



Научная статья

Оценка целесообразности применения когенерационных установок на угольных шахтах Кузбасса

Ф.С.НЕПША✉, В.А.ВОРОНИН, А.С.ЛИВЕН, А.С.КОРНЕЕВ

Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф.Горбачева, Кемерово, Россия

Как цитировать эту статью: Непша Ф.С., Воронин В.А., Ливен А.С., Корнеев А.С. Оценка целесообразности применения когенерационных установок на угольных шахтах Кузбасса // Записки Горного института. 2023. Т. 259. С. 141-150. DOI: 10.31897/PMI.2023.2

Аннотация. Рассматривается проблема снижения эмиссии парниковых газов в процессе угледобычи при утилизации шахтного метана в системах электроснабжения угольных шахт. Представлен алгоритм по формированию рекомендаций по внедрению распределенной генерации на шахтном метане. Для одной из угольных шахт Кузбасса разработана имитационная модель в программно-вычислительном комплексе PowerFactory, учитывающая неравномерный характер электропотребления горно-шахтного оборудования. В результате моделирования определены суточные профили электропотребления и уровни напряжения в системе электроснабжения до и после внедрения предлагаемых мероприятий. На основании полученных результатов оценивался технико-экономический эффект, заключающийся в снижении прямого и косвенного углеродного следа, платы за электроэнергию и мощность. Установлено, что стоимость квот на выбросы углекислого газа значительно влияет на инвестиционную привлекательность проектов когенерации. На основании полученных результатов предложены рекомендации по стимулированию развития малой генерации на угольных шахтах.

Ключевые слова: имитационное моделирование; PowerFactory; шахтный метан; когенерация; распределенная генерация; декарбонизация; угольные шахты

Благодарность. Исследование выполнено при финансовой поддержке Государственного задания Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (№ 075-03-2021 138/3).

Поступила: 05.08.2022 **Принята:** 17.11.2022 **Онлайн:** 27.02.2023 **Опубликована:** 27.02.2023

Введение. Согласно программе развития угольной промышленности России на период до 2035 г., конкурентоспособность российских угольных компаний будет повышаться за счет технологического развития угольной промышленности: модернизации и технического перевооружения; внедрения угольными компаниями высокоэффективных технологий угледобычи, цифровых технологий в процессах добычи и переработки угля. В соответствии с распоряжением Правительства РФ от 11.05.2022 № 1144-р крупные инвестиции направлены на создание комплекса технологий, повышающих эффективность угледобычи и углепереработки. Серьезным вызовом для стратегии развития угольной промышленности России является необходимость «декарбонизации угледобычи» для компенсации негативных проявлений эмиссии парниковых газов в окружающую среду. «Озеленение внутреннего энергопотребления» – одно из возможных решений, направленное на снижение углеродного следа готовой продукции повышением доли «чистых» источников энергии в энергобалансе угольной шахты.

В соответствии со стратегией социально-экономического развития РФ с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 г. * среди мероприятий, направленных на реализацию стратегии, отмечаются: развитие распределенной генерации; создание дополнительных источников электро-

* Распоряжение Правительства РФ от 29.10.2021 № 3052-р «Об утверждении стратегии социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года».



генерации; разработка и внедрение технологий утилизации шахтного метана (ШМ). Угледобывающие предприятия обеспечивают 11 % выбросов антропогенного метана [1]. По данным [2] антропогенный метан занимает около 18 % от глобальных выбросов парниковых газов в атмосферу, а метан угольных шахт определяет до 12 % глобальной антропогенной эмиссии метана [3]. Около 70 % ШМ выбрасывается системами вентиляции угольных шахт. В России подземный способ добычи угля определяет 85 % выбросов метаноугольной отрасли [4]. Некоторые исследователи отмечают, что объемы выбросов метана от полезных ископаемых могут быть на 60-150 % выше текущих оценок [5, 6]. Несмотря на то, что эти исследования не рассматривают угольные шахты в отдельности, они показывают, насколько недооценены выбросы метана при добыче полезных ископаемых. Перспективы извлечения метана на шахтах РФ ограничены из-за его недостаточного представления в качестве внутреннего источника роста рентабельности угледобычи [7].

Существует также экономическая сторона вопроса утилизации метана. Страны Европы и Азии активно обсуждают внедрение трансграничного углеродного налога, основная задача которого – привлечение дополнительных инвестиций для решения проблемы глобального изменения климата [8, 9]. Трансграничный углеродный налог стимулирует инвестиции, направленные на повышение энергоэффективности производства [10]. Объектом налогообложения выступает объем эмиссии парниковых газов, который сопровождает производство. Европейские производители уже несут расходы, имеющие аналогичный характер с трансграничным углеродным налогом. С 2005 г. функционирует Европейская система торговли квотами на выбросы парниковых газов. Средняя цена фьючерсов на единицу сокращения выбросов диоксида углерода (EU ETS) за 2022 г. в среднем составляла 80-84 евро [11], тогда как в России только обсуждается возможность введения такого механизма [12].

Создание собственных генерирующих мощностей (для утилизации метана из дегазационной системы шахты) обеспечивает энергетическую гибкость на угледобывающем предприятии, которая наряду с возможностью использования потребителей-регуляторов и накопителей энергии [13] позволяет снизить себестоимость добычи угля [14]. Актуальность и необходимость комплексного внедрения технологий и принципов распределенной генерации в условиях предприятий минерально-сырьевого комплекса обоснована в работе [15]. Также это позволит привлечь дополнительные инвестиции: для обеспечения устойчивости элементов дегазационной сети [16]; развития блокчейн-платформ [17]; участия в оказании услуг по управлению спросом (при увеличении производства возобновляемой энергии) [18, 19] и других услуг энергетической гибкости [20, 21].

