



Методические подходы к оценке эффективности перевода дизельных электростанций на альтернативные виды топлива

© Е.Р. Абдулина

Иркутский национальный исследовательский технический университет, г. Иркутск, Россия

Резюме: Цель статьи – рассмотрение методов оценки эффективности перевода дизельных электростанций на альтернативные виды топлива. Для обеспечения изолированных удаленных районов Крайнего Севера электроэнергией применяются дизельные электростанции, на которых используется дорогостоящее привозное дизельное топливо. Стоимость производимой на нем электроэнергии колеблется от 10 до 40 руб./кВт·ч. Освоение месторождений полезных ископаемых в этих районах (таких как природный газ и нефть), позволяет переводить местные дизельные электростанции на другие виды топлива. Данный переход требует значительных инвестиций в модернизацию существующих дизельных электростанций. Для этого необходимо технико-экономическое обоснование перевода на другие виды топлива. В исследованиях использованы официальные данные, методы сравнительного анализа и результаты расчетов автора. Расчеты произведены на производственно-финансовой модели. Дана краткая характеристика мировой практики оценки экономической эффективности инвестиционных проектов. Представлен метод оценки эффективности перевода действующих дизельных электростанций на альтернативные виды топлива (природный газ). Представителями энергосберегающей политики предлагается постепенный переход действующих дизельных электростанций на альтернативные виды топлива, экономически и технически более выгодные в тех или иных условиях удаленных территорий Крайнего Севера. На примере перевода существующей дизельной электростанции на природный газ появилась возможность оценить высокую эффективность данного проекта.

Ключевые слова: дизельная электростанция, дизельное топливо, природный газ, альтернативные виды топлива, показатели эффективности проекта

Информация о статье: Дата поступления 13 мая 2019 г.; дата принятия к печати 31 мая 2019 г.; дата онлайн-размещения 28 июня 2019 г.

Для цитирования: Абдулина Е.Р. Методические подходы к оценке эффективности перевода дизельных электростанций на альтернативные виды топлива. *Вестник Иркутского государственного технического университета*. 2019;23(3):492–502. DOI: 10.21285/1814-3520-2019-3-492-502

Methodological approaches to efficiency estimation of diesel electric power station switch to alternative fuel types

Elena R. Abdulina

Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia

Abstract: The purpose of the article is to consider the estimation methods of the efficiency of diesel power stations switch to alternative kinds of fuel. To provide isolated remote areas of the Far North of Russia with electric energy, diesel power stations are used, which require expensive imported diesel fuel. The cost of the produced electric energy ranges from 10 to 20 rubl/kWh. Development of mineral resources such as natural gas, oil in these areas allows to transfer local diesel power stations to other kinds of fuel. This switch requires a significant investment in the modernization of existing diesel power stations substantiated by a feasibility study of the switch to other fuels. The study uses official data, methods of comparative analysis and author's calculation results. The calculations are made on the basis of the production and financial model. The world practice of investment project economic efficiency assessment is briefly characterized. A method to estimate the efficiency of existing diesel power stations switch to alternative types of fuel (natural gas) is presented. The representatives of the energy-saving policy propose a gradual transition of existing diesel power plants to alternative types of fuel that are economically and technically more advantageous in certain conditions of remote areas of the Far North. On example of existing diesel power plant switch to natural gas an opportunity has been received to evaluate the high efficiency of the project.

Keywords: diesel power station, diesel fuel, natural gas, alternative types of fuel, project performance indicators

Information about the article: Received May 13, 2019; accepted for publication May 31, 2019; available online June 28, 2019.

For citation: Abdulina E.R. Methodological approaches to efficiency estimation of diesel electric power station switch to

1. ВВЕДЕНИЕ

В удаленных районах Крайнего Севера себестоимость производимой на дизельных электростанциях электроэнергии на привозном топливе очень высока. Дизельное топливо доставляется издалека в эти труднодоступные районы и является дорогостоящим, цена производимой на нем электроэнергии колеблется от 10 до 40 руб./кВт·ч [1–7].

В связи с освоением мест добычи углеводородов в районах Крайнего Севера появляется возможность переводить местные дизельные электростанции на добываемые рядом виды топлива [8, 9], что позволит снизить затраты на него, тем самым сократив расходы на производство электроэнергии [10–13].

Для компаний, использующих дизельные электростанции для выработки электроэнергии, возникает необходимость в поиске оптимальных вариантов энергоснабжения с использованием альтернативных видов топлива. Оптимальный вариант перевода дизельной электростанции на другие виды горючего выбирают исходя из оценки эффективности проекта по переводу на тот или иной вид топлива. Для анализа эффективности перевода дизельных электростанций на другие виды горючего предлагается разработанная автором производственно-финансовая модель, основанная на принятых в Российской Федерации «Методических рекомендациях по оценке эффективности инвестиционных проектов»¹.

2. МЕТОДЫ АНАЛИЗА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ В ЭНЕРГЕТИКЕ

В мировой практике накоплен большой опыт оценки экономической эффектив-

ности инвестиционных проектов, который базируется на присущих конкретной отрасли различных методиках.

