 6500	6500 / 7500 / 8000	[10, 12, 15, 18]
Сырье и логистика, руб./т	100 / 175 / 400	1600 / 2500 / 5000	1600 / 2500 / 5000	[9, 10, 31]
Электроэнергия, руб./кВт·ч	4,79 / 8,00 / 9,50	−	4,79 / 8,00 / 9,50	[27]
Тепло, руб./Гкал	1800 / 2403,13 / 3800	1800 / 2403,13 / 3800	1800 / 2403,13 / 3800	[28-30]

Параметр	A	B	C	Основные источники
Доля реализации тепла	25% / 50% / 75%	через часы	25% / 60% / 85%	[12, 15] + сценарий
Низшая теплота сгорания щепы, МВт·ч/т	–	2,5 / 3,0 / 3,5	2,5 / 3,0 / 3,5	[19, 32]

Примечание: три значения задают нижнюю, базовую и верхнюю точки сценарного диапазона; вероятностная интерпретация этим границам не придается. Дополнительно варьируются: для A собственные нужды электроэнергии 4/5/8%, η_e 37/40/42%, η_t 40/45/48% и внутреннее потребление тепла 30/20/15% для неблагоприятного/базового/благоприятного исхода; для B η_t 90/95/103% (верхняя граница – по низшей теплоте сгорания); для C собственные нужды 4/5/8%, η_e 27/30/32% и $\eta\Sigma$ 65/71/80%. Источник [10] приводит для A при 400 кВт OPEX 350 EUR/(кВт·год), включающий электроэнергию, обслуживание, труд и консультации; значения 250 и 300 являются сценарными допущениями. Поскольку составляющая затрат на электроэнергию в OPEX отдельно не выделена, снижение отпуска за счет собственных нужд может частично дублировать ее учет, что делает оценку A консервативной.

Используется реальная бездолговая доналоговая модель проектного денежного потока. Такой контур выбран из-за отсутствия данных о юридическом лице, региональной налоговой базе, структуре финансирования и праве на льготы. Амортизация влияет на денежный поток через налоговый эффект, который находится за пределами расчета. Поэтому модель оценивает проектную NPV до налогообложения и финансирования. Доходность собственного капитала, налоговый щит, обслуживание долга и бюджетная эффективность требуют отдельного расчетного контура. Порог r* интерпретируется как максимальная требуемая проектная ставка при заданных операционных допущениях.

В A валовая выработка электроэнергии задается как произведение мощности и числа часов работы, а чистый отпуск уменьшается на 5% собственных нужд. При 400 кВт и 8000 ч валовая выработка составляет 3,2 ГВт·ч в год. При $\eta_e = 40\%$ субстрат должен обеспечить не менее 8,0 ГВт·ч энергии биогаза, или 0,267 МВт·ч на тонну при потоке 30 000 т/год. Это укрупненная энергетическая проверка; детальный баланс по летучим твердым веществам, биохимическому потенциалу метана и выходу биогаза требует данных о фактическом составе сырья. Поэтому достаточность 30 000 т/год остается условием применимости результата. Тепло A определяется отношением теплового и электрического коэффициент полезного действия (КПД) и корректируется на внутреннее потребление и долю реализации. У B полезное тепло равно произведению мощности котельной и числа часов, а масса щепы – отношению энергии топлива к низшей теплоте сгорания. В C валовая электрическая выработка определяет потребность в топливе через электрический КПД; валовое тепло рассчитывается по разности суммарного и электрического КПД.

Годовой операционный поток равен сумме выручки и избегаемых затрат на электроэнергию и полезное тепло за вычетом годового O&M, переменного O&M и затрат на сырье. Капитальные затраты A и B осуществляются в $t = 0$; для C – по 50% в $t = 0$ и $t = 1$. Остаточная стоимость принята равной нулю. Чистая приведенная стоимость вычисляется по стандартной формуле:

$$NPV(r) = \Sigma_{t=0}^{n} CF_t / (1 + r)^t.$$

Пороговая ставка r* является непрерывным решением уравнения:

$$NPV(r^*) = 0.$$

Порог определен методом бисекции и в результатах округлен до двух знаков. Численная точность относится к алгоритму; достоверность результата определяется точностью исходных параметров. Для обычного знакопеременного потока r* совпадает с IRR. Экономически допустимый неотрицательный порог существует при $NPV(0) \geq 0$;

отрицательный алгебраический корень используется только в диагностических целях. При отрицательном годовом потоке положительный корень отсутствует; корень выше 30% обозначается как выходящий за пределы проверочного диапазона. Дисконтированный срок окупаемости определяется по первому переходу накопленного дисконтированного денежного потока через ноль.

