Климовец Ольга Васильевна. Модели оценки эффективности инвестиций в систему собственного энергообеспечения промышленного предприятия: диссертация ... кандидата Экономических наук: 08.00.13 / Климовец Ольга Васильевна;[Место защиты: ФГБОУ ВО «Российский экономический университет имени Г.В. Плеханова»], 2017

**Содержание к диссертации**

Введение

**Глава 1 Экономико-технологические проблемы энергоснабжения промышленного предприятия 12**

1.1 Типы технико-экономических задач выбора системы энергоснабжения промышленного предприятия 12

1.2 Энергоснабжение с использованием собственной генерации энергии как способ повышения экономической эффективности производственно-хозяйственной деятельности предприятия 20

1.3 Анализ факторов и показателей эффективности инвестиций в создание собственных источников энергии на промышленном предприятии 28

Выводы к главе 1 44

**Глава 2 Моделирование оценки эффективности инвестиционного проекта возведения собственных источников энергии на предприятии в условиях риска 46**

2.1 Исследование применяемых моделей оценки экономической эффективности энергоснабжения предприятия с использованием собственной генерации 46

2.2 Анализ статистических методов количественной оценки риска и особенностей учета рисков в инвестиционном моделировании 54

2.3 Разработка экономико-математической модели оценки эффективности собственного источника энергии на промышленном предприятии 67

2.4 Моделирование оценки риска инвестиций в строительство электростанции на промышленном предприятии на основе аппарата теории нечетких множеств 90

Выводы к главе 2 105

**Глава 3 Апробация модели оценки экономической эффективности строительства электростанции на промышленном предприятии на примере нефтеперерабатывающего завода107**

3.1 Условия и предпосылки реализации инвестиционного проекта строительства собственной электростанции на нефтеперерабатывающем заводе 107

3.2 Определение оптимальной мощности электростанции 110

3.3 Оценка экономической эффективности возведения электростанции на нефтеперерабатывающем заводе 117

3.4 Оценка риска неэффективности инвестиционного проекта на основе аппарата теории нечетких множеств 123

3.5 Анализ влияния фактора роста цен на энергоносители на экономическую эффективность собственной генерации 133

Выводы к главе 3 137

Заключение 140

Перечень сокращений и условных обозначений 145

Список литературы 155

Приложения 173

* [Энергоснабжение с использованием собственной генерации энергии как способ повышения экономической эффективности производственно-хозяйственной деятельности предприятия](http://www.dslib.net/mat-metody/modeli-ocenki-jeffektivnosti-investicij-v-sistemu-sobstvennogo-jenergoobespechenija.html#7722851)
* [Разработка экономико-математической модели оценки эффективности собственного источника энергии на промышленном предприятии](http://www.dslib.net/mat-metody/modeli-ocenki-jeffektivnosti-investicij-v-sistemu-sobstvennogo-jenergoobespechenija.html#7722852)
* [Определение оптимальной мощности электростанции](http://www.dslib.net/mat-metody/modeli-ocenki-jeffektivnosti-investicij-v-sistemu-sobstvennogo-jenergoobespechenija.html#7722853)
* [Анализ влияния фактора роста цен на энергоносители на экономическую эффективность собственной генерации](http://www.dslib.net/mat-metody/modeli-ocenki-jeffektivnosti-investicij-v-sistemu-sobstvennogo-jenergoobespechenija.html#7722854)

## Энергоснабжение с использованием собственной генерации энергии как способ повышения экономической эффективности производственно-хозяйственной деятельности предприятия

Промышленный сектор российской экономики является крупнейшим потребителем электроэнергии (рисунок 1.1), которая в основном поставляется из единой энергетической системы.

Собственные источники энергии позволяют промышленному предприятию с высокой долей затрат на электроэнергию в структуре себестоимости производимой продукции получить ощутимую экономию за счет использования электроэнергии по себестоимости c учетом инвестиционной составляющей вместо оплаты по цене, которая выше себестоимости (включает тариф на передачу электроэнергии, оплату системных услуг и услуг коммерческого оператора оптового рынка, сбытовую надбавку энергосбытовой компании, в случае если промышленное предприятие является субъектом розничного рынка и т.д.).