Международная практика обоснования проектов использует такие обобщающие показатели эффективности проекта как чистый дисконтированный поток денежных средств (NPV), внутренняя норма доходности (IRR), простой срок окупаемости (PBP), дисконтированный срок окупаемости (DPBP), индекс прибыльности (PI) и др. [14, 15].

При расчете этих показателей используют таблицу денежных потоков, которая содержит сводные данные об инвестициях, текущих затратах по каждому году реализации такого проекта. С ее помощью рассчитывают чистый дисконтированный поток денежных средств, срок окупаемости проекта и другие критерии, выбранные для оценки эффективности.

Показатель чистого дисконтированного денежного потока представляет собой разность между денежными потоками базового варианта и альтернативного, учитывающими суммарный доход от реализации проекта, рассчитанного за период реализации проекта и всех видов расходов, суммированных за тот же период, с учетом фактора времени (1). Максимум чистого дисконтированного потока денежных средств выступает как один из важнейших критериев обоснования проекта, он обеспечивает максимизацию доходов инвесторов в долгосрочном планировании.

$$NPV = \sum_{t=1}^T (Z_t^B - Z_t^A) \cdot D_t, \quad (1)$$

где: Z_t^B – денежный поток базового варианта в период t ($t=1, \dots, T$); Z_t^A – денежный поток альтернативного варианта в период t ($t=1, \dots, T$); D_t – коэффициент дисконтирования ($t=1, \dots, T$).

¹Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов: утв. Минэкономки РФ, Минфином РФ, Госстроем РФ от 21.06.1999. № ВК 477 / Methodical recommendations for investment project effectiveness estimation. Approved by the Ministry of Economics of the Russian Federation, the Ministry of Finance of the Russian Federation, State Committee for Construction of the Russian Federation of 21 June 1999, no. VK 477.



Проект считается эффективным (при принятой норме дисконта), если NPV инвестиционного проекта больше нуля.

Графическое отображение динамики показателя дисконтированного чистого денежного потока, рассчитанного нарастающим итогом, представляет собой финансовый профиль проекта (рис. 1).

Внутренняя норма доходности рассчитывается аналитически как пороговое значение рентабельности, при которой чистый дисконтированный поток денежных средств равен нулю (2):

$$IRR = D_1 + \frac{PNPV \cdot (D_1 - D_2)}{|PNPV| + |NNPV|}, \quad (2)$$

где $PNPV$ – положительное значение чистого дисконтированного потока денежных средств при коэффициенте дисконтирования, равном D_1 ;

$NNPV$ – отрицательное значение чистого дисконтированного дохода при коэффициенте дисконтирования D_2 , а разность между D_1 и D_2 не более 1%.

Проект считается рентабельным, если внутренняя норма доходности не ниже исходного порогового значения.

Индекс прибыльности определяется как отношение чистого денежного потока к сумме всех инвестиций, рассчитывается аналитически для каждого года реализации

проекта, но может и как среднегодовая величина (3):

$$PI = PV / K^A, \quad (3)$$

где PV – чистый денежный поток; K^A – объем первоначальных инвестиций альтернативного варианта.

Чем выше PI , тем больше отдача от первоначальных инвестиций.

Срок окупаемости представляет собой период времени, в течение которого доходы возмещают основные первоначальные инвестиции и другие затраты, связанные с инвестиционным проектом. Показатель определяется по таблице денежных потоков или с помощью графика (рис. 1).

Инвестиционный проект считается эффективным, если срок окупаемости меньше или равен периоду времени, определяемому на основе прошлых опытов осуществления аналогичных проектов.

Максимальный денежный отток – наименьшее отрицательное значение чистого дисконтированного дохода, рассчитанного нарастающим итогом. Этот показатель отражает необходимые размеры финансирования проекта и включает в себя все другие затраты. Показатель определяется по таблице денежных потоков или определяется с помощью графика, представленного на рис. 1.



Рис. 1. Финансовый профиль инвестиционного проекта
Fig. 1. Financial profile of the investment project

Эффективность инвестиционного проекта оценивается с учетом всех показателей, перечисленных или определенных инвестором, поскольку ни один из них не является единственным и достаточным для оценки.

Повышению надежности таких оценок служит анализ чувствительности, который представляет собой расчет зависимости обобщающих финансово-экономических показателей от тех или иных изменений исходных данных проекта, он позволяет обосновать выбранные варианты.

Анализ чувствительности показателей связан с исследованием риска [16], именно он показывает невозможность предсказать условия реализации плана, возможное снижение эффективности, вплоть до перехода в убыточный проект.

Также проводится исследование равноэкономичности базового и альтернативного вариантов с целью соотношения цен на топливо – оба варианта становятся равнозначными по затратам.

3. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПЕРЕВОДА ДЕЙСТВУЮЩИХ ДИЗЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ НА АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ ВИДЫ ТОПЛИВА

Для выбора более подходящего варианта перевода на альтернативные виды горючего все варианты сравнивают с существующим вариантом – использованием дизельного топлива.