Базовая сетка ставок единая для всех проектов: 0, 5, 7,5, 10, 12,5, 15, 17,5 и 20%. Она показывает изменение NPV при различных ставках, тогда как r* определяется отдельным численным расчетом. Однофакторный анализ выполняется путем поочередной подстановки нижнего и верхнего значений для каждого параметра. В основной текст включены пять-шесть факторов с максимальным абсолютным изменением NPV, что позволяет ограничить объем матриц.

Двухфакторные проверки выбраны исходя из экономической структуры конфигураций. Для всех проектов рассчитываются матрица «ставка × CAPEX» и максимальный CAPEX при NPV ≥ 0. Для A представлена матрица «ставка × доля реализации тепла», а стоимость сбора навоза анализируется в однофакторном разрезе; для B рассчитываются матрицы «ставка × стоимость щепы» и «ставка × часы»; для C – матрицы «ставка × доля реализации тепла» и «ставка × цена щепы». В матрицах используются ставки 0, 5, 10, 15 и 20%.

Консервативный и оптимистичный сценарии задают крайние сочетания неблагоприятных или благоприятных значений CAPEX, O&M, сырья, цен, загрузки и эффективности. Для A высокие собственные нужды и внутреннее потребление тепла относятся к неблагоприятному исходу, низкие – к благоприятному. Анализ выполнен для детерминированных сценариев; вероятности исходов не оценивались. Применение методов Монте-Карло потребовало бы эмпирически обоснованных совместных распределений и корреляций для российских объектов. Их произвольное задание создало бы ложную точность.

При расчетной ставке 10% сопоставляются два изменения одного и того же проектного потока. В первом варианте каждая инвестиционная выплата сокращается на долю s; во втором численно находится ставка r_s, которая при исходном CAPEX дает ту же NPV. В обратном расчете прирост NPV от снижения ставки делится на приведенную стоимость исходных инвестиционных выплат. Полученное равенство используется как показатель NPV-эквивалентности двух вариантов модельных предпосылок.

Условие NPV-эквивалетности двух предпосылок имеет вид:

$$NPV(r - \Delta r, CAPEX) = NPV(r, CAPEX \cdot (1 - s)).$$

Таблица 3 − Финансовые результаты базовой расчетной конфигурации

Проект	CAPEX, млн руб.	Выручка, млн руб./год	OPEX, млн руб./год	CF, млн руб./год	NPV при 10%, млн руб.	r*	DPP при 10%	Простой срок от t = 0, лет
A	181,1	27,3	17,3	10,0	-96,3	0,93%	не достигается	18,17
B	654,1	103,3	72,5	30,8	-374,7	1,29%	не достигается	21,25
C	3220,2	697,1	339,9	357,2	-126,5	9,49%	не достигается	10,02

Источник: расчеты автора. Порог r* совпадает с IRR обычного проектного потока. Простой срок приведен как справочный недисконтированный показатель возврата первоначальных вложений. Для C он равен 10,02 года от t = 0, или 9,02 эксплуатационного года после последней инвестиционной выплаты.

Все три базовые конфигурации имеют положительный годовой операционный поток, но отрицательную NPV при 10%; дисконтированный срок окупаемости не достигается в течение срока проекта. Простой срок окупаемости составляет 18,17 года для A, 21,25 года для B и 10,02 года для C. Отношение NPV к первоначальному CAPEX равно соответственно -53,1; -57,3 и -3,9%. Этот показатель дает сопоставимый относительный ориентир, при этом различия в сроках, инвестиционных графиках и режимах сбыта сохраняются.

Таблица 4 − NPV при общей сетке проектной ставки, млн руб. расчетной базы

Проект	0%	5%	7,5%	10%	12,5%	15%	17,5%	20%
A	18,3	-56,9	-79,5	-96,3	-108,9	-118,7	-126,4	-132,6
B	115,3	-220,3	-311,0	-374,7	-420,8	-455,1	-481,3	-501,8
C	5709,1	1650,8	595,8	-126,5	-635,0	-1 002,5	-1274,2	-1479,2

Источник: расчеты автора. Нулевая ставка служит диагностической точкой.