Для развития данного направления требуется развитие рынка электроэнергии с учетом особенностей энергетического перехода [22]. Таким образом, целесообразно рассматривать внедрение системы утилизации ШМ для организации собственной распределенной генерации на угледобывающем предприятии.

Постановка проблемы. Многими исследователями ШМ и другие попутные газы рассматривались в качестве источника энергии. В работе [23] сформулирована методика оценки экономических и экологических перспектив утилизации метана на угольных шахтах. Предложенная методика применена для оценки перспектив данного подхода для шахт Австралии, сделаны выводы о значительном снижении выбросов метана в атмосферу и экономическом эффекте от его сжигания. В исследовании [24] рассмотрены перспективы генерации на ШМ в Индии. Проанализировано 18 шахт и в результате получены примерные сроки окупаемости проектов (3,5-6 лет), за исключением трех убыточных случаев, что показывает высокий потенциал таких проектов. В работе [25] анализируются 30 проектов в Китае, направленных на снижение выбросов ШМ в атмосферу, 16 из которых предполагают использование метана в качестве альтернативного энергоресурса.

Обзор возможностей генерации на объектах нефтедобычи с использованием природного или попутного газа приведен в [26, 27]. Рассматривается оптимизация системы когенерации с бинарным циклом – электрической и тепловой энергии, с возможностью создания дополнительных мощностей при малой потребности в тепле. Такая система может быть перспективна для угольных шахт с применением метана в качестве первичного энергоносителя. Вопросы диверсификации хозяйственной деятельности угледобывающих предприятий на основе когенерации широко раскрыты в [28]. Доказана целесообразность создания шахтных энергокомплексов, использующих метановоздушную смесь, извлекаемую подземными дегазационными скважинами. Работа [29]



посвящена вопросам использования ШМ для обеспечения электро- и теплоснабжения центра обработки данных, создаваемого на базе инфраструктуры угольной шахты. Также существуют исследования [3, 30], направленные на повышение эффективности использования ШМ с достижением КПД близкого к 95 % при использовании газопоршневых установок, работающих по когенерационному или тригенерационному циклу. В публикации [31] рассматривается идея совместного использования ШМ и биогаза. Показано, что в таком случае срок окупаемости составит около двух лет. Весьма перспективной является утилизация вентиляционного метана с концентрацией менее 3,5 % [32, 33] (в Китае его утилизация позволяет производить до 2610 ГВт·ч/год [34]).

Тем не менее вопрос внедрения утилизации ШМ в условиях угольных шахт Кузбасса недостаточно изучен и не позволяет сделать выводы о целесообразности внедрения когенерации на стадиях строительства и перевооружения угольных шахт.

Эффективность энергогенерации на ШМ и ее включение в систему электроснабжения угольной шахты оцениваются с использованием имитационной модели, разработанной в программно-вычислительном комплексе (ПВК) DIgSILENT PowerFactory.

Методология. Оценка целесообразности внедрения распределенной генерации на ШМ проводилась по алгоритму (рис. 1), который включает следующие этапы:

- **Получение и обработка данных.** На этом этапе выполняется работа с предприятием, запрашиваются следующие данные: параметры оборудования; графики электрической нагрузки и генерации (при наличии объектов распределенной энергетики); информация о технологическом процессе (если его нужно учесть при формировании рекомендаций); данные о тарифах на электроэнергию (договор об электроснабжении); принципиальная схема электроснабжения. Данные обрабатываются, рассчитываются параметры схемы замещения, которые используются при создании модели в PowerFactory.

- **Выбор оборудования для подготовки газозвушной смеси (ГВС) и генерирующего оборудования.** Выбирается состав генерирующего оборудования на основе информации о составе метанозвушной смеси, транспортируемой системой дегазации угольной шахты. При низкой концентрации метана (менее 3,5 %) дополнительно рассматривается установка оборудования для его очистки и обогащения с использованием адсорбционных и мембранных технологий.

- **Создание имитационной модели в PowerFactory с использованием полученных данных.** При создании модели потребления для выемочного комбайна и скребкового конвейера использовались результаты из работ [35, 36]. В завершении верифицируется модель с помощью фактических измерений токовой загрузки и уровней напряжения.

- **Технико-экономическая оценка.** Разработаны два расчетных модуля: для расчета стоимости электроэнергии и формирования финансово-экономической модели. При технико-экономической оценке также учитывается снижение углеродного следа в процессе утилизации метана* (рис.2) и снижение потребления электроэнергии**.

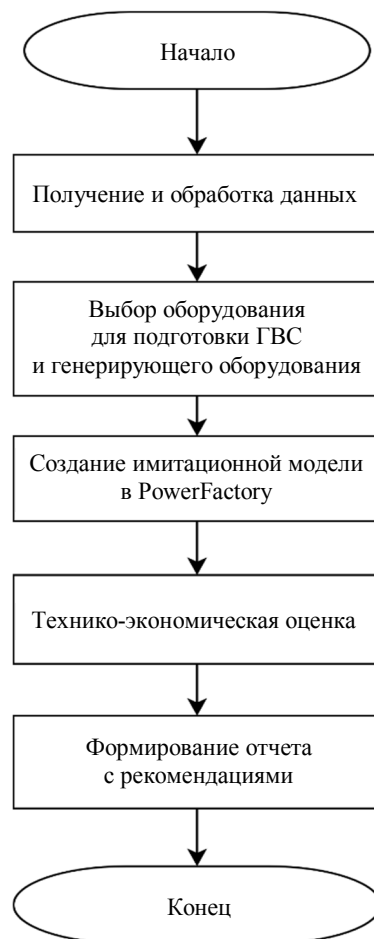


Рис. 1. Формирование рекомендаций по внедрению объектов распределенной энергетики на базе имитационного моделирования

* Приказ Минприроды России от 30.06.2015 № 300 «Об утверждении методических указаний и руководства по количественному определению объема выбросов парниковых газов организациями, осуществляющими хозяйственную и иную деятельность в Российской Федерации» (зарегистрировано в Минюсте РФ 15.12.2015 № 40098).