Структура цены электроэнергии, покупаемой на оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ), представлена на рисунке 1.2.

Конечный потребитель помимо стоимости непосредственно потребленной электроэнергии и мощности оплачивает также услуги по передаче электрической энергии по региональным распределительным сетям и по ЕНЭС, тарифы на которые устанавливают органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов и Федеральная антимонопольная служба России (ФАС России) соответственно. По разным оценкам, доля сетевой составляющей в конечной цене потребляемой электроэнергии составляет 40–50 %, а в некоторых субъектах Российской Федерации достигает 70 % [50, с. 88].

Кроме того, характерной особенностью тарифного регулирования в России является перекрестное субсидирование, которое заключается в том, что промышленный потребитель платит за электроэнергию значительно выше экономически обоснованного тарифа, то есть «субсидирует» население и приравненные к нему группы потребителей.

Наличие побочных продуктов основного промышленного производства, которые могут быть использованы в качестве топлива для выработки электроэнергии, повышает экономическую эффективность собственной генерации и является фактором усиления собственной электроэнергетической базы промышленного предприятия. В 2013 году за счет использования вторичных энергетических ресурсов фактически сэкономлено 31,3 млн т условного топлива [93]. Помимо указанной экономии эксплуатационных затрат при использовании собственной генерации необходимо отметить отсутствие платы за технологическое присоединение к электрическим сетям (для случая, когда собственник принимает решение об автономном энергоснабжении без соединения с энергосистемой). Удельная стоимость подключения к централизованным сетям уже достигла, а в ряде регионов превышает удельную стоимость самого энергоисточника, т.е. в большинстве случаев соизмерима с объемом инвестиций в собственную мини-ТЭС [10, с. 81]. При этом технологическое присоединение занимает длительный период времени (в среднем от нескольких месяцев до полутора-двух лет).

Отдельного внимания заслуживает вопрос надежности энергоснабжения, который имеет особое значение в условиях политической нестабильности, характеризующих возможность энергетической блокады отдельных регионов Российской Федерации (например, Республика Крым, Калининградская область), а также с учетом высокого уровня износа сетевой инфраструктуры российской электроэнергетической системы.

Так, общий износ распределительных электрических сетей достиг 70 %, при этом доля распределительных электрических сетей, выработавших свой нормативный срок, составила 50 %, а 7 % электрических сетей выработало 2 нормативных срока. Износ магистральных электрических сетей, которые эксплуатирует публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы», составляет около 50 % [6, 135].

Повреждения в установленном на воздушных линиях электропередачи оборудовании и непосредственно в воздушных линиях электропередачи, в значительной мере определяющих надежность электроснабжения, приводят к 80 % возникающих аварий [111, с. 47]. Таким образом, электрическая сеть, соединяющая централизованную электростанцию с отдаленным потребителем, стала основным фактором проблем качества электроэнергии, которые стали еще более острыми, когда цифровое оборудование потребовало крайне надежного электрообеспечения, и перерыв в энергоснабжении даже в несколько минут может привести к значительным убыткам от снижения объема выпускаемой продукции и затратам на восстановление оборудования.

Вместе с тем производство электроэнергии в месте или рядом с местом потребления повышает качество энергоснабжения.

Таким образом, собственные энергоустановки могут обеспечить производство дешевой электроэнергии с более высокими показателями ее качества по сравнению с централизованным энергоснабжением.

Как было отмечено ранее, с учетом ограниченности ресурсов решение проблемы рационализации энергоснабжения предприятия в целях снижения энергетических издержек имеет особую актуальность.

В первую очередь это касается промышленных предприятий с высокой долей издержек на энергоснабжение в себестоимости производимой продукции (энергоемких производств). Сопоставление по этому показателю дает возможность определить потребителей, рациональное использование энергии которыми может привести к наилучшим финансовым результатам [122].

Возможное решение указанной задачи для действующих предприятий видится в возведении собственных источников энергии.