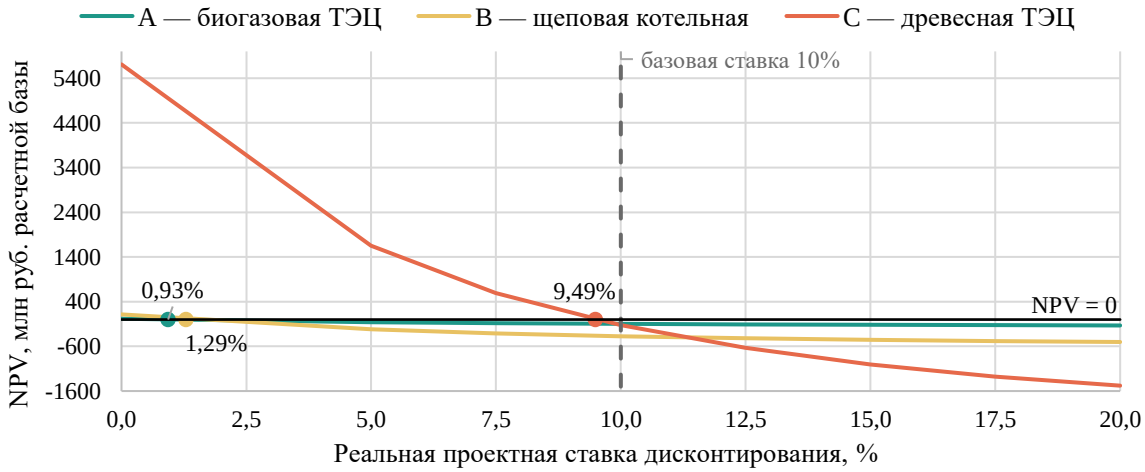

Рисунок 1 – NPV и пороговая проектная ставка

Источник: расчеты автора.

Пороговые ставки для базовых конфигураций равны 0,93% для A, 1,29% для B и 9,49% для C. Значения A и B находятся между узлами сетки 0 и 5%; для C NPV положительна при 7,5% (595,8 млн руб.) и отрицательна при 10% (-126,5 млн руб.). Численное решение уточняет положение границы; ее достоверность по-прежнему определяется точностью исходных данных.

Порог C = 9,49% рассчитан исходя из контрактной цены 8,00 руб./кВт·ч, на которую приходится 81,8% выручки проекта. Пересчет по той же модели дает иные результаты: при 4,79 руб./кВт·ч NPV при нулевой ставке составляет -8,7 млн руб. и неотрицательный порог отсутствует; при 5,81 руб./кВт·ч r* = 3,60%. 9,49% характеризует контрактный сценарий C; рыночные ценовые ориентиры дают существенно более низкую границу.

Таблица 5 – Сценарная устойчивость NPV и пороговой ставки

Сценарий	Проект	CAPEX, млн руб.	CF, млн руб./год	NPV при 10%, млн руб.	Порог
Консервативный	A	241,5	-12,6	-348,4	нет положительного корня
Консервативный	B	835,2	-75,3	-1519,0	нет положительного корня
Консервативный	C	4025,2	-320,1	-6484,0	нет положительного корня
Базовый	A	181,1	10,0	-96,3	0,93%
Базовый	B	654,1	30,8	-374,7	1,29%
Базовый	C	3220,2	357,2	-126,5	9,49%
Оптимистичный	A	140,9	24,7	69,1	16,71%
Оптимистичный	B	503,1	160,1	950,4	>30%
Оптимистичный	C	2616,4	845,9	4 483,2	28,27%

В консервативном сценарии годовой поток отрицателен для всех трех конфигураций: -12,6 млн руб. для A, -75,3 млн руб. для B и -320,1 млн руб. для C. При отрицательной операционной марже положительный экономически значимый порог отсутствует при любой неотрицательной расчетной ставке.

В оптимистичном сценарии NPV при 10% становится положительной для всех проектов, а пороги достигают 16,71% для A, 31,79% для B и 28,27% для C. Результат для B получен при одновременном сочетании низкой цены щепы, высокой цены тепла и высокой загрузки. Значение 31,79% обусловлено именно этим сочетанием локальных условий теплоснабжения.

В рассмотренных однофакторных стресс-сценариях соотношение C > B > A сохраняется при низком и высоком CAPEX, а также при низкой доле реализации тепла. Соотношение относится к заданным конфигурациям. При высокой стоимости сырья неотрицательный порог 1,10% сохраняется только для C; для A NPV(0) составляет -116,7 млн руб., а для B годовой поток отрицателен. Сопоставимый положительный порог у A и B в этом случае отсутствует. Вывод ограничен рассмотренной сеткой и крайними сценариями.