** Приказ Минприроды России от 29.06.2017 № 330 «Об утверждении методических указаний по количественному определению объема косвенных энергетических выбросов парниковых газов» (зарегистрировано в Минюсте РФ 20.10.2017 № 48627).



Рис.2. Рассматриваемый вариант утилизации ШМ [37]

• Формирование отчета с рекомендациями, содержащего сведения об эффективности реализации мероприятий.

Результаты и обсуждение. Рассматриваемая шахта работает в круглосуточном режиме. В состав системы электроснабжения рассматриваемой угольной шахты входят следующие энергообъекты: силовые трансформаторы (трансформаторы ГПП 2 × 16 МВА, передвижные участковые подземные подстанции мощностью 1250-3150 кВА); высоковольтная и низковольтная кабельная сеть; очистной комбайн (привод резания 2 × 825 кВт и подачи комбайна 2 × 150 кВт); дробилка (привод дробилки 1 × 400 кВт); перегружатель (привод перегружателя 1 × 400 кВт); ленточный конвейер (привод ленточного конвейера 3 × 500 кВт); обобщенная нагрузка (передвижные участковые подземные подстанции, собственные нужды, вентиляция, калорифер); устройства компенсации реактивной мощности, размещенные на поверхности.

Расчет генерации на ШМ. Мощность генерации на ШМ зависит от потенциального количества энергии, заключенного в кубическом метре ГВС, удаляемой из шахты. Ориентировочный уровень каптажа метана составит 16,3 м³/мин, концентрация метана – 44 %.

Для оценки теплотворной способности ГВС использована формула Д.И.Менделеева

$$LCV_f = \sum_{i=1}^n LCV_i a_i; \quad (1)$$

$$P_g = LCV_f R \cdot 0,28 \cdot 60, \quad (2)$$

где LCV_i – низшая теплотворная способность метана, МДж/м³; a_i – доля i -го компонента в составе ГВС; P_g – полезная теплота, эквивалентная выработке электрической мощности, кВт; R – дебет, м³; 0,28 – процентная доля энергии, заключенная в метане, которую возможно трансформировать в эффективную мощность.

Использованы данные об объеме выдачи ГВС и концентрации метана (рис.3), чтобы оценить возможную выработку электроэнергии.

Для перевода расхода ГВС в массу выделяемого газа использована формула

$$m = V \rho s, \quad (3)$$

где V – объем расхода ГВС, м³/мин; ρ – плотность ГВС, кг/м³; s – концентрация ГВС в составе ГВС, %.

Опираясь на расчетный профиль генерации на ШМ, можно сделать вывод, что в среднем производство

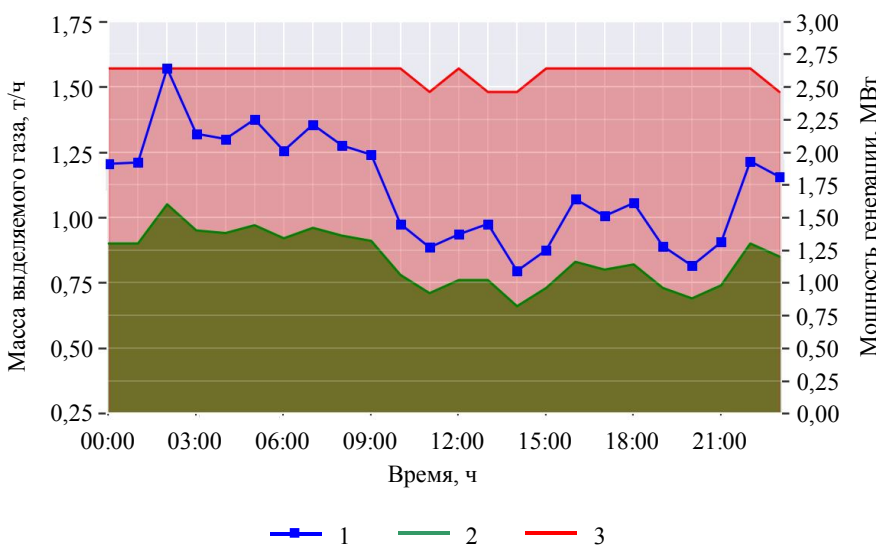


Рис.3. Суточная выдача ГВС и ШМ, суточный профиль собственной генерации на основе ШМ

1 – мощность собственной генерации; 2 – масса выбросов CH₄; 3 – масса выбросов ГВС

