

УДК 621.486

## ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СВОБОДНОПОРШНЕВЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ С ВНЕШНИМ ПОДВОДОМ ТЕПЛОТЫ В СОСТАВЕ УСТАНОВОК МАЛОЙ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Шустров Ф.А., Иванов Д.А., Некрасов А.С.

ФГБОУ ВО «Московский политехнический университет», Москва, e-mail: shustrov@yandex.ru

В ходе выполнения обоснования внедрения генераторных установок на базе свободнопоршневых двигателей с внешним подводом теплоты (СП ДВПТ) на объектах малой распределенной энергетики проведена сравнительная оценка эффективности использования существующего электроснабжения и новых автономных установок, рассчитаны финансовые показатели с позиции потребителя, эксплуатирующего автономную энергоустановку на базе СП ДВПТ, в которой в качестве основного вида топлива используется природный газ, но существует возможность путем модификации камеры сгорания и устройства подачи топлива адаптировать двигатель для работы на возобновляемых источниках энергии и местных видах топлива. Представленные результаты расчетных исследований подтверждают высокий коммерческий потенциал энергоустановок на базе СП ДВПТ, что объясняется более низкой себестоимостью вырабатываемой электрической энергии по сравнению с централизованным энергоснабжением и возможностью максимального приближения к потребителям при снижении эксплуатационных затрат. Наибольшего экономического эффекта от замещения централизованного электроснабжения автономными энергоустановками на базе СП ДВПТ возможно достигнуть при эксплуатации установок высокой мощности.

**Ключевые слова:** малая распределенная энергетика, энергоустановка, свободнопоршневой двигатель с внешним подводом теплоты, экономическая эффективность

## TECHNO-ECONOMIC EVALUATION OF THE USE OF FREE PISTON EXTERNAL HEAT ENGINE IN THE COMPOSITION OF INSTALLATIONS OF SMALL SCALE DISTRIBUTED POWER ENGINEERING

Shustrov F.A., Ivanov D.A., Nekrasov A.S.

Moscow Polytechnic University, Moscow, e-mail: shustrov@yandex.ru

In progress for the introduction of generator sets on the basis of a free piston external heat engine (FPEHE) in small distributed power generation the comparative assessment of efficiency of use of the existing supply and a new stand-alone installations, calculated financial indicators with the position of the consumer operating the Autonomous power plant on the basis of FPEHE, in which the primary fuel is natural gas, but it is possible by modification of the combustion chamber and the device supplying fuel to the engine adapted to operate on renewable energy sources and local fuels. Presents the results of computational studies confirm high commercial potential of the power plants based on FPEHE, due to the lower cost of electric energy compared to centralized energy supply and the ability to come as close to consumers while reducing operating costs. The greatest economic effect from the replacement of centralized power by the Autonomous power plants based on FPEHE is possible to achieve the operation of the units of high power.

**Keywords:** small distributed power engineering, power plant, free piston external heat engine, economic efficiency

Одной из важных проблем энергетического комплекса России является децентрализация энергоснабжения, в условиях которой, по разным оценкам, находится около 2/3 территории страны.

Низкая плотность населения на этих территориях и относительно невысокая производственная деятельность являются основными причинами нерентабельности их обеспечения централизованным энергоснабжением, так как для этого требуется прокладка коммуникаций зачастую по труднодоступным территориям, имеющим сложную топографию.

Приведенные в «Энергетической стратегии России на период до 2030 года» цели направлены на повышение эффективности использования природных энергоресурсов

и потенциала энергетического сектора для обеспечения роста экономики, а также повышение качества жизни населения России [1].

К приоритетным направлениям развития энергетического сектора в области возобновляемых источников энергии и местных видов топлива можно отнести следующие:

– развитие и совершенствование технологий использования возобновляемых источников энергии, которые могут быть применены при практической реализации автономных энергетических комплексов для энергообеспечения районов с децентрализованным энергоснабжением;

– увеличение объемов производства и использования новых топлив, созданных из различных видов биомассы.