В общем случае в качестве источников собственной генерации могут выступать газотурбинные электростанции, газотурбинные теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), газопоршневые электростанции, паросиловые установки малой мощности, дизель-генераторы, энергоустановки, основанные на использовании возобновляемых источников энергии (ВИЭ), энергокомплексы, использующие как органические, так и ВИЭ, мини-ТЭЦ, работающие на нетрадиционном топливе – биомасса, торф и т.д.

При этом выбор того или иного типа энергоустановки определяется рядом экономических, технологических и природных факторов, а также предпосылками в виде исходных характеристик потребителей (электро- и теплоемкость производства, наличие вторичных энергетических ресурсов, характер тепловых нагрузок, график потребления электроэнергии, наличие ответственных электроприемников и т.д.) и параметров энергетического рынка (цены на энергоресурсы, ограничения электроснабжения в часы пиковых нагрузок, высокие тарифы в пиковой зоне суток и т.д.).

Например, энергокомплексы на базе дизельных и ветровых электростанций (ВДЭС) обладают эффективностью при высоком тарифе на электроэнергию в зоне изолированного (автономного) энергоснабжения в условиях значительного ветроэнергетического потенциала [35]. Использование возобновляемых источников энергии в целях замещения дизельной распределенной генерации приводит не только к экономии дорогого «дальнепривозного» топлива, но и к повышению экологической и энергетической безопасности изолированных потребителей [34].

С учетом технико-экономических особенностей промышленного производства к основным типам собственных энергоустановок для энергоснабжения промышленных предприятий относятся газопоршневые агрегаты, парогазовые и газотурбинные установки.

Собственная генерация на предприятии обладает большим количеством преимуществ [50, 131, 136, 137, 141, 144, 146] и, главным образом, может обеспечить экономию затрат на электроэнергию и более надежное энергоснабжение [50, с. 86].

Кроме того, предприятие может продавать избыточную энергию сторонним потребителям в пиковые часы, когда стоимость производства энергии становится ниже рыночной цены, и получать дополнительный доход.

## Разработка экономико-математической модели оценки эффективности собственного источника энергии на промышленном предприятии

На основе результатов проведенного анализа применяемых моделей оценки экономической эффективности использования собственных источников энергии (параграф 2.1) с учетом выявленных преимуществ и недостатков разработаем модель оценки экономической эффективности внедрения собственной генерации энергии на промышленном предприятии, предполагая при этом частичное или полное замещение энергии из единой энергетической системы энергией, вырабатываемой на собственной энергоустановке.

К основным типам собственных энергоустановок, используемых для энергоснабжения промышленных предприятий, относят дизель-генераторные, парогазовые, газотурбинные установки и др.

Выбор типа генерирующего оборудования зависит от таких факторов как наличие потребности в тепловой энергии, характер нагрузок (электрических и тепловых), требуемые сроки реализации и т.д. [89]. Таким образом, тип генерирующего оборудования определяется в каждом случае индивидуально. При высокой потребности предприятия в тепловой энергии целесообразным является создание собственных ТЭЦ, в которых предусмотрена возможность использования тепла уходящих газов газовых турбин в котлах-утилизаторах для выработки тепловой энергии. Технологические и инженерные особенности выбора того или иного типа генерирующего оборудования в настоящем исследовании не приводятся, а рассматриваются только экономические аспекты данного процесса.

На крупных предприятиях преимущественное применение получили газотурбинные установки (ГТУ) и парогазовые установки (ПГУ) [48].

В рамках данного исследования в качестве собственных генерирующих установок будем рассматривать газотурбинные установки с утилизацией тепла.

Согласно методическому принципу оценки эффективности инвестиционного проекта, обозначенному П.Л. Виленским [19], этот показатель определяется на основе сопоставления последствий реализации инвестиционного проекта с последствиями отказа от него, т.е. сравнения ситуаций «с проектом» и «без проекта». В качестве одного из возможных методов осуществления такого сравнения П.Л. Виленский предлагает сопоставление издержек, возникающих при реализации инвестиционного проекта, с издержками, которые могли бы возникнуть, если бы инвестиционный проект не был реализован.