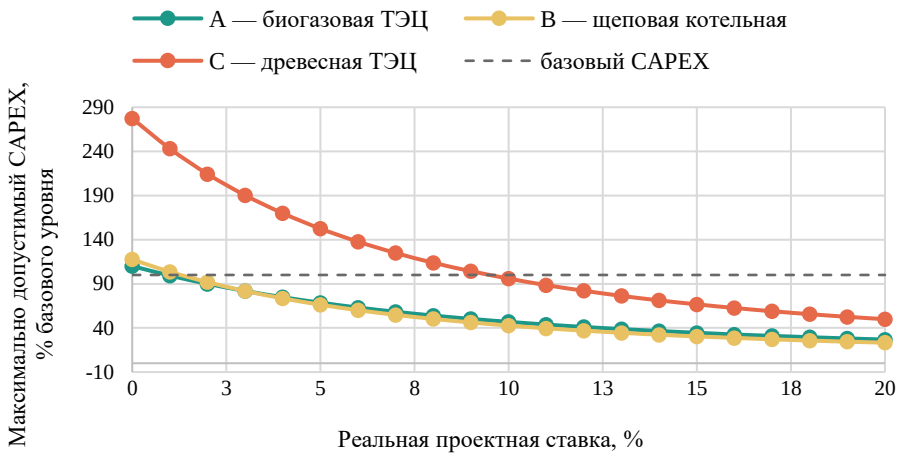

Рисунок 2 – Граница реализуемости: проектная ставка × CAPEX

Источник: расчеты автора.

При ставке 10% максимально допустимый CAPEX равен 84,9 млн руб. для A, 279,4 млн руб. для B и 3 087,7 млн руб. для C, то есть 46,9, 42,7 и 95,9% базовой оценки. При неизменных операционных параметрах A и B требуют сокращения вложений более чем наполовину. C превышает границу на 4,1%, поэтому уменьшение инвестиционных выплат на 10% переводит его NPV в положительную область.

Граница показывает максимальный инвестиционный бюджет при фиксированных выручке и OPEX. Практическое снижение сметы может затронуть эффективность и надежность, изменив денежный поток. Поэтому состав CAPEX требует инженерной проверки, особенно для оценок, основанных только на оборудовании; использованный каталог включает топливоподачу, инжиниринг и строительство [19].

Таблица 6 – NPV проектов при совместном изменении ставки дисконтирования и операционных параметров, млн руб.

Проект	Изменяемый параметр	Значение	NPV при 0%	NPV при 5%	NPV при 10%	NPV при 20%
A	Доля реализуемого тепла	25%	-11	-75	-109	-140
A	Доля реализуемого тепла	75%	48	-38	-84	-125
B	Цена щепы, руб./т	1600	510	2	-231	-424
B	Цена щепы, руб./т	5000	-981	-838	-773	-719
B	Цена щепы, руб./т	1600	510	2	-231	-424
Проект	Изменяемый параметр	Значение	NPV при 0%	NPV при 5%	NPV при 10%	NPV при 20%
C	Доля реализуемого тепла	85%	7033	2351	310	-1261

Двухфакторный анализ показывает, что изменение операционных параметров по-разному влияет на проекты. В проекте A увеличение доли реализуемого тепла с 25 до 75% при ставке 10% повышает NPV с -108,9 до -83,6 млн руб., однако не выводит проект в положительную область. Для проекта B решающим оказывается уровень затрат на сырье: при цене щепы 1600 руб./т NPV составляет 2,2 млн руб. при ставке 5% и -231,4 млн руб. при 10%, тогда как при цене 5000 руб./т проект остается убыточным даже при нулевой ставке.

Проект C сильнее реагирует на условия реализации продукции. При ставке 10% увеличение доли реализуемого тепла с 25 до 85% изменяет NPV с -737,8 до 309,7 млн руб. Снижение цены электроэнергии до нижней границы уменьшает NPV на 1,89 млрд руб., повышение цены щепы до верхней границы – на 1,72 млрд руб., а рост капитальных затрат – на 768,4 млн руб.

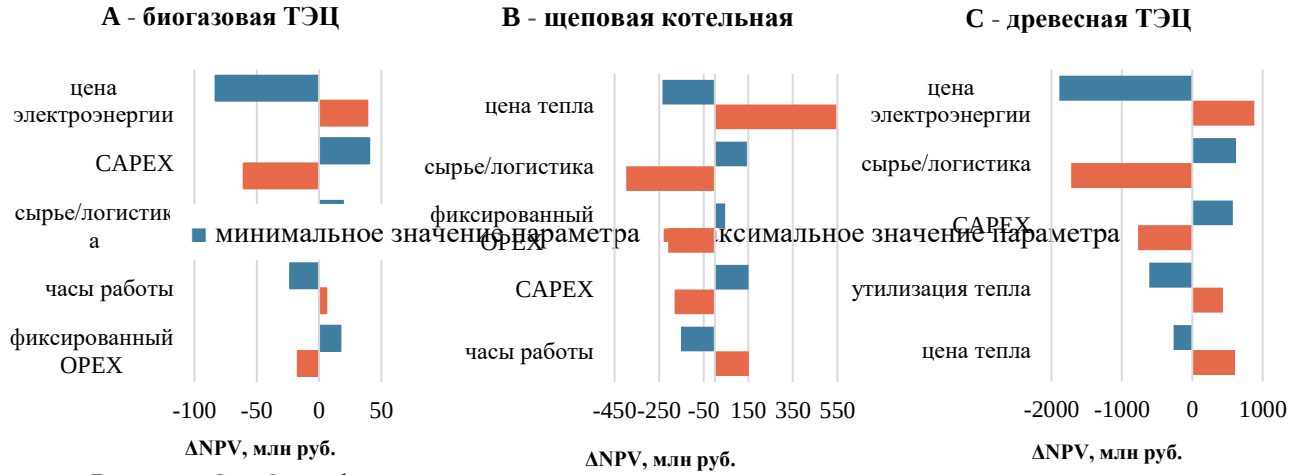

Рисунок 3 – Однофакторная чувствительность NPV при ставке 10%

Источник: расчеты автора.