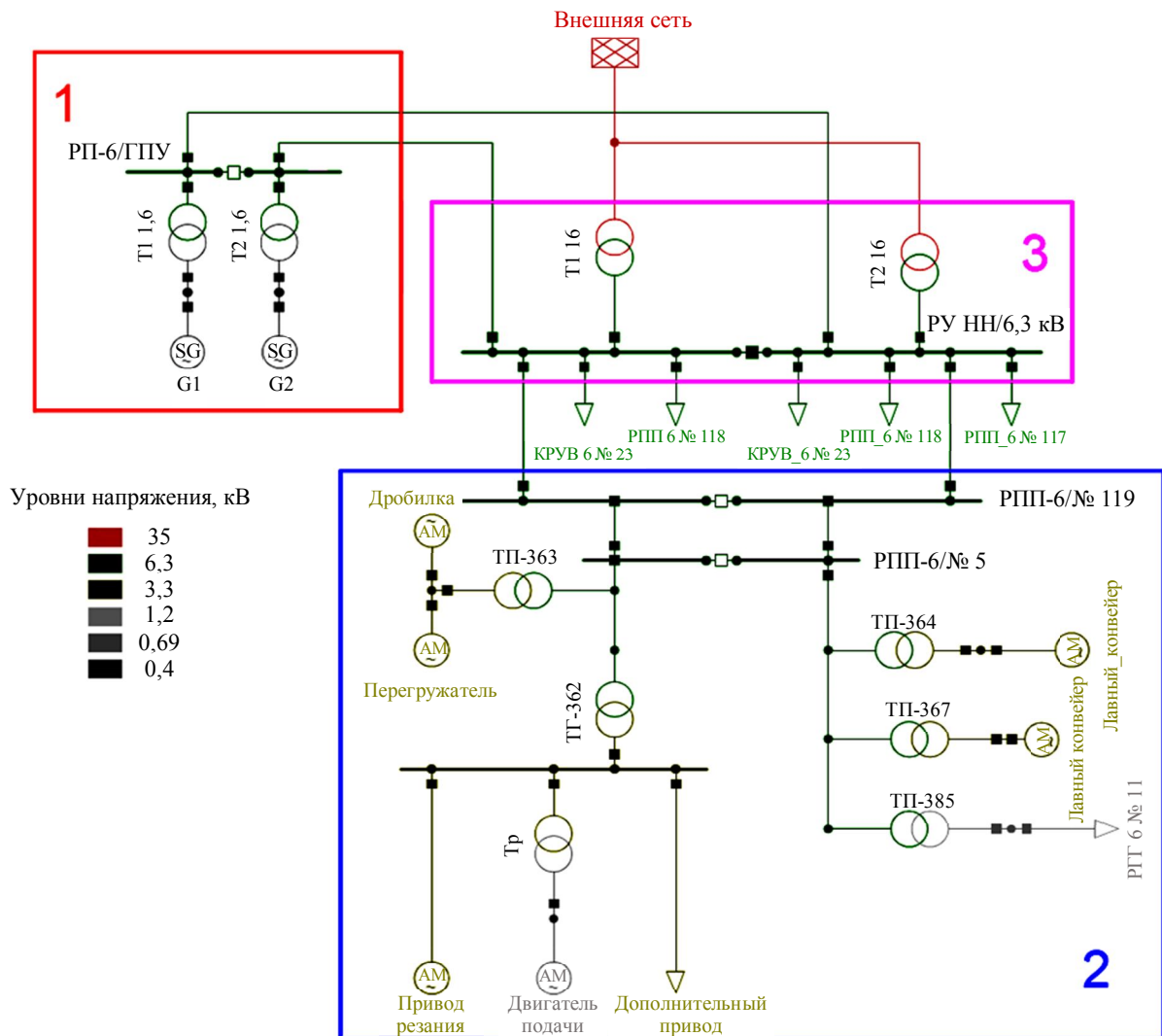


Рис.4. Имитационная модель системы электроснабжения угольной шахты в ПВК PowerFactory (РП – распределительный пункт, РПП – распределительный подземный пункт, ТП – трансформаторная подстанция, КРУВ – комплектное распределительное устройство взрывозащищенное)

1 – ГПУ; 2 – выемочный участок шахты; 3 – главная понижающая подстанция

энергии на ШМ не будет превышать 2,4-2,6 МВт. Исходя из характера топлива (природный газ) и режима работы, подразумевающего загрузку генераторного оборудования в пределах 30-80 % в 95 % времени работы, в качестве генерирующей установки принимается газопоршневая электростанция типа АГ-3000С-Т400-3РН блочно-контейнерного исполнения. В состав АГ-3000 входит 10 газовых поршневых установок мощностью 315 кВт на напряжение 0,4 кВ. Метановоздушная смесь подается по главному трубопроводу на 10 генераторных установок. В имитационной модели газопоршневая электростанция реализована с помощью двух моделей ГПУ, которым заданы параметры пяти параллельно работающих ГПУ; для выдачи мощности ГПУ используются два повышающих трансформатора 0,4 и 6,3 кВ.

На этапе моделирования рассматривался только нормальный режим (рис.4). При этом расчеты выполнялись для каждого часа на базе реального графика электрических нагрузок для одной из угольных шахт Кузбасса (рис.5).

Результаты внедрения системы утилизации ШМ: максимальная нагрузка трансформаторов ГПП снижена на 9,51 % (с 69,23 до 59,72 %); минимальный уровень напряжения на шинах РПП-6 № 5 увеличен на 0,83 % (с 6,12 до 6,17 кВ).

Расчет платы за электроэнергию. Стоимость электроэнергии и мощности рассчитана для четвертой ценовой категории по расчетным суточным профилям электрической нагрузки для среднего уровня напряжения и максимальной мощности энергопринимающих установок не менее 10 МВт.