Согласно опубликованным данным предполагается, что к 2030 г. в Центральном, Южном, Сибирском и Дальневосточном ФО вырастет доля применения местных источников энергии за счет их использования при производстве энергии в удаленных районах.

Стоит отметить, что, несмотря на очевидную проблему обеспечения доступным и сравнительно дешевым энергоснабжением, этот вопрос сложен для решения в краткосрочной перспективе, поскольку требует проведения постепенного технического переоснащения с последовательным замещением действующих энергетических объектов, разработки и промышленного освоения новых энергоустановок и подготовки нормативно-правовой базы.

Для повышения экономической эффективности получения электроэнергии уже в краткосрочной перспективе следует обратить внимание на выработку электричества, используя существующие виды топлива, например, природного газа. В настоящее время активно решается вопрос газификации территории страны, а доступность этого вида топлива будет постепенно повышаться. При этом необходим выбор первичного преобразователя энергии, используемого для получения электроэнергии. Например, применение для этих целей газопоршневых ДВС ограничивается достаточно частым интервалом технического обслуживания, составляющим 300–500 часов, а проведение капитального ремонта может потребоваться уже после 8–10 тыс. часов работы, что с учетом стоимости работ, материалов и издержек, вызванных простоем оборудования, в итоге приводит к существенному увеличению стоимости электроэнергии.

Актуально использование природного газа для получения тепло- и электроэнергии в малоэтажных жилых домовладениях. Как правило, на таких объектах природный газ используется для получения тепловой энергии в отопительных целях, а электроснабжение происходит по электрическим сетям, и потребитель пользуется электричеством согласно установленному тарифу. Рост потребления электроэнергии при повышении тарифов заставляет рассматривать различные энергоустановки в качестве альтернативных источников электроэнергии, обладающих более высокой экономической эффективностью использования. Перспективным направлением является применение двигателей с внешним подводом теплоты для получения электроэнергии и, как вариант, совместной генерации тепловой мощности. Во втором случае речь идет уже о когенерационной установке, в которой

возможно достижение высокого суммарного КПД и эффективного использования энергоустановки в целом. Энергоустановки на базе ДВПТ имеют высокий ресурс и низкий уровень шума, а также являются многотопливными [2]. Отдельно стоит отметить перспективность использования относительно нового типа СП ДВПТ, обладающих еще более высокими экономическими, экологическими и эксплуатационными показателями в сравнении со своими кривошипношатунными предшественниками [3].

Несмотря на очевидные преимущества энергоустановок на базе двигателей с внешним подводом теплоты, формированию интереса к ним у потенциальных потребителей на данный момент препятствуют высокие капитальные затраты на автономную энергоустановку такого типа, отсутствие налоговых льгот для пользователей и недостаточная освещенность данного вопроса в информационной среде.

Таким образом, очевидна высокая значимость данного направления исследований для конечного потребителя и энергетики в целом. Для конечных потребителей, в качестве которых могут выступать частные лица или эксплуатирующие организации, преимущества заключаются в снижении стоимости получения электроэнергии, в том числе в возможности использовать различные виды топлива без существенных изменений конструкции, снижении затрат на техническое обслуживание благодаря высокому межсервисному интервалу и в увеличении срока службы продукции.

#### Анализ с точки зрения конечного потребителя

К основным потребителям, заинтересованным в снижении расхода топлива и затрат на техническое обслуживание, а также в возможности использования различных видов топлива, относятся объекты малой распределенной энергетики, в том числе частные жилые секторы и эксплуатирующие организации.