Для A главный фактор – цена электроэнергии: нижняя граница снижает NPV на 83,1 млн руб., верхняя увеличивает на 38,8 млн руб. Далее следуют CAPEX и стоимость сбора навоза. Для B цена тепла изменяет NPV относительно базовой точки в диапазоне от -235,4 до +545,1 млн руб., стоимость щепы – от +143,3 до -398,1 млн руб.; заметное влияние оказывают также OPEX, CAPEX и число часов работы. Для C доминирующими факторами выступают цена электроэнергии, стоимость щепы, CAPEX, доля реализуемого тепла и цена тепла. Эти эффекты описывают структуру денежных потоков каждой конфигурации.

Таблица 7 – Снижение расчетной ставки, NPV-эквивалентное сокращению CAPEX

Проект	CAPEX –10%	CAPEX – 20%	CAPEX – 30%
A	2,67 п.п.	4,70 п.п.	6,30 п.п.
B	2,56 п.п.	4,43 п.п.	5,90 п.п.
C	1,18 п.п.	2,18 п.п.	3,05 п.п.

Базовая расчетная ставка – 10%. Эквивалентная ставка определяется без сокращения CAPEX при той же NPV.

Таблица 8 – Сокращение CAPEX, NPV-эквивалентное снижению расчетной ставки

Проект	10% → 7,5%	10% → 5%	10% → 2,5%
A	9,3%	21,7%	38,9%
B	9,7%	23,6%	44,0%
C	23,5%	57,8%	109,5%

Значение свыше 100% означает, что NPV-эффект снижения расчетной ставки превосходит приведенную стоимость всех исходных инвестиционных выплат.

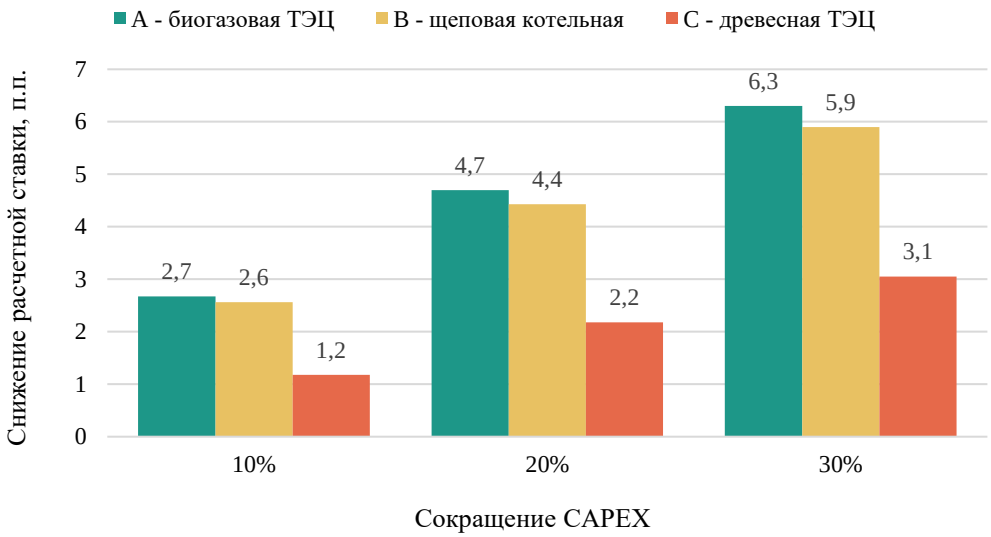

Рисунок 4 – NPV-эквивалентность сокращения CAPEX и снижения расчетной ставки

Источник: расчеты автора.

Сокращению CAPEX на 10% соответствует снижение расчетной ставки на 2,67 п.п. для A, 2,56 п.п. для B и 1,18 п.п. для C. В обратном направлении переход от 10 к 5% дает тот же прирост NPV, что и сокращение CAPEX на 21,7, 23,6 и 57,8% соответственно. Расчет проводится при неизменном операционном потоке и характеризует только NPV-эквивалентность.