Для сравнения проектов по базовому варианту и модификации перевода дизельной электростанции на другое топливо необходимо определить размеры инвестиций и текущие расходы для каждой вариации.

Текущие расходы включают в себя затраты на используемое топливо, прочие эксплуатационные издержки: общепроизводственные расходы (без амортизации), неучтенные материальные траты; финансовые ресурсы на оплату труда с отчислениями, а также за загрязнение окружающей среды, налоги и амортизационные составляющие.

Для оценки эффективности перевода действующих дизельных электростанций на альтернативные виды топлива предлагается разработанная производственно-финансовая модель, смысл которой заключается в сравнении денежных потоков по базовому и альтернативному вариантам (1).

Денежный поток базового варианта включает в себя все доходы и расходы по реализации основной модификации и рассчитывается по (4):

$$Z^B = \sum_{t=1}^T (K_t^B + W_t^B * b_t^B * L_t^B + Z_t^B * n_t^B + \Gamma_t^B + H_t^B + \mathcal{E}_t^B - A_t^B), \quad (4)$$

где K_t^B – капитальные затраты, млн руб.; $W_t^B * b_t^B * L_t^B$ – затраты на топливо, млн руб.; $Z_t^B * n_t^B$ – затраты на оплату труда, млн руб.; Γ_t^B – прочие эксплуатационные затраты, млн руб.; H_t^B – налоги, млн руб.; $\mathcal{E}_t^B$ – плата за загрязнение окружающей среды, млн руб.; A_t^B – амортизация, млн руб.

Капитальные затраты для базового варианта будут равны нулю, т.к. при текущем состоянии дизельной электростанции они не требуются.

Затраты на дизельное топливо определяются по (5):

$$Z_T^B = W_T^B * b_t^B * L_t^B, \quad (5)$$

где L_t^B – цена дизельного топлива, тыс. руб./т; b_t^B – удельный расход дизельного топлива, тыс. т/кВт·ч; W_t^B – выработанная электроэнергия, млн кВт·ч.

Затраты на оплату труда с отчислениями базового варианта определяются по (6):

$$Z_{\Phi OT}^B = Z_t^B * n_t^B, \quad (6)$$

где Z_t^B – средняя заработная плата работников дизельной электростанции при работе на дизельном топливе, млн руб.; n_t^B – численность персонала на дизельной электростанции при работе на дизельном топливе, чел.



Прочие эксплуатационные затраты базового варианта состоят из общепроизводственных затрат и неучтенных расходов, они определяются по формуле (7):

$$\Gamma_t^B = Z_{\text{общ.пр.}}^B + Z_H^B, \quad (7)$$

где $Z_{\text{общ.пр.}}^B$ – общепроизводственные затраты базового варианта, млн руб.; Z_H^B – прочие неучтенные затраты базового варианта, млн руб.

Денежный поток альтернативного варианта рассчитывается по аналогии с базовым и содержит те же составляющие, определяемые по аналогичным формулам.

Капитальные затраты для альтернативного варианта будут состоять из первоначальных инвестиций (в млн руб.).

Для определения амортизационных отчислений для базового и альтернативного вариантов учитывается балансовая стоимость существующего оборудования и нового смонтированного с учетом срока полезного использования.

Налог на имущество для базового и альтернативного вариантов определяется как 2,2% от среднегодовой стоимости установленного оборудования (в млн руб.).

Используя эту производственно-финансовую модель, произведем оценку эффективности перевода действующей дизельной электростанции на природный газ. Оценка будет осуществлена для конкретной дизельной электростанции, расположенной в Республике Саха (Якутия), состоящей из 6 дизель-генераторов «Wärtsilä» мощностью 3 375,0 кВт.

4. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПЕРЕВОДА ДИЗЕЛЬНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ НА ПРИРОДНЫЙ ГАЗ. ИСХОДНЫЕ ПРЕДПОСЫЛКИ

Топливо-энергетический баланс рассматриваемой промплощадки был составлен с использованием исходной информации, предоставленной компанией, которой принадлежит месторождение. В табл. 1 приведены фактические показатели выработки электрической энергии и расходы дизельного топлива (исходные предпосылки для расчетов).

Электрическая нагрузка рассчитывалась с учетом числа часов использования максимальной мощности $T_{\text{макс}} = 6\,000$ ч.

Удельный расход дизельного топлива был получен расчетным способом, исходя из выработки и потребления электрической энергии.

Собственные нужды дизельной электростанции «Wärtsilä» на дизельном топливе составляют 6%.

Общепроизводственные расходы – 247,3 млн руб./год.

Технико-экономические показатели вариантов использования топлива рассчитываются с помощью производственно-финансовой модели, в которой рассматриваются и рассчитываются технические и экономические данные. К техническим показателям относятся: выработка электроэнергии, собственные нужды, отпущенная электроэнергия, расход топлива на выработку электроэнергии, коэффициент полезного действия (КПД).