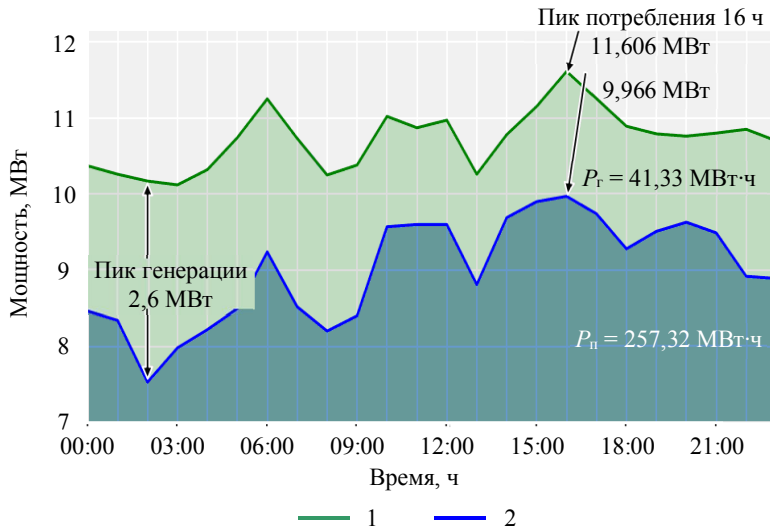


Рис.5. График нагрузки рассматриваемой угольной шахты за сутки. Потребляемая из сети мощность без генерации (1) и с генерацией (2) на ШМ
 P_g, P_n – электроэнергия, выработанная генерацией и потребленная из сети

Тарифные ставки приняты по данным ПАО «Кузбассэнерго-сбыт». Плата за мощность определена с учетом часа и плановых часов пиковой нагрузки по данным АО «АТС» и АО «СО ЕЭС» соответственно. На основе данных создан модуль для расчета снижения платы за электроэнергию. Из-за постоянного превышения объема потребления шахты над генерацией вариант продажи электроэнергии во внешнюю сеть не рассматривался.

Расчет углеродного следа. Выбросы CO_2 от стационарного сжигания топлива количественно определяются стандартным методом по отдельным источникам, группам источников или организации в целом:

$$E_{CO_2 \text{ год}} = \sum_{j=1}^n (FC_{j \text{ год}} EF_{CO_2 \text{ год}} OF_{j \text{ год}}), \quad (4)$$

где j – вид топлива, используемого для сжигания; n – количество видов топлива, используемых за период (в работе учитывается только метан – $n = 1$); $FC_{j \text{ год}}$ – расход топлива j за год, т (тыс. m^3 , т.у.т. или ТДж); $EF_{CO_2 j \text{ год}}$ – коэффициент выбросов CO_2 от сжигания топлива j за год, который определяется концентрацией метана, плотностью диоксида углерода и количеством моль углерода, образуемого после сжигания, т; $OF_{j \text{ год}}$ – коэффициент окисления топлива j (для газообразного топлива принимается равным 1).

Косвенный углеродный след рассчитывается согласно коэффициенту выбросов диоксида углерода, который представлен на сайте АТС [38],

$$E_{(CO_2 j \text{ год}) \text{ кос}} = P_{\text{потр } j} E_{(CO_2 j) \text{ план}}, \quad (5)$$

где $P_{\text{потр } j}$ – потребляемая из сети мощность за час j ; $E_{(CO_2 j) \text{ план}}$ – плановый коэффициент выбросов CO_2 , т/МВт·ч.

Эффект от утилизации ШМ можно рассчитать по формуле

$$E_{(CO_2 \text{ год}) \text{ эффект}} = E_{CO_2 \text{ год}} E_{(CO_2 \text{ год}) \text{ утил}}, \quad (6)$$

где $E_{CO_2 \text{ год}}$ – уровень выбросов после введения в работу генерации на ШМ, т; $E_{(CO_2 \text{ год}) \text{ утил}}$ – уровень выбросов до введения в работу генерации на ШМ, т.

Экономия на квотах рассчитывается по формуле

$$ETS_{\text{год}} = CO_2 P_{ETS_{CO_2}} CH_4 P_{ETS_{CH_4}}, \quad (7)$$

где $ETS_{\text{год}}$ – стоимость выбросов парниковых газов; $P_{ETS_{CO_2}}$ – стоимость квот на выбросы CO_2 (16 руб./т); $P_{ETS_{CH_4}}$ – стоимость квот на выбросы CH_4 (108 руб./т)*.

При расчете экономии на выплате квот нужно учитывать, что при утилизации ШМ в ГПУ в среднем на 1 кг метана образуется 2,75 кг CO_2 [39].

* Приказ Минприроды России от 29.06.2017 № 330 «Об утверждении методических указаний по количественному определению объема косвенных энергетических выбросов парниковых газов» (зарегистрировано в Минюсте РФ 20.10.2017 № 48627).



Оценка экономического эффекта. В части доходов экономическая модель учитывает получаемую экономию при покупке электроэнергии из сети, на штрафах за выбросы парниковых газов в атмосферу, а также снижение затрат на отопление за счет выработки ГПУ тепловой мощности (определено исходя из стоимости закупки угля, сжиганием которого обеспечивается мощность, равная тепловой мощности установки). Выработка тепла за год составляет 12971,7 Гкал. В части расходов – капитальные вложения в покупку ГПУ и операционные расходы, включающие регулярное техническое обслуживание, замену масла и капитальный ремонт установки. В итоге капитальные вложения, доходы и операционные расходы за один год составили: 165750; 52489; 13282 тыс. руб.