На основании указанного принципа разработаем модель оценки эффективности инвестиций в создание системы собственного энергообеспечения на промышленном предприятии, подразумевая, что ситуации «без проекта» соответствует централизованное энергоснабжение предприятия (вариант 1), а ситуации «с проектом» – энергоснабжение с использованием собственной генерации (вариант 2).

Горизонт планирования (расчетный период) в обоих вариантах принят равным сроку эксплуатации собственной энергоустановки (Т лет).

Вариант 1. Централизованное энергоснабжение

Будем считать, что при централизованном энергоснабжении промышленное предприятие оплачивает электроэнергию по двухставочному тарифу. В этом случае связанные с электроснабжением дисконтированные денежные потоки промышленного предприятия представляют собой издержки на оплату заявленной потребителем максимальной мощности, участвующей в максимальной нагрузке энергосистемы, и оплату фактически потребленной электроэнергии, учтенной счетчиком.

Тепловую энергию предприятие оплачивает по тарифу, установленному органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов).

Вариант 2. Использование собственного источника энергии

Альтернативный вариант энергоснабжения в целях повышения надежности и снижения энергетической составляющей в себестоимости выпускаемой продукции предполагает строительство собственного источника энергии в целях частичного или полного замещения электроэнергии из единой энергетической системы. В рамках данного диссертационного исследования не рассматривается вариант ведения промышленным предприятием энергетического бизнеса, когда можно излишки вырабатываемой энергии продавать в сеть.

Возведение собственного источника энергии представляет собой проект, предусматривающий осуществление инвестиций. В связи с этим оценку экономической целесообразности внедрения и использования собственной генерации будем проводить, основываясь на принципах инвестиционного моделирования.

Сначала рассмотрим случай полного замещения энергии из единой энергетической системы энергией, вырабатываемой на собственной энергоустановке.

В процессе реализации инвестиционного проекта возникают денежные потоки, которые разделяют на инвестиционные, финансовые и операционные.

Финансовый поток (FF - Flow of Funds) отражает операции, связанные с внешними по отношению к проекту средствами (включают собственные средства участника проекта и привлеченные средства) [19]. Например, к притокам относятся:

- увеличение акционерного капитала;

- получение займов, субсидий, ссуд;

- поступления платежей по предоставленным займам. Оттоки средств от финансовой деятельности включают в себя:

- дивиденды по акциям;

- погашение ссуд и займов (включая проценты);

- налог на доходы от предоставленных займов.

В настоящем исследовании мы рассматриваем предприятие, ведущее операционную деятельность без использования заемных средств, а также не предоставляющее займы, что объясняется российской финансово-экономической конъюнктурой, сложившейся под влиянием введения рядом стран экономических санкций, а именно проблематичностью осуществления займов на мировых финансовых рынках и нецелесообразностью займов на внутреннем рынке, которая связана с их высокой стоимостью, а также сложностью в надежном размещении собственных средств на российском финансовом рынке.

Ради упрощения будем считать, что предприятие не относится к акционерным обществам и не выплачивает дивиденды, а источником собственных средств является накопленная прибыль, следовательно, финансовые потоки будем полагать равными нулю. Операционный поток (OCF - Operating Cash Flow) в общем случае характеризует финансовый результат основной деятельности. В инвестиционном проекте по установке собственного источника энергии в качестве операционного потока будем считать производственные затраты, то есть затраты на производство энергии на собственной энергоустановке (подразделяются на условно-переменные и условно-постоянные), а также затраты на оплату электрической и тепловой энергии от внешнего поставщика в период возведения собственной энергоустановки и изменение оборотного капитала.

## Определение оптимальной мощности электростанции

Ранее было обосновано, что максимальный экономический эффект от установки и использования собственного источника энергии (речь идет о ситуации, когда собственная генерация является экономически выгодной) достигается при оптимальной мощности, которая обеспечивает своеобразный «баланс» между величиной инвестиционных затрат и получаемой экономией операционных затрат.