Таблица 1

Выработка электрической энергии и расход дизельного топлива

Table 1

Electric power generation and diesel consumption

Дизельная электростанция	Нагрузка, МВт	Выработка, млн кВт·ч	Потребление, млн кВт·ч	Годовой расход топлива, тыс. т	Удельный расход топлива, г/кВт·ч	Собственные нужды, млн кВт·ч
Wärtsilä	15,1	52,8	49,6	11,0	209,0	3,2

К экономическим показателям относятся: себестоимость производства электрической энергии, затраты на топливо, на оплату труда, за загрязнение окружающей среды, прочие эксплуатационные издержки и полные материальные расходы с учетом требуемых инвестиций. Показатели рассчитываются как по годам, так и в целом за весь рассматриваемый период, который составляет 20 лет. Коэффициент дисконтирования в расчетах – 11.

Преимущества природного газа перед дизельным топливом ведут [17–20] к снижению платы за загрязнение окружающей среды до 20% и снижению затрат на топливо (минимальные затраты на добычу, транспортировку и подготовку газа к сжиганию).

Для перевода действующей дизельной электростанции на природный газ рассматривались двухтопливные двигатели, переведенные на частичное сжигание газа, где он является основным топливом, потребление которого составляет 80%, а также дизельное топливо, используемое как

запальное для зажигания газозоудной смеси внутри камеры сгорания, потребление которого составляет 20%.

Одной из особенностей таких двигателей является повышенная потребность в смазочном масле, затраты на смазочное масло учитывались при определении прочих эксплуатационных затрат.

Модернизация сохраняет срок службы компонентов установки, график проведения технического обслуживания и капитального ремонта в соответствии с требованиями завода-изготовителя, значит, общепроизводственные и прочие неучтенные затраты при переводе дизельной электростанции на природный газ останутся как при использовании дизельного топлива.

Собственные нужды сократятся на природном газе на 2% и составят 4%.

Принципиально технология сжигания газа не отличается от технологии сгорания дизельного топлива, поэтому затраты на оплату труда с отчислениями останутся как при сжигании дизельного топлива.

Таблица 2

Технико-экономические показатели

Table 2

Technical and economic indicators

Показатель, единица измерения	Базовый вариант	Вариант перевода на природный газ
Инвестиции		
ДЭС «Wärtsilä», млн руб., в т. ч.:	–	445,5
ПИР, млн руб.	–	17,2
Оборудование, млн руб.	–	291,4
доставка оборудования, млн руб.	–	87,4
ПНР, млн руб.	–	49,5
Стоимостные показатели		
Дизельное топливо, тыс. руб./т	48,5	48,5
Природный газ (сетевой), тыс. руб./тыс. м ³	–	12,1
Потребление топливных ресурсов		
Удельный расход топлива на выработку электроэнергии, г у.т./кВт·ч	303,0	323,0
Выработка электроэнергии, млн кВт·ч	52,8	51,7
Собственные нужды, млн кВт·ч	3,2	2,1
Отпущенная электроэнергия, млн кВт·ч	49,6	49,6
КПД	0,38	0,37

Примечание. Источник – расчеты автора / Source – author calculations.



Инвестиции в модернизацию существующей дизельной электростанции на природный газ будут состоять из затрат на проектно-изыскательские работы (ПИР), стоимости оборудования и его доставки к объекту, а также затрат на пуско-наладочные работы (ПНР).

В табл. 2 указаны технико-экономические показатели перевода действующей дизельной электростанции на природный газ.

В соответствии с исходными данными, произведена оценка перевода дизельной электростанции на природный газ, результаты которой приведены в сравнительной табл. 3.

Из расчетов очевидно, что полные

затраты за рассматриваемый период при переводе на природный газ сократятся на 4,4 млрд за счет значительного снижения затрат на топливо. Себестоимость электроэнергии, произведенной на природном газе, снизится на 26,9%.

Перечень ключевых показателей эффективности проекта приведен в табл. 4.

Финансовый профиль проекта по переводу действующей дизельной электростанции на природный газ приведен на рис. 2.

Ключевые показатели проекта: положительный NPV, IRR 41,8%, срок окупаемости 3 года иллюстрируют высокую эффективность перевода действующей дизельной электростанции на природный газ.

Таблица 3

Технико-экономические показатели перевода действующей дизельной электростанции на природный газ за рассматриваемый период

Table 3

Technical and economic indicators of the operating diesel power station switch to natural gas for the period under consideration

Показатель, единица измерения	Базовый вариант	Вариант перевода на природный газ
Затраты равны, млн руб., в т.ч.:	16 260,7	11 882,6
Затраты на топливо, млн руб.	10 697,2	5 330,7
Оплата труда с отчислениями, млн руб.	476,9	476,9
Прочие эксплуатационные затраты, млн руб.	5 216,7	5 862,7
Плата за загрязнение окружающей среды, млн руб.	1,3	0,3
Себестоимость электроэнергии с учетом амортизации, руб./кВт·ч	17,0	12,4
Снижение себестоимости электроэнергии в сравнении с базовым вариантом, %	–	26,9

Примечание. Источник – расчеты автора / Source – author calculations.