В результате расчета чистого дисконтированного дохода (NPV) получен срок окупаемости пять лет при ставке дисконтирования 7,5 % (принята на основании авторского прогноза ставки рефинансирования на конец 2022 г.). Подробный перечень технических и экономических показателей приведен в табл.1 и 2 соответственно. При расчете платы за мощность приняты следующие тарифные ставки: приобретаемая мощность – 804110,8 руб./МВт·мес.; услуги по передаче электроэнергии – 794057,7 руб./МВт·мес.

Таблица 1

Сравнение технических показателей за год

Технические показатели	Без генерации на ШМ	После внедрения генерации на ШМ	Итоговый эффект
Суммарное энергопотребление из сети, МВт·ч	93921,04	78834,26	15086,78
Средний объем покупаемой электрической мощности из сети, МВт	11,4	9,8	1,6
Средний объем передаваемой электрической мощности из сети, МВт	11,6	10,0	1,6
Выработка тепла ГПУ, Гкал	0,0	12971,2	12971,2
Прямые выбросы CO ₂ в атмосферу E _{CO₂} , т	16270	36827,9	20557
Прямые выбросы CH ₄ в атмосферу E _{CH₄} , т	7475,28	0	-7475,28
Косвенные выбросы CO ₂ в атмосферу E _{CO₂} , т	84,9	71,3	-13,6

Таблица 2

Сравнение экономических показателей за год

Экономические показатели, тыс. руб.	Без генерации на ШМ	После внедрения генерации на ШМ	Итоговый эффект
Плата за электроэнергию	135521,1	113926,1	21595,0
Плата за мощность	220170,7	189341,2	30829,5
Косвенный углеродный след по тарифу:			
РФ	0,0	0,0	0,0
ЕС	148770,9	124873,5	23897,5
Прямой углеродный след по тарифу:			
РФ	954,0	589,2	364,8
ЕС	286200,0	176760,0	109440,0
Операционные расходы	0	-13282,0	-13282,0
Итоговый экономический эффект по тарифу:			
РФ	365645,2	303856,5	39207,3
ЕС	790661,8	604899,3	172480,5

На рис.6 представлена динамика значения NPV при различных значениях тарифа на выбросы CO₂ в атмосферу. Данные показывают, что тариф на выбросы CO₂ значительно влияет на инвестиционную привлекательность проекта: при текущем тарифе срок окупаемости составляет 5,2 года; в случае внедрения механизма торговли квот на выбросы (по аналогии со странами ЕС) срок окупаемости может быть сокращен до 1,2 года.

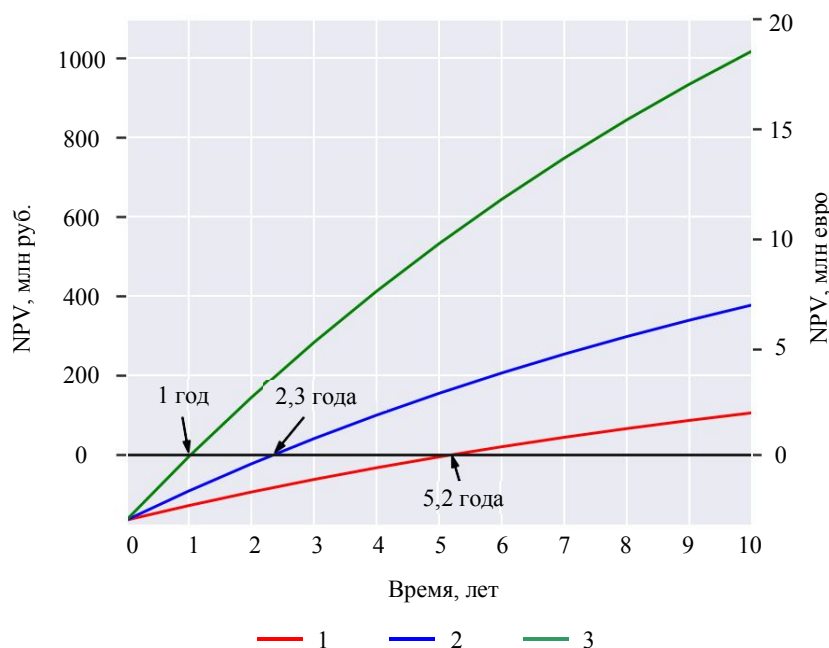


Рис.6. Профиль изменения NPV при разных тарифах на выбросы CO₂
Тарифы: 1 – 16; 2 – 1440; 3 – 4800 руб./т CO₂

Заключение. Мировой тренд декарбонизации производства и неизбежность энергетического перехода создает угрозу для устойчивости предприятий угледобывающей промышленности. В связи с этим требуется исследование различных вариантов снижения углеродного следа готовой продукции. Одним из вариантов является строительство мощностей по утилизации ШМ.

Для оценки эффекта внедрения ГПУ разработана имитационная модель, учитывающая почасовое изменение профилей потребления и генерации, зависящей от концентрации и объема притока метана из угольной шахты.

Результаты моделирования показали, что при внедрении генерации на ШМ снижается плата за электроэнергию, при этом минимизируются объемы выбросов углекислого газа. При имплементации механизмов «зеленой экономики» при расчете платы за выбросы CO₂ инвестиционная привлекательность подобных проектов может возрасти в четыре раза. Однако для достижения такого состояния требуется серьезная работа по формированию национального рынка «квот на выбросы» парниковых газов в атмосфере.