Основным критерием оценки рентабельности внедрения нового типа энергоустановок взамен существующих технологий энергообеспечения является срок окупаемости, рассчитываемый с помощью уравнения 1, зависящий от объема капитальных затрат на приобретение и ввод в эксплуатацию энергоустановки, а также от потенциального снижения эксплуатационных расходов при переходе на новую технологию получения энергии.

$$T = \frac{S}{S_{эл.} - S_{ген.}} \quad (1)$$

При оценке рассматривается автономная энергоустановка на базе СП ДВПТ, которая работает в условиях частного домовладения, оснащенного газоснабжением. Оценка срока окупаемости представлена для случая перевода потребителя с централизованного электроснабжения на энергообеспечение от указанной энергоустановки. Основные параметры, принятые в расчетах:

- среднечасовое потребление электроэнергии принято на уровне 8 кВт·ч;
- удельный эффективный расход теплоты составляет 9 МДЖ/(кВт·ч);
- среднесуточная стоимость электроэнергии принята 4,7 руб./(кВт·ч);
- среднесуточная стоимость природного газа 4 руб./м<sup>3</sup>;
- принято допущение, что в течение года энергоустановка не простаивала и не требовала ремонта.

Результаты расчета срока окупаемости автономной энергоустановки на базе СП ДВПТ, работающей на природном газе, в сравнении с использованием централизованного электроснабжения приведены в таблице 1 и подтверждают результаты исследований [4], прогнозирующие значительную экономию средств в течение прогнозируемого жизненного цикла рассматриваемого типа энергоустановок.

ми и постоянными эксплуатационными расходами на обеспечение функционирования и поддержание исправного состояния энергоустановки, причем капитальные затраты являются единовременными и определяются величиной затрат на приобретение, монтаж и наладку оборудования, а эксплуатационные характеризуются затратами во время работы оборудования и для различных этапов жизненного цикла энергоустановки могут иметь различные значения.

В ходе выполнения оценки экономического эффекта от использования энергоустановки на базе СП ДВПТ экономия эксплуатационных затрат  $\mathcal{E}_{\text{экс.}}$  вычисляется как разность между средствами  $S_{\text{пр.}}$ , которые высвобождаются при переходе от централизованного или иного электроснабжения на генерацию электроэнергии с помощью СП ДВПТ, и величиной ежегодных затрат  $S_{\text{го}}$  на проведение планового технического обслуживания и расходные материалы. Значение  $S_{\text{пр.}}$  рассчитывается на основании данных, взятых из таблицы 1, и определяется как разность ( $S_{\text{эл.}} = 329\,376$  руб./год) – ( $S_{\text{ген.}} = 100\,418$  руб./год) = 228 958 руб./год.

Значение  $S_{\text{го}}$  примем на уровне 50 000 руб./год, что обусловлено, в первую очередь, длительным межсервисным интервалом и небольшим количеством узлов

**Таблица 1**

Результаты расчета срока окупаемости  $T$  автономной энергоустановки на базе СП ДВПТ.

Параметр	Централизованное электроснабжение	СП ДВПТ
Суточный расход электроэнергии / природного газа	192 кВт	68,78 м <sup>3</sup>
Затраты $S_{\text{эл./ген.}}$ , руб./год	329 376	100 418
Стоимость $S_{\text{кап.}}$ , руб.	-	1 000 000
Срок полной окупаемости $T$ , лет	-	4,4

При увеличении среднечасового потребления до 10 кВт·ч срок окупаемости сокращается до 3,5 лет, а при потреблении 15 кВт·ч – до 2,3 года. Если использовать побочную теплоту различных производственных процессов и местные виды топлива, стоимость которых, как правило, минимальна, то срок окупаемости энергоустановки будет значительно сокращен.

#### Оценка технико-экономической эффективности внедрения проекта

Затраты на энергоустановку на базе СП ДВПТ определяются капитальными затрата-

ми и систем, требующих регулярного обслуживания.

Поскольку  $S_{\text{пр.}} > S_{\text{го}}$ , то имеет место экономия на эксплуатационных затратах. Чистый денежный поток  $D_t$  формируется как разница между капитальными затратами  $S_{\text{кап.}}$  и экономией эксплуатационных затрат  $\mathcal{E}_{\text{экс.}}$ .