Таблица 4

Ключевые показатели эффективности проекта

Table 4

Key project performance indicators

Показатель, единица измерения	Величина
Чистый дисконтированный поток денежных средств, млн руб.	1 503,5
Внутренняя норма доходности, %	41,8
Индекс прибыльности	3,4
Простой срок окупаемости проекта, лет	3,0
Дисконтированный срок окупаемости проекта, лет	3,4

Примечание. Источник – расчеты автора / Source – author calculations.

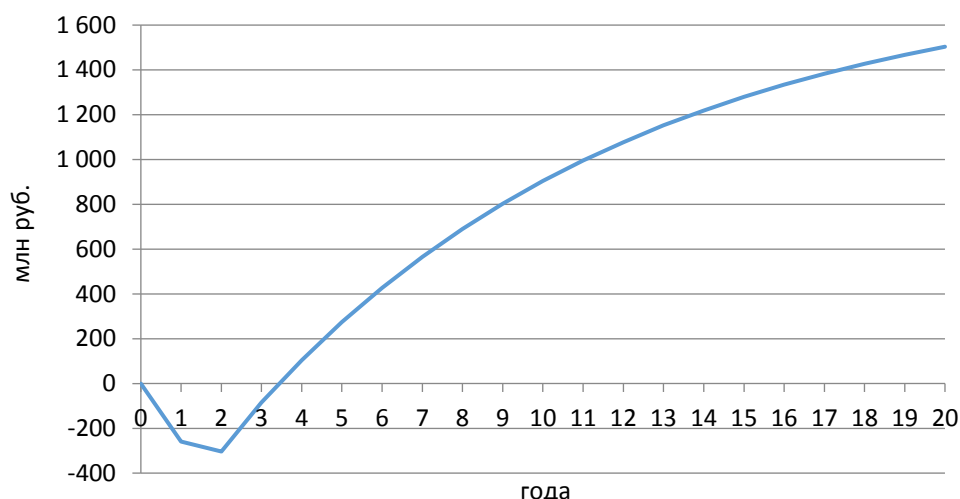


Рис. 2. Показатель эффективности проекта потока денежных средств, млн руб.
Fig. 2. Project cash flow performance indicator, mln rub

Проведенный анализ чувствительности определил уровень влияния расчетных показателей инвестиционного проекта на достигнутые результаты. С помощью анализа чувствительности проекта определили критические границы изменения расчетных показателей проекта, в частности, как повлияет изменение цены топлива или изменение инвестиций на показатель эффективности проекта.

Анализ чувствительности показателя эффективности проекта NPV приведен на рис. 3, он позволяет увидеть степень воз-

действия исходных факторов (таких как колебание цены природного газа и изменение инвестиций), на экономическую эффективность проекта.

Из графика (рис. 3) видно, что на чувствительность показателя эффективности проекта значительно влияет изменение цены природного газа, а инвестиций – менее всего.

Исследование на равноэкономичность проекта показало область эффективности перевода дизельной электростанции на природный газ (рис. 4).

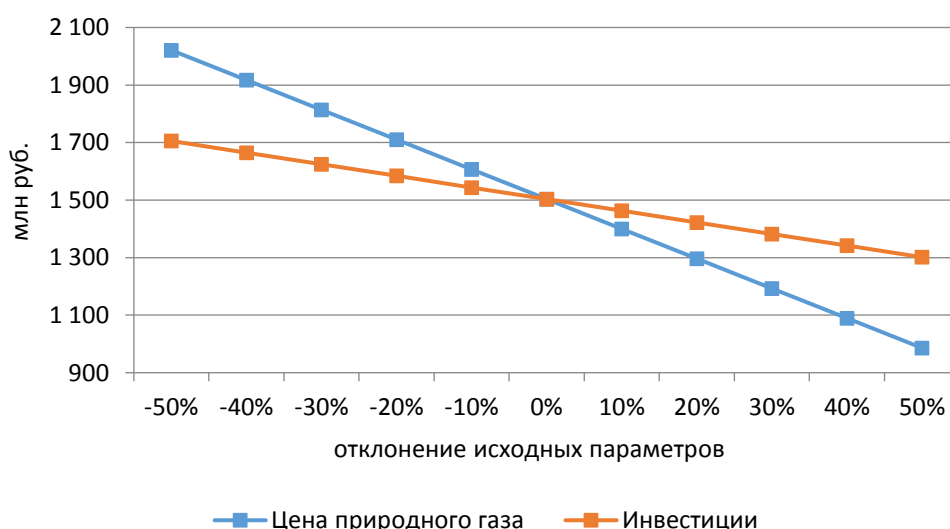


Рис. 3. График чувствительности показателя потока денежных средств, млн руб.
Fig. 3. Sensitivity chart of the cash flow indicator, mln rub.