Мировые тенденции перехода к безуглеродной и низкоуглеродной энергетике стимулируют предприятия к использованию распределенной генерации. В этом случае особенно важен выбор оптимальной стратегии энергетического развития угледобывающего предприятия.

Разработанная имитационная модель позволяет проводить дальнейшие исследования системы электроснабжения угольной шахты в части оценки мероприятий по внедрению распределенной генерации на ШМ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Global Non-CO₂ Greenhouse Gas Emission Projections & Mitigation Potential: 2015-2050. URL: <https://www.epa.gov/global-mitigation-non-co2-greenhouse-gases/global-non-co2-greenhouse-gas-emission-projections> (дата обращения 27.07.2022).
2. Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. URL: <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/> (дата обращения 28.07.2022).
3. Yuan-Ping Cheng, Lei Wang, Xiao-Lei Zhang. Environmental impact of coal mine methane emissions and responding strategies in China // International Journal of Greenhouse Gas Control. 2011. Vol. 5. Iss. 1. P. 157-166. DOI: 10.1016/j.ijggc.2010.07.007
4. Тайлаков О.В., Застрелов Д.Н., Уткаев Е.А. и др. Направления утилизации шахтного метана // Вестник Кузбасского государственного технического университета. 2015. № 6 (112). С. 62-66.
5. Schwietzke S., Sherwood O.A., Bruhwiler L.M.P. Upward revision of global fossil fuel methane emissions based on isotope database // Nature. 2016. Vol. 538. P. 88-91. DOI: 10.1038/nature19797
6. Miller S.M., Wofsy S.C., Michalak A.M. Anthropogenic emissions of methane in the United States // Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America. 2013. Vol. 110. Iss. 50. P. 20018-20022. DOI: 10.1073/pnas.1314392110
7. Джоюева А.К., Бригида В.С. Пространственная нелинейность динамики метановыделения в подземных скважинах для устойчивого развития геотехнологий // Записки Горного института. 2020. Т. 245. С. 522-530. DOI: 10.31897/PMI.2020.5.3
8. Vaughan A. EU's carbon tax will apply globally // New Scientist. 2021. Vol. 251. Iss. 3344. P. 18. DOI: 10.1016/S0262-4079(21)01276-8