Определим установленную мощность возводимой электростанции на нефтеперерабатывающем заводе. В соответствии с подходом, предложенным в параграфе 2.3, оптимальная мощность собственной электростанции, при которой достигаемый экономический эффект F является максимальным, оценивается по формуле (2.55):

Для того, чтобы оценить коэффициенты кг и к2, необходимо построить модель, отражающую зависимость стоимости установки С (тыс. руб.) в комплектности от ее электрической мощности P (МВт).

Ранее было отмечено, что стоимость газотурбинной установки может быть аппроксимирована полиномом второй степени [84]: С = кгР2 + к2Р + к3.

На основе данных о средней стоимости газотурбинной установки [120] методом наименьших квадратов (в предположении о выполнении всех необходимых предпосылок относительно поведения остатков) построена регрессионная модель, отражающая зависимость стоимости установки С (тыс. руб.) от ее электрической мощности P (МВт): С = 13,4Р2 + 29713Р + 32282. (3.1)

Коэффициент детерминации R2 равен 95,2. Это говорит о том, что вариация объясняющих переменных, входящих в уравнение регрессии, на 95,2 % обусловила вариацию результативной переменной. Можно сделать вывод о том, что модель достаточно хорошо описывает существующую зависимость между ценой установки и ее мощностью.

Оценка значимости уравнения регрессии в целом производится с помощью F-критерия Фишера. Расчетное значение F-критерия Фишера равно Fpac4 = 267,75 и превышает табличное значение при уровне значимости 0,05, составляющее табл = 3,35. Это говорит о статистической значимости уравнения регрессии в целом.

Оценим статистическую значимость параметров регрессии с помощью t-критерия Стьюдента. Для того, чтобы коэффициент регрессии был статистически значимым, необходимо выполнение условия

Табличное значение t-критерия Стьюдента при уровне значимости 0,05 и числе степеней свободы, равном 27, составляет табл = 2,0518.

Для определения оптимальной мощности электростанции необходимо оценить параметры

Параметр оценивается по формуле (2.48)

Согласно принятому допущению срок возведения собственной электростанции составляет 4 года (по оценкам автора, = 4 соответствует среднему сроку строительства собственной электростанции мощностью порядка 200 МВт).

Значения, отражающие долю капитальных вложений, осуществляемых в год t, от всего объема капитальных вложений, представлены в таблице 3.1.

Значения параметров «5, ае, ад, а , ctg, ае получены по результатам расчетов.

На основе эмпирических данных автором рассчитан коэффициент, отражающий в среднем накопленный за срок эксплуатации энергоустановки дисконтированный оборотный капитал (соответствующий ставке дисконтирования 15 %), приходящийся на 1 МВт установленной электрической мощности электростанции, равный 1 225,58 тыс. руб./МВт., а также получен коэффициент, отражающий среднюю величину дисконтированных условно-постоянных затрат накопленным итогом (при ставке дисконтирования 15 %) к концу срока использования собственной энергоустановки, приходящуюся на 1 МВт установленной мощности, равный 16 534,24 тыс. руб./МВт.

С использованием указанных исходных данных рассчитана величина параметра в Рисунок 3.1 показывает, что в данных условиях и с учетом принятых допущений строительство собственной электростанции является выгодным, если ее установленная мощность не превышает 1 200 МВт. При оптимальной установленной мощности электростанции (599,86 МВт) экономический эффект является максимальным (6 680 227,27 тыс. руб.).

Однако полученное значение оптимальной мощности превышает потребность НПЗ в электрической мощности на производственные нужды, которая составляет 188 МВт (производственный процесс на НПЗ предполагает также использование тепловой энергии, годовая потребность которой составляет 1 957,0 тыс. Гкал). Объем потребления тепловой и электрической энергии полагается неизменным на протяжении всего расчетного периода. График на рисунке 3.1 показывает, что поскольку в пределах потребности НПЗ в мощности с ее ростом возрастает и экономический эффект, оптимальным решением будет строительство электростанции, полностью удовлетворяющей потребность предприятия в электроэнергии.

На основании изложенного, а также с учетом расхода электроэнергии на собственные нужды электростанции (6 %) и ограничения F 0 значение оптимальной установленной мощности собственной электростанции составляет 200 МВт. Это позволит полностью обеспечить потребность НПЗ в электрической и тепловой энергии и в то же время принесет экономический эффект.