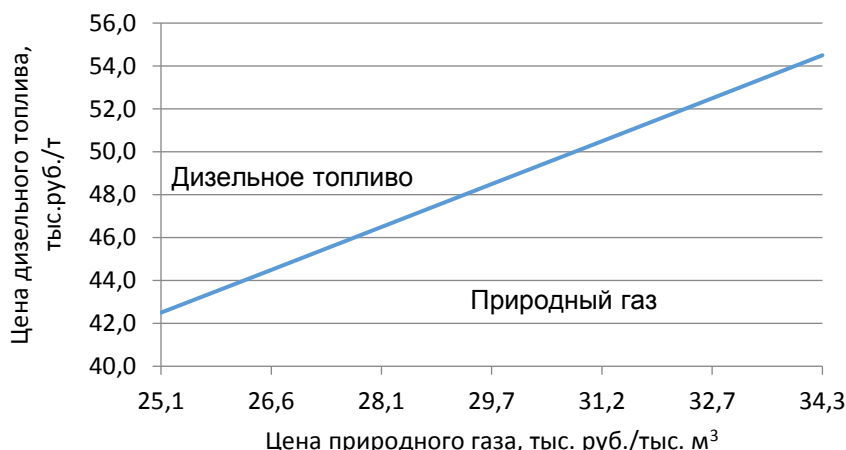


Рис. 4. Равноэкономичность варианта перевода действующей дизельной электростанции на природный газ

Fig. 4. Equal profitability of the option of the operating diesel power station switch to natural gas

Данное исследование в полной мере показало, что перевод действующей дизельной электростанции на природный газ оправдывает затраты на ее модернизацию.

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время в районах Крайнего Севера осуществляются разработки месторождений углеводородов, а это дает возможность для перевода дизельных электростанций, обеспечивающих изолированные районы электроэнергией, на более доступные и дешевые виды топлива, такие как природный газ.

Природный газ обладает рядом преимуществ перед дизельным топливом, и главные из них – это сокращение затрат на топливо и снижение негативного воздей-

ствия на окружающую среду.

Модернизация дизельных электростанций при переводе на природный газ потребует значительных инвестиций. Для оценки потребуется технико-экономическое обоснование перевода на данный вид топлива.

Для оценки эффективности перевода действующей дизельной электростанции была предложена производственно-финансовая модель, основанная на разнице денежных потоков базового и альтернативного вариантов, результаты расчетов на которой проиллюстрировали высокую эффективность перевода дизельной электростанции на использование природного газа, а также дали возможность оценить практическую значимость данной модели для обоснования таких проектов.

Библиографический список

1. Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф., Попов С.П., Петров Н.А. Малая энергетика Севера: проблемы и пути развития. Новосибирск: Наука, 2002. 188 с.
2. Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф., Попов С.П. Развитие малой энергетики на северо-востоке России: проблемы, эффективность, приоритеты // Малая энергетика: материалы международной научно-практической конференции (г. Москва, 21–24 ноября 2006 г.). Москва, 2006. 370 с.
3. Беляев Л.С., Лагерева А.В., Посекалин В.В. Энергетика XXI века: условия развития, технологии, прогнозы. Новосибирск: Наука, 2004. 386 с.

4. Санеев Б.Г., Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф., Ижбулдин А.К. Автономные энергоисточники на севере Дальнего Востока: характеристики и направления диверсификации // Пространственная экономика. 2018. № 1. С. 101–116.
5. Санеев Б.Г., Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф. Проблемы энергетики восточной зоны Российской Арктики и возможные пути решения // Синергия Арктики. 2018. № 4. С. 80–88.
6. Лебедев М.П., Слепцов О.И., Кобылин В.П., Шадрин А.П. Проблемы северного завоза органического топлива и роль использования АСММ в условиях

Крайнего Севера // Атомные станции малой мощности: новое направление развития энергетики. М.: Наука, 2011. С. 64–78.

7. Крылов Д.А. Поиск путей оптимального энерго-снабжения изолированных потребителей Республики Саха (Якутия) // Бюллетень по атомной энергии. 2008. № 7. С. 18–21.

8. Моргунова М.О., Цуневский А.Я. Энергия Арктики. М.: Энергия, 2012. С. 41–54.

9. Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф., Ижбулдин А.К., Симоненко А.Н. Освоение минерально-сырьевых ресурсов севера: варианты энергоснабжения // Регион: экономика и социология. 2011. № 4. С. 187–199.

10. Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф. Обоснование рациональных вариантов энерго-, топливоснабжения децентрализованных потребителей региона: метод. подход, результаты исследований // Энергетическая политика. 2011. № 4. С. 42–49.

11. Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф., Халгаева Н.А. Развитие систем энергоснабжения изолированных и труднодоступных потребителей // Восточный вектор энергетической стратегии России: современное состояние, взгляд в будущее. Новосибирск: Гео, 2011. С. 207–240.

12. Залманов Л.Р., Крышина Т. М. Перевод дизельных электростанций на газ [Электронный ресурс] // Интернет-журнал «Энергетик». 2014. № 1. URL: <http://www.energetik.energy-journals.ru/index.php/EN/article/view/10> (дата обращения: 14.12.2018).