9. Kiss T., Popovics S. Evaluation on the effectiveness of energy policies – Evidence from the carbon reductions in 25 countries // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2021. Vol. 149. № 111348. DOI: 10.1016/j.rser.2021.111348
10. Dorsey-Palmateer R., Niu B. The effect of carbon taxation on cross-border competition and energy efficiency investments // *Energy Economics*. 2020. Vol. 85. № 104602. DOI: 10.1016/j.eneco.2019.104602
11. EU Carbon Permits – 2022 Data – 2005-2021 Historical – 2023 Forecast – Price – Quote. URL: <https://tradingeconomics.com/commodity/carbon> (дата обращения 26.06.2022).
12. Балаиов М.М. Влияние механизмов углеродного регулирования на развитие промышленности Российской Федерации // *Стратегические решения и риск-менеджмент*. 2020. Т. 11. № 4. С. 354-365. DOI: 10.17747/2618-947X-2020-4-354-365
13. Устинов Д.А., Сычев Ю.А., Ковальчук М.С. и др. Тенденции развития промышленных накопителей энергии для устойчивого развития предприятий минерально-сырьевого комплекса // *Горная промышленность*. 2021. № S5-2. С. 89-96.
14. Ненша Ф.С., Красильников М.И., Перевалов К.В. Применение цифровой платформы для построения интеллектуальных систем управления энергообеспечением предприятий горной промышленности // *Автоматизация и IT в энергетике*. 2021. № 5 (142). С. 26-34.
15. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Устинов Д.А. Эффективность распределенной энергетики в условиях минерально-сырьевого комплекса // *Промышленная энергетика*. 2019. № 5. С. 8-16.
16. Бригида В.С., Голик В.И., Дмитрак Ю.В., Габараев О.З. Обеспечение устойчивости подрабатываемых наклонных дегазационных скважин при интенсивной разработке свит газоносных угольных пластов // *Записки Горного института*. 2019. Т. 239. С. 497-501. DOI: 10.31897/PMI.2019.5.497
17. Жуковский Ю.Л., Семенюк А.В., Алиева Л.З., Арапова Е.Г. Цифровые платформы на основе блокчейн для снижения углеродного следа горных предприятий // *Горный информационно-аналитический бюллетень*. 2022. № 6-1. С. 361-378. DOI: 10.25018/0236_1493_2022_61_0_361
18. Lashmar N., Wade B., Molyneaux L., Ashworth P. Motivations, barriers, and enablers for demand response programs: A commercial and industrial consumer perspective // *Energy Research & Social Science*. 2022. Vol. 90. № 102667. DOI: 10.1016/j.erss.2022.102667
19. Ratner S. Chapter 10 – Smart grids in Russia: status, barriers, and prospects for development // *Recent Advances in Renewable Energy Technologies*. London: Academic Press, 2022. P. 377-402. DOI: 10.1016/B978-0-12-823532-4.00010-0
20. Villar J., Bessa R., Matos M. Flexibility products and markets: Literature review // *Electric Power Systems Research*. 2018. Vol. 154. P. 329-340. DOI: 10.1016/j.epsr.2017.09.005
21. Degefa M.Z., Sperstad I.B., Sæle H. Comprehensive classifications and characterizations of power system flexibility resources // *Electric Power Systems Research*. 2021. Vol. 194. № 107022. DOI: 10.1016/j.epsr.2021.107022
22. Mitrova T., Melnikov Y. Energy transition in Russia // *Energy Transit*. 2019. Vol. 3. № 73-80. DOI: 10.1007/s41825-019-00016-8
23. Meybodi M.A., Behnia M. Australian coal mine methane emissions mitigation potential using a Stirling engine-based CHP system // *Energy Policy*. 2013. Vol. 62. P. 10-18. DOI: 10.1016/j.enpol.2013.07.040
24. Hummel J.A., Ruiz F.A., Kelafant J.R. Quantifying the benefits of coal mine methane recovery and use projects: Case study on the application of in-mine horizontal pre-drainage boreholes at gassy coal mines in India and the optimization of drainage system design using reservoir simulation // *Environmental Technology & Innovation*. 2018. Vol. 10. P. 223-234. DOI: 10.1016/j.eti.2018.03.003
25. Uddin N., Blommer M., Taplin R., Laurence D. Sustainable development outcomes of coal mine methane clean development mechanism Projects in China // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2015. Vol. 45. P. 1-9. DOI: 10.1016/j.rser.2015.01.053
26. Богданов И.А., Веприков А.А., Касьянова А.Н., Моренов В.А. Повышение энергоэффективности электротехнических комплексов когенерационных установок для электроснабжения объектов нефтегазовых предприятий // *Международный научно-исследовательский журнал*. 2017. № 12-5 (66). С. 59-63. DOI: 10.23670/IRJ.2017.66.144
27. Шклярский Я.Э., Салов Р.А. Повышение эффективности работы энергетических центров на попутном газе // *Известия Тульского государственного университета. Технические науки*. 2017. № 12-2. С. 484-492.
28. Ютяев А.Е., Беляев В.В., Агафонов В.В. Когенерация ресурсосберегающих технологий при разработке угольных месторождений // *Горный информационно-аналитический бюллетень*. 2013. № 6. С. 69-74.
29. Varnavskiy K., Nepsha F., Kostomarov R., Chen Q.G. Underground hard-coal mine as a hosting facility for a data processing center infrastructure // *XX Conference of PhD Students and Young Scientists, 14-16 October 2020, Poland*. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2021. Vol. 684. № 012015. DOI: 10.1088/1755-1315/684/1/012015
30. Karacan C.Ö., Ruiz F.A., Cotè M., Phipps S. Coal mine methane: A review of capture and utilization practices with benefits to mining safety and to greenhouse gas reduction // *International Journal of Coal Geology*. 2011. Vol. 86. Iss. 2-3. P. 121-156. DOI: 10.1016/j.coal.2011.02.009
31. Feifei Yin, Baisheng Nie, Yueying Wei, Shuangshuang Lin. Co-Production System Based on Lean Methane and Biogas for Power Generation in Coal Mines // *Atmosphere*. 2022. Vol. 13. Iss. 5. № 803. DOI: 10.3390/atmos13050803
32. Xinxin Wang, Fubao Zhou, Yihan Ling et al. Overview and Outlook on Utilization Technologies of Low-Concentration Coal Mine Methane // *Energy Fuels*. 2021. Vol. 35. Iss. 19. P. 15398-15423. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.1c02312
33. Каледина Н.О., Малашук В.А. Промышленное извлечение метана на действующих угольных шахтах комплексной системой «Вентиляциядегазация» // *Горный информационно-аналитический бюллетень*. 2006. № S5. С. 413-425.
34. Fubao Zhou, Tongqiang Xia, Xinxin Wang et al. Recent developments in coal mine methane extraction and utilization in China: A review // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2016. Vol. 31. P. 437-458. DOI: 10.1016/j.jngse.2016.03.027
35. Воронин В.А., Ненша Ф.С. Имитационное моделирование электропривода очистного комбайна для оценки показателей энергоэффективности системы электроснабжения // *Записки Горного института*. 2020. Т. 246. С. 633-639. DOI: 10.31897/PMI.2020.6.5



36. Voronin V.A., Nepsha F.S. Modelling and Simulation of Scraper Face Conveyor Electric Drive // 2020 Ural Smart Energy Conference (USEC), 13-15 November 2020, Ekaterinburg, Russia. IEEE, 2020. P. 63-67. DOI: [10.1109/USEC50097.2020.928120237](https://doi.org/10.1109/USEC50097.2020.928120237)
37. Amidpour M., Man M.H.K. Cogeneration and Polygeneration Systems. London: Academic Press, 2020. 406 p.
38. Коэффициент выбросов диоксида углерода по Первой синхронной зоне ЕЭС России АО «АТС». URL: <https://www.atsenergo.ru/results/co2> (дата обращения 05.08.2022).
39. Савитенко М.А., Рабков Б.А. Применение водорода в энергетике: вопросы экологии // Турбины и Дизели. 2021. № 1. С. 10-16.

Авторы: **Ф.С.Непша**, канд. техн. наук, старший научный сотрудник, nepshafs@kuzstu.ru, <https://orcid.org/0000-0002-7468-2548> (Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф.Горбачева, Кемерово, Россия), **В.А.Воронин**, канд. техн. наук, научный сотрудник, <https://orcid.org/0000-0002-7242-9100> (Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф.Горбачева, Кемерово, Россия), **А.С.Ливен**, техник, <https://orcid.org/0000-0001-9138-6858> (Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф.Горбачева, Кемерово, Россия), **А.С.Корнеев**, научный сотрудник, <https://orcid.org/0000-0001-6264-7609> (Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф.Горбачева, Кемерово, Россия).

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.