Для оценки экономической эффективности применяется метод дисконтирования, в котором разновременные затраты и поступления приводятся к единице времени, что позволяет учесть влияние фактора времени в рассматриваемом периоде. Степень

эффективности инвестируемых средств рассчитывается по сроку их окупаемости.

На основе данных по затратам определены показатели инвестиционной деятельности, которые представлены в таблице 2. Здесь чистый дисконтированный доход  $NPV$ , который должен иметь положительное значение, определяется как сумма годового чистого денежного потока  $D_p$ , обусловленного экономией во время внедрения и эксплуатации энергоустановки, с учётом ставки дисконтирования  $i = 20\%$  и первоначальных инвестиций  $S_{\text{кап.}}$ , вложенных в приобретение энергоустановки. Чистый приведенный доход  $NPV$  представляет собой итоговый финансовый результат или общий доход от осуществления проекта и рассчитывается с учетом дисконтирования, когда из суммарного дохода за время планового периода вычитаются операционные и инвестиционные расходы.

Чистый дисконтированный доход  $NPV$  для временного отрезка  $n$ , равного 10 годам, определяется по формуле (2):

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{D_t}{(1+i)^t} - \sum_{t=1}^n S_{\text{кап.}} \quad (2)$$

решения в сравнении с централизованным электроснабжением.

Для оценки эффективности внедрения проекта по замещению электроэнергии, подаваемой с помощью централизованного энергоснабжения, на электроэнергию, вырабатываемую с помощью энергоустановки на базе СП ДВПТ, последовательно проводятся анализ чувствительности и определение ожидаемого интегрального эффекта.

При анализе чувствительности используется величина  $NPV$ , вычисленная для случаев эксплуатации энергоустановок на базе СП ДВПТ мощностью 6, 8, 10 и 15 кВт на расчетном периоде 10 лет при переменных значениях стоимости используемого топлива и объемах капитальных затрат.

На рис. 1 представлен сводный график изменения  $NPV$ , составленный для различных режимов работы энергоустановки, развивающей электрическую мощность от 6 до 15 кВт. Величина  $NPV$ , показанная на графике, также зависит от значения  $k$ , под которым подразумевается отношение стоимости  $1 \text{ м}^3$  природного газа к стоимости  $1 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$  электроэнергии, поставляемой через централизованную электросеть. Как видно из графика, линия «6 кВт» выпадает из области положительных значений

Таблица 2

Показатели инвестиционной деятельности

Параметр	Эксплуатация, годы							
	1	2	3	4	5	6	8	10
$\mathcal{E}_{\text{эксп.}}$ , руб./г.	178958	178958	178958	178958	178958	178958	178958	178958
$D_p$ , руб./г.	-821042	-642084	-463126	-284168	-105210	73748	431664	789580
$NPV$ , руб./г.	-684202	-445892	-268013	-137041	-42282	24698	100391	127522

Согласно полученным результатам расчета на 6-м году эксплуатации энергоустановки величина чистого дисконтированного дохода становится положительной, что свидетельствует о том, что начинается экономия средств. Чистый дисконтированный доход, полученный по итогам 10 лет эксплуатации энергоустановки, показывает конкурентоспособность рассматриваемого

при превышении стоимости  $1 \text{ м}^3$  природного газа стоимости  $1 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$  электроэнергии более чем на 10%, что говорит о высокой чувствительности маломощных энергоустановок на базе СП ДВПТ даже к незначительному увеличению стоимости топлива. Таким образом, работа с такой мощностью и в диапазоне  $k$  свыше значения 1,1 является экономически неоправданной.