13. Санеев Б.Г., Платонов Л.А., Майсюк Е.П., Ижбулдин А.К. Комплексное использование природного газа в Байкальском регионе: предпосылки, направления, условия реализации // Регион: экономика и социология. 2012. № 3 (75). С. 190–202.

14. Санеев Б.Г., Соколов А.Д., Агафонов Г.В. Методы и модели разработки региональных энергетических

программ. Новосибирск: Наука, 2003. 140 с.

15. Бирман Г., Шмидт С. Экономический анализ инвестиционных проектов / пер. с англ. под ред. Л.П. Бельх. М.: Юнити, 1997. 631 с.

16. Красильников А. Подходы к оценке рисков инвестиционных проектов // Проблемы теории и практики управления. М.: Ленанд, 2018. № 1. С. 98–110.

17. Курс «Основы современной энергетики» [Электронный ресурс]. URL: <https://university.ie.corp/> (дата обращения: 26.11.2018).

18. Руководство по энергетической статистике. Франция: Междунар. энергетическое агентство, Организация экон. сотрудничества и развития при содействии Статистического бюро Европейских сообществ (Евростат), 2007 [Электронный ресурс]. URL: http://www.gks.ru/metod/ManualRussian_web.pdf (дата обращения: 26.11.2018).

19. Бармин И.В., Кулис И.Д. Сжиженный природный газ вчера, сегодня, завтра. М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2009. 256 с.

20. Кидни А. Дж., Парриш У.Р., Маккартни Д. Основы переработки природного газа / пер. с англ. 2-е изд. СПб.: Профессия, 2014. 664 с.

21. Faramawy S., Zaki T., Sakr A.A.-E. Natural gas origin, composition, and processing: A review // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2016, p. 34–54. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.06.030>

22. Viswanathan B. Chapter 3 - Natural Gas. Energy Sources. Fundamentals of Chemical Conversion Processes and Applications. 2017. P. 59–79. DOI: <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-56353-8.00003-4>

23. Yuanger A.H., Eng H. Natural Gas Processing Principles and Technology. Part 1. 2004. [Электронный ресурс] URL: <http://oilproduction.net/files/Natural%20Gas%20Processing%20Principles%20and%20Technology-Parte%201.pdf> (дата обращения: 09.01.2019)

References

1. Ivanova I.Yu., Tuguzova T.F., Popov S.P., Petrov N.A. *Malaya energetika Severa: problemy i puti razvitiya* [Small-scale power generation of the North: problems and development directions]. Novosibirsk: Nauka Publ., 2002. 188 p. (In Russ.).

2. Ivanova I.Yu., Tuguzova T.F., Popov S.P. *Razvitiye maloy energetiki na severo-vostoke Rossii: problemy, effektivnost', priority* [Development of small-scale power generation in the north-east of Russia: problems, efficiency, priorities]. *Materialy mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii "Malaya energetika"* [Materials of the international scientific and practical conference "Small-scale power generation", Moscow, 21–24 November 2006]. Moscow, 2006, 370 p. (In Russ.).

3. Belyaev L.S., Lagerev A.V., Posekalin V.V. *Energetika XXI veka: usloviya razvitiya, tekhnologii, prognozy* [Energy sector of the XXI century: development conditions, technologies, forecasts]. Novosibirsk: Nauka Publ., 2004, 386 p. (In Russ.).

4. Saneyev B.G., Ivanova I.Yu., Tuguzova T.F., Izhbuldin

A.K. Autonomous energy sources in the north of the Far East: current state and directions of diversification. *Prostranstvennaya ekonomika* [Spatial Economics], 2018, no. 1, pp.101–116. (In Russ.).

5. Saneyev B.G., Ivanova I.YU., Tuguzova T.F. Energy problems of the eastern zone of Russian Arctic and possible solutions. *Sinergiya Arktiki* [Arctic Synergy], 2018, no. 4, pp. 80–88. (In Russ.).

6. Lebedev M.P., Sleptsov O.I., Kobylin V.P., Shadrin A.P. *Problemy severnogo zavoza organicheskogo topliva i rol' ispol'zovaniya ASMM v usloviyakh Kraynego Severa* [Problems of the northern delivery of organic fuels and the role of the use of low power nuclear power plants in the Far North]. *Atomnyye stantsii maloy moshchnosti: novoye napravleniye razvitiya energetiki* [Low power nuclear power plants: a new direction of energy sector development]. Moscow: Nauka Publ., 2011, pp. 64–78. (In Russ.).

7. Krylov D.A. Searching the ways for optimal energy sup-



ply of isolated consumers of the Sakha Republic (Yakutia). *Byulleten' po atomnoy energii*, 2008, no. 7, pp. 18–21. (In Russ.).

8. Morgunova M.O., Tsunevskiy A.Ya. *Energiya Arktiki* [Arctic energy]. Moscow: Energiya Publ., 2012, pp. 41–54. (In Russ.).

9. Ivanova I.Yu., Tuguzova T.F., Izhibuldin A.K., Simonenko A.N. Developing mineral and raw material resources in the north: energy supply variants. *Region: ekonomika i sotsiologiya* [Region: Economics and Sociology], 2011, no. 4, pp. 187–199. (In Russ.).