Для C переход от 10 к 2,5% дает прирост NPV 3,37 млрд руб., что составляет 109,5% приведенной стоимости CAPEX. Такое значение математически возможно, поскольку ставка воздействует на 25-летний поток, а сокращение CAPEX – только на выплаты в $t = 0$ и $t = 1$. Результат показывает предел данного преобразования; его интерпретация как размера субсидии выходит за рамки модели.

Сопоставление в таблицах 7 и 8 относится к параметрам модели. Ставка остается экзогенным параметром оценки, а сокращение CAPEX напрямую изменяет инвестиционные выплаты. Оценка гранта, гарантии или льготного кредита требует отдельной финансово-бюджетной модели с долгом, процентами, налогами, комиссиями, WACC, бюджетными расходами и риском дефолта.

В базовых конфигурациях пороги соотносятся как $C > B > A$. На это соотношение одновременно влияют масштаб, срок, инвестиционный график и режим реализации энергии. Более высокий r^* проекта C получен при договорной цене электроэнергии 8,00 руб./кВт·ч; при нижних ценовых ориентирах результат существенно меняется. Следовательно, вывод характеризует заданную коммерческую схему C.

Низкий порог A согласуется с исследованиями, где небольшие установки анаэробного сбраживания навоза зависят от тарифа, гранта или дополнительной ценности отходов [15-18]. В модели проект задан через мощность 400 кВт$_э$ и поток навоза 30 000 т/год; достаточность такого объема для расчетного выхода энергии предполагается. Ее проверка требует баланса по летучим твердым веществам и биохимическому потенциалу метана. Кроме того, собственные нужды могут частично пересекаться с агрегированным OPEX источника [15].

Для B подтверждается известная зависимость экономики древесного теплоснабжения от цены топлива и нагрузки [9; 11; 20]. При цене щепы 2500 руб./т проект имеет небольшой недисконтированный запас и порог 1,29%; высокая цена сырья исключает неотрицательный корень. Договор на щепу с фиксированными требованиями к цене,

влажности, фракции и расстоянию доставки становится ключевым условием этой конфигурации.

В C стоимость биомассы и цена электроэнергии остаются основными факторами, что согласуется с исследованием когенерационных установок на биомассе [21]. Высокая доля реализуемого тепла способна изменить знак NPV при 10%, однако порог 9,49% прежде всего обусловлен договорной ценой реализации электроэнергии. Это значение характеризует сценарий, основанный на договорных условиях реализации электроэнергии.

Применение результатов к конкретному объекту начинается с проверки исходных условий. Для A необходимы состав и объем субстрата, цена замещаемой электроэнергии, логистика отходов и наличие потребителя тепла. Для B нужны профиль тепловой нагрузки и договор на щепу. Для C – договоры на электроэнергию и тепло, локальная EPC-смета и отдельная модель финансирования.

К ограничениям расчета относятся смешанная ценовая база, региональный характер энергетических цен, отсутствие детального баланса по летучим твердым веществам и биохимическому потенциалу метана для A, а также возможное пересечение собственных нужд с OPEX. Годовые потоки приняты постоянными; деградация, межгодовые простои, капитальный ремонт и оборотный капитал остаются за пределами модели, остаточная стоимость принята равной нулю. Доналоговый бездолговый контур охватывает проектный поток до налоговых и финансовых эффектов.

В единой доналоговой бездолговой модели все три базовые конфигурации имеют отрицательную NPV при ставке 10%: -96,3 млн руб. для A, -374,7 млн руб. для B и -126,5 млн руб. для C. Дисконтированный срок окупаемости не достигается. Отношение NPV к первоначальному CAPEX составляет -53,1; -57,3 и -3,9% соответственно.

Пороговые ставки равны 0,93% для A, 1,29% для B и 9,49% для C. Последнее значение относится к контрактной цене электроэнергии 8,00 руб./кВт·ч: при 4,79 руб./кВт·ч неотрицательный порог отсутствует, а при 5,81 руб./кВт·ч он составляет 3,60%. Поэтому значения характеризуют три заданные конфигурации; технологическое ранжирование выходит за пределы проведенного анализа.

Для A наибольший эффект дают цена электроэнергии, CAPEX и стоимость сбора навоза; для B – цена тепла, стоимость щепы и загрузка; для C – цена электроэнергии, стоимость щепы, CAPEX и доля реализуемого тепла. При высокой стоимости сырья неотрицательный порог 1,10% сохраняется только для C. Оценка основана на детерминированных стресс-сценариях.

Переход расчетной ставки от 10 к 5% дает такой же прирост NPV, как сокращение CAPEX на 21,7% для A, 23,6% для B и 57,8% для C. Эта эквивалентность касается NPV при неизменном операционном потоке. Сравнение гранта и льготного кредита требует модели, учитывающей налоги, долг и бюджетные затраты.