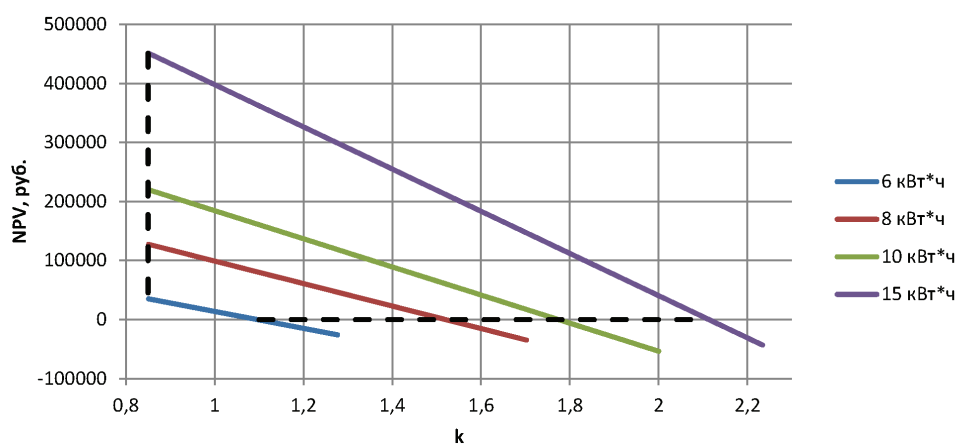


Рис. 1. График зависимости NPV от отношения стоимостей природного газа и электроэнергии  $k$  для различной электрической мощности

На графике выделена область положительных значений NPV для выбранных расчетных условий, ограниченная линиями «6 кВт» и «15 кВт», а также двумя перпендикулярными пунктирными прямыми, позволяющая определить сочетания параметров, обеспечивающих экономически эффективную реализацию и высокую устойчивость проекта по внедрению энергоустановок на базе СП ДВПД на объектах малой распределенной энергетики.

В целом полученные зависимости значений NPV от повышения стоимости топлива для разных вырабатываемых мощностей демонстрируют снижение чувствительности проекта к увеличению стоимости природного газа при эксплуатации энергоустановок большей мощности. Согласно расчетным данным допустимо увеличение стоимости топлива на 50 – 110% от базовой стоимости электроэнергии для диапазона средней

генерируемой мощности 8...15 кВт на расчетном периоде 10 лет с сохранением положительного уровня NPV при условии сохранения прежней стоимости электроэнергии. Очевидным решением является увеличение генерируемой мощности, приходящейся на одну энергоустановку, что возможно при одновременном подключении нескольких потребителей к источнику энергии.

В качестве дополнительного критерия оценки устойчивости проекта можно рассмотреть зависимость NPV для ранее принятых условий от объема капитальных затрат. На рис. 2 показаны графики, которые позволяют количественно оценить влияние объема капитальных затрат при эксплуатации энергоустановок разной мощности на чистый дисконтированный доход и подтверждают более высокую экономическую устойчивость проекта при эксплуатации более мощных энергоустановок.

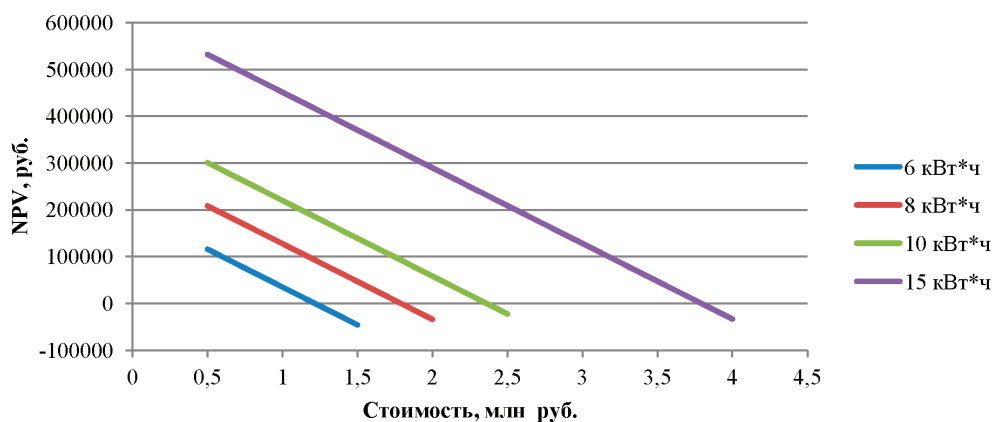


Рис. 2. График зависимости NPV при эксплуатации энергоустановок на базе СП ДВПД различной мощности от объема капитальных затрат