Обратим внимание, что установка резервного энергоагрегата не требуется, так как соединение с единой энергосистемой обеспечит энергоснабжение НПЗ в случае выхода из строя собственных источников энергии.

## Анализ влияния фактора роста цен на энергоносители на экономическую эффективность собственной генерации

В.П. Обоскалов [83, с. 2] утверждает, что фактор роста цен существенно влияет на принимаемое решение об установке собственного источника энергии, а именно в условиях опережающего роста цен на топливо относительно роста цен на электрическую и тепловую энергию эффективность распределенной генерации снижается.

В нашей модели прогнозные значения цен определяются базовыми значениями и ежегодными темпами роста. Характер зависимости величины экономического эффекта F от соотношения базовых цен на электроэнергию и на природный газ хорошо иллюстрирует рисунок 3.9. Чем выше отношение базовой цены на природный газ к базовой цене на электроэнергию (с50/се0), тем ниже экономический эффект F.

Рисунок 3.9 также иллюстрирует вывод, сделанный в параграфе 2.3, о том, что экономический эффект зависит от мощности энергоустановки. Кроме того, отметим, что с увеличением отношения базовой цены на природный газ к базовой цене на электроэнергию «сужается» интервал мощности энергоустановки, при которой собственная генерация является эффективной.

Мы также предположили, что экономический эффект от строительства и использования собственной электростанции зависит не только от соотношения базовых цен (цен на начало расчетного периода), но также и от соотношения их темпов роста.

На рисунке 3.10 видно, что чем выше разница в темпах роста цен на электроэнергию и на природный газ (предполагается, что цены на электроэнергию растут быстрее чем на природный газ, то есть ае — ад 0), тем больше экономический эффект F.

На основе анализа графиков и результатов аналитических вычислений важно отметить следующее. Экономический эффект F зависит не только от соотношения темпов роста цен на указанные энергоносители, но также и от величины их значений.

Сохраняя разницу на одинаковом уровне, последовательно меняя значения темпов роста цен на электроэнергию и природный газ, можно заметить, что при более высоких значениях темпов роста использование собственной электростанции приносит более высокий экономический эффект (рисунок 3.11).

Мы считаем, что это можно объяснить нелинейной (степенной) зависимостью цены на энергоресурс от темпа роста. Так, среднегодовая ставка за каждый потребленный кВт ч электроэнергии в году t (руб./кВт ч) при среднегодовом темпе роста ае может быть представлена следующим образом: ce,t = ce,t-i (1 + «є) = ce,t-2 (1 + ae) (1 + ae) = = ceX\_n (1 + ae)n =

Рассмотрим пример. В качестве базовой цены на электроэнергию се 0 примем значение 2,11 руб./кВт-ч (рисунок 3.12). Если среднегодовой темп роста составляет 4,0 %, то через 27 лет цена на электроэнергию будет равна 6,10 руб./кВт-ч. При темпе роста 5,0% цена на электроэнергию за тот же период увеличится до 7,89 руб./кВт-ч. То есть при увеличении темпа роста на 1 % цена на электроэнергию в конце расчетного периода возросла на 1,79 руб./кВт-ч, что составляет примерно 29,3 % от расчетной цены к концу 27 года расчетного периода при темпе роста 4,0 %.

Проведенная оценка экономической эффективности строительства и использования собственной электростанции на нефтеперерабатывающем заводе (параграф 3.3) показала, что при ежегодном темпе роста цены на газ, составляющем 4,0 %, и ежегодном темпе роста цены на электроэнергию, равном 4,5 %, экономический эффект составляет 3 212 016,1 тыс. руб. (рисунок 3.13).

Теперь оценим, каким бы был экономический эффект, если бы значения темпов роста увеличились на 0,5 %. То есть темп роста цены на электроэнергию составляет 5,0 %, а темп роста цены на газ составляет 4,5 %. Заметим, что разница осталась прежней и составляет 0,5 %. В этом случае экономический эффект от внедрения собственной генерации составил бы 4 274 394,0 тыс. руб.