Практическое применение требует единого ценового года, локальной EPC-сметы и подтвержденных договоров на сырье и сбыт; для A дополнительно необходим материально-энергетический баланс. До появления этих данных полученные пороги служат границами сценарного сравнения.

Список источников

1. Steffen B. Estimating the cost of capital for renewable energy projects // Energy Economics. 2020. Vol. 88. Art. 104783. DOI: 10.1016/j.eneco.2020.104783.

2. Egli F., Steffen B., Schmidt T.S. A dynamic analysis of financing conditions for renewable energy technologies // Nature Energy. 2018. Vol. 3, no. 12. P. 1084-1092. DOI: 10.1038/s41560-018-0277-y.

3. International Energy Agency. The Cost of Capital in Clean Energy Transitions. Paris: IEA, 2021. URL: https://www.iea.org/reports/the-cost-of-capital-in-clean-energy-transitions (дата обращения: 17.08.2026).

4. International Renewable Energy Agency. The cost of financing for renewable power. Abu Dhabi: IRENA, 2023. URL: https://www.irena.org/Publications/2023/May/The-cost-of-financing-for-renewable-power (дата обращения: 17.08.2026).

5. OECD. Bridging the clean energy investment gap: Cost of capital and enabling policy frameworks. OECD Environment Working Papers, 2024. No. 15/REV1. URL: https://one.oecd.org/document/ENV/WKP%282024%2915/REV1/en/pdf (дата обращения: 17.08.2026).

6. Кошелев В.М., Нургалиев Т.И. Экономические аспекты внедрения технологии производства биогаза в сельскохозяйственной организации // Вестник ФГОУ ВПО «Московский государственный агроинженерный университет имени В.П. Горячкина». 2015. № 6 (70). С. 50-55. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/ekonomicheskie-aspekty-vnedreniya-tehnologii-proizvodstva-biogaza-v-selskohozyaystvennoy-organizatsii (дата обращения: 17.08.2026).

7. Кошелев В.М., Нургалиев Т.И. Оценка рисков проектов по производству биогаза в России // Известия Тимирязевской сельскохозяйственной академии. 2016. № 5. С. 108-118. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/otsenka-riskov-proektov-po-proizvodstvu-biogaza-v-rossii (дата обращения: 17.08.2026).

8. Дибирова М.М., Алхасов Б.А., Дибиров М.Г., Деневизюк Д.А. Экономические и технологические аспекты использования биогазовых установок в Республике Дагестан // Региональные проблемы преобразования экономики. 2024. № 11. DOI: 10.26726/rppe2024v11eatao.

9. Марченко О.В., Соломин С.В. Сравнительная стоимостная оценка энергетического использования древесных отходов и традиционных топлив для производства электроэнергии и тепла // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2021. Т. 332. № 7. С. 34-42. DOI: 10.18799/24131830/2021/07/3261.

10. Кольниченко Г.И., Лавриченко В.А., Тарлаков Я.В., Сиротов В.А. Использование топливной древесины в условиях распределенной энергетики // Лесной вестник / Forestry Bulletin. 2020. Т. 24. № 2. С. 74-80. DOI: 10.18698/2542-1468-2020-2-74-80.

11. Пискунов М.А. Системы машин и себестоимость получения топливной щепы из лесосечных отходов: опыт зарубежных стран и его приложение для России [Электронный ресурс]. 2013. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/sistemy-mashin-i-sebestoimost-polucheniya-toplivnoy-schepy-iz-lesosechnyh-othodov-opyt-zarubezhnyh-stran-i-ego-prilozhenie-dlya-rossii (дата обращения: 17.08.2026).

12. Бельчикова Е.С., Чернов С.С. Практические аспекты расчета ставки дисконтирования для энергопроектов [Электронный ресурс]. 2013. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/prakticheskie-aspekty-stavki-diskontirovaniya-dlya-energoproektov (дата обращения: 17.08.2026).

13. Локтионов В.И. Оценка эффективности инвестиционных проектов в энергетике с учетом предельных цен на энергоносители // Экономический анализ: теория и практика. 2014. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/otsenka-effektivnosti-investitsionnyh-proektov-v-energetike-s-uchetom-predelnyh-tsen-na-energonositeli (дата обращения: 17.08.2026).

14. Климовец О.В., Зубакин В.А. Методы оценки эффективности инвестиций в собственную генерацию в условиях риска [Электронный ресурс]. 2016. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/metody-otsenki-effektivnosti-investitsiy-v-sobstvennuyu-generatsiyu-v-usloviyah-riska (дата обращения: 17.08.2026).

15. Eftaxias A., Kolokotroni I., Michailidis C., Charitidis P., Diamantis V. Techno-Economic Assessment of Anaerobic Digestion Technology for Small- and Medium-Sized Animal Husbandry Enterprises // Applied Sciences. 2024. Vol. 14, no. 11. Art. 4957. DOI: 10.3390/app14114957.