Анализ потенциальной эффективности внедрения энергоустановок такого типа проводится для оптимистического и пессимистического сценария [5]. При анализе чувствительности используется величина  $NPV$ , вычисленная для оптимистичного и пессимистичного сценариев в расчёте получения 8 кВт электрической мощности за 10 лет. В случае пессимистического сценария оценивается влияние от повышения стоимости природного газа на 30% при сохранении ставки доходности на прежнем уровне 20% и величине электрической мощности 8 кВт.

Для оптимистического сценария значение  $NPV$  остается прежним и составляет 127520 руб., а для пессимистического сценария  $NPV$  снижается до 40753 руб.

Принимая во внимание присутствующую неопределённость в виде двух сценариев реализации проекта, целесообразно проводить оценку его эффективности путем определения ожидаемого интегрального эффекта  $\mathcal{E}_{ож}$ , который зависит от наибольшего  $\mathcal{E}_{max}$  и наименьшего  $\mathcal{E}_{min}$  интегрального эффекта  $NPV$  в соответствии с рассмотренными сценариями. Для определения  $\mathcal{E}_{ож}$  используется формула (3), составленная с учётом вероятности  $\lambda = 0,3$ :

$$\mathcal{E}_{ож} = \lambda \cdot \mathcal{E}_{MAX} + (1 - \lambda) \mathcal{E}_{MIN}. \quad (3)$$

При определении  $\mathcal{E}_{ож}$  полагаем, что колебания стоимости топлива в пределах 30% в течение 10 лет являются достаточно вероятными, поэтому полученная величина  $\mathcal{E}_{ож} = 66783$  руб. является актуальной.

Очевидно, что падение  $NPV$  для пессимистического сценария является достаточно значительным, и такую тенденцию следует расценивать как неблагоприятную, поскольку стоимость топлива оказывает существенное влияние на экономическую эффективность реализации проекта.

### Выводы

Коммерческий потенциал энергоустановок на базе СП ДВПТ в первую очередь

связан с более низкой себестоимостью электрической энергии по сравнению с централизованным энергоснабжением и возможностью максимального приближения к потребителям при снижении эксплуатационных затрат.

Капитальные затраты на производство и ввод в эксплуатацию подобных энергоустановок являются относительно высокими, однако низкие эксплуатационные затраты, определяемые стоимостью топлива и периодичностью технического обслуживания, приводят к сравнительно быстрой окупаемости затрат, что подтверждают выполненные расчеты.

Статья подготовлена в рамках проведения НИР по теме «Разработка научных основ и практических способов совершенствования показателей свободнопоршневых тепловых двигателей для транспортных и стационарных энергоустановок» в рамках стипендии Президента Российской Федерации для молодых ученых и аспирантов, осуществляющих перспективные научные исследования и разработки по приоритетным направлениям модернизации российской экономики, регистрационный номер СП-264.2015.1 при финансовой поддержке Министерства образования и науки Российской Федерации.

### Список литературы

1. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года от 13 ноября 2009 г. № 1715-р // Правительство Российской Федерации, Москва.
2. Lezhnev L., Ivanov D., Shustrov F. Engineering solutions for an autonomous power unit's prime engines. *Life Sci J* 2014;11(12):352–359.
3. Шустров Ф.А. и др. Оценка эффективности использования свободнопоршневых тепловых двигателей в составе транспортных и стационарных энергоустановок // *Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований*. – 2015. – № 10 (часть 3) – С. 449–453.
4. Dochat, G. Free-Piston Stirling Component Test Power Converter Test Results and Potential Stirling Applications // *SAE Technical Paper* 929339, 1992, doi: 10.4271/929339.
5. Непомнящий Е.Г. Инвестиционное проектирование: Учебное пособие. – Таганрог: ТРТУ, 2003. – 262 с.