10. Ivanova I.Yu., Tuguzova T.F. Substantiation of efficient options of energy and fuel supply of decentralized consumers in the region: methodical approach, results of investigations. *Energeticheskaya politika* [Energy policy], 2011, no. 4, pp. 42–49. (In Russ.).

11. Ivanova I. YU., Tuguzova T.F., Khalgayeva N.A. *Razvitiye sistem energosnabzheniya izolirovannykh i trudnodostupnykh potrebiteley* [Development of power supply systems for isolated and remote consumers]. *Vostochnyy vektor energeticheskoy strategii Rossii: sovremennoye sostoyaniye, vzglyad v budushcheye* [Eastern vector of Russian energy strategy: current state and future outlook]. Novosibirsk: Geo Publ., 2011, pp. 207–240. (In Russ.).

12. Zalmanov L.R., Kryshina T.M. *Perevod dizel'nykh elektrostantsiy na gaz* [Diesel power plants switch to gas]. On-line journal "Energetic". 2014, no. 1. Available at: <http://www.energetik.energy-journals.ru/index.php/EN/article/view/10> (accessed 14 December 2018).

13. Saneyev B.G., Platonov L.A., Maysyuk Ye.P., Izhibuldin A.K. Complex use of natural gas in the Baikal region: background, directions, conditions of sale. *Region: ekonomika i sotsiologiya* [Region: Economics and Sociology], 2012, no. 3 (75), pp. 190–202. (In Russ.).

14. Saneev B.G., Sokolov A.D., Agafonov G.V. *Metody i modeli razrabotki regional'nykh energeticheskikh programm* [Methods and models of regional energy program development]. Novosibirsk: Nauka Publ., 2003, 140 p. (In Russ.).

15. Birman G., Schmidt S. Economic analysis of investment projects, 1997, 631 p. (Russ. ed.: *Ekonomicheskiy*

analiz investitsionnykh proyektov. Moscow, Unity Publ., 1997, 631 p.).

16. Krasil'nikov A. Approaches to investment project risk assessment. *Problemy teorii i praktiki upravleniya* [Problems of management theory and practice]. Moscow: Lenand Publ., 2018, no. 1, pp. 98–110. (In Russ.).

17. *Kurs «Osnovy sovremennoy energetiki»* [Fundamentals of Modern Power Engineering Course]. Available at: <https://university.ie.corp/> (accessed 26 November 2018).

18. *Rukovodstvo po energeticheskoy statistike. Frantsiya: Mezhdunarodnoye energeticheskoye agentstvo, Organizatsiya ekonomicheskogo sotrudnichestva i razvitiya pri sodeystvii Statisticheskogo byuro Yevropeyskikh soobshchestv (Yevrostat)* [Energy statistics guide. France: International Energy Agency, Organization for Economic Cooperation and Development with assistance of Statistical Bureau of the European communities (Eurostat)]. 2007. Available at: http://www.gks.ru/metod/ManualRussian_web.pdf (accessed 26 November 2018).

19. Barmin I.V., Kunis I.D. *Szhizhennyy prirodnyy gaz vchera, segodnya, zavtra* [Liquefied natural gas yesterday, today, tomorrow]. Moscow: Publishing House MSTU. N.E. Bauman, 2009. 256 p. (In Russ.).

20. Kidni A. Dzh., Parrish U.R., Makkartni D. Basics of natural gas processing, 2014, 664 p. (Russ. ed.: *Osnovy pererabotki prirodnogo gaza*, St. Petersburg, Profession Publ., 2014, 664 p.).

21. Faramawy S., Zaki T., Sakr A.A.-E. Natural gas origin, composition, and processing: A review. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2016. pp. 34–54. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.06.030>

22. Viswanathan B. Chapter 3 - Natural Gas. *Energy Sources. Fundamentals of Chemical Conversion Processes and Applications*. 2017. pp. 59–79. DOI: <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-56353-8.00003-4>

23. Yuanger A.H., Eng H. *Natural Gas Processing Principles and Technology*. – Part 1. 2004. URL: <http://oilproduction.net/files/Natural%20Gas%20Processing%20Principles%20and%20Technology-Parte%201.pdf> (09.01.2019).

Критерии авторства

Абдулина Е.Р. получила и оформила научные результаты и несет ответственность за плагиат.

Authorship criteria

Abdulina E.R. has obtained and formalized the scientific results and bears the responsibility for plagiarism.

Конфликт интересов

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Conflict of interests

The author declares that there is no conflict of interests regarding the publication of this article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

Абдулина Елена Равильевна,

аспирант,

Иркутский национальный исследовательский технический университет,

664074, Иркутск, ул. Лермонтова, 83, Россия,

e-mail: abdulinaelena@mail.ru

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Elena R. Abdulina,

Postgraduate student,

Irkutsk National Research Technical University,

83 Lermontov St., Irkutsk 664074, Russia,

e-mail: abdulinaelena@mail.ru