16. Karellas S., Boukis I., Kontopoulos G. Development of an investment decision tool for biogas production from agricultural waste // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2010. Vol. 14, no. 4. P. 1273-1282. DOI: 10.1016/j.rser.2009.12.002.

17. Lantz M. The economic performance of combined heat and power from biogas produced from manure in Sweden - A comparison of different CHP technologies // Applied Energy. 2012. Vol. 98. P. 502–511. DOI: 10.1016/j.apenergy.2012.04.015.

18. Gebrezgabher S.A., Meuwissen M.P.M., Prins B.A.M., Oude Lansink A.G.J.M. Economic analysis of anaerobic digestion - A case of Green power biogas plant in The Netherlands // NJAS - Wageningen Journal of Life Sciences. 2010. Vol. 57, no. 2. P. 109-115. DOI: 10.1016/j.njas.2009.07.006.

19. Walla C., Schneeberger W. The optimal size for biogas plants // Biomass and Bioenergy. 2008. Vol. 32, no. 6. P. 551-557. DOI: 10.1016/j.biombioe.2007.11.009.

20. Chau J., Sowlati T., Sokhansanj S., Bi X.T., Preto F., Melin S. Techno-economic analysis of wood biomass boilers for the greenhouse industry // Applied Energy. 2009. Vol. 86, no. 3. P. 364-371. DOI: 10.1016/j.apenergy.2008.05.010.

21. Colantoni A., Villarini M., Monarca D., Carlini M., Mosconi E.M., Bocci E., Rajabi Hamedani S. Economic analysis and risk assessment of biomass gasification CHP systems of different sizes through Monte Carlo simulation // Energy Reports. 2021. Vol. 7. P. 1954-1961. DOI: 10.1016/j.egyr.2021.03.028.

22. Danish Energy Agency. Technology Data for Generation of Electricity and District Heating. Technology catalogue. URL: https://ens.dk/en/analyses-and-statistics/technology-data-generation-electricity-and-district-heating (дата обращения: 17.08.2026).

23. U.S. Environmental Protection Agency. Catalog of CHP Technologies. Section 4: Technology Characterization - Steam Turbines. September 2014. URL: https://nepis.epa.gov/Exe/ZyPURL.cgi?Dockey=P1010CJX.TXT (дата обращения: 17.08.2026).

24. Billerbeck A., Kiefer C.P., Winkler J., Bernath C., Sensfuß F., Kranzl L., Müller A., Ragwitz M. The race between hydrogen and heat pumps for space and water heating: A model-based scenario analysis // Energy Conversion and Management. 2024. Vol. 299. Art. 117850. DOI: 10.1016/j.enconman.2023.117850.

25. Банк России. Денежно-кредитные условия и трансмиссионный механизм денежно-кредитной политики. Август 2025. Табл. 3. URL: https://www.cbr.ru/Collection/Collection/File/58299/DKU_2508-38_e.pdf (дата обращения: 17.08.2026).

26. Банк России. Ключевая ставка Банка России: 14,00% на 17.08.2026. URL: https://www.cbr.ru/eng/hd_base/KeyRate/ (дата обращения: 17.08.2026).

27. АО «Татэнергосбыт». Данные о стоимости электроэнергии для бизнеса, представленные на форуме «Энергопром-26» [Электронный ресурс]. URL: https://tatenergosbyt.ru/about/press/news/ao-tatenergosbyt-na-kazanskom-mezhdunarodnom-elektroenergeticheskom-forume-energoprom-26-tsifry-proz/ (дата обращения: 17.08.2026).

28. Государственный комитет Республики Татарстан по тарифам. Тарифы на тепловую энергию на 2024-2028 гг. [Электронный ресурс]. URL: https://kt.tatarstan.ru/file/pub/pub_4019576.pdf (дата обращения: 17.08.2026).

29. ПАО «ДЭК». Тарифы на тепловую энергию для потребителей Камчатского края [Электронный ресурс]. URL: https://www.dvec.ru/kamchatka/private_clients/tariffs/ (дата обращения: 17.08.2026).

30. P4Energy. Тарифы на тепловую энергию в России: отраслевой обзор 2024 [Электронный ресурс]. URL: https://p4energy.ru/2024/06/ts2024/ (дата обращения: 17.08.2026).

31. WoodResource. Предложения древесного топлива и топливной щепы [Электронный ресурс]. URL: https://woodresource.ru/browse/sell/pelletyi-briketyi/ (дата обращения: 17.08.2026).

32. Hargassner. Things to consider when buying wood chips [Электронный ресурс]. URL: https://www.hargassner.com/at-en/news/things-to-consider-when-buying-wood-chips/ (дата обращения: 17.08.2026).