

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Российский экономический университет имени Г.В. Плеханова»

На правах рукописи

Климовец Ольга Васильевна

МОДЕЛИ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИЙ В СИСТЕМУ
СОБСТВЕННОГО ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОГО
ПРЕДПРИЯТИЯ

Специальность 08.00.13 – Математические и инструментальные методы
экономики

Диссертация

на соискание ученой степени кандидата экономических наук

Научный руководитель:
доктор экономических наук
Зубакин Василий Александрович

Москва – 2017

ОГЛАВЛЕНИЕ

| | |
|--|-----|
| Введение..... | 4 |
| 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 завода..... | 107 |

| | |
|---|-----|
| 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 |

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Устойчивое развитие экономики страны неразрывно связано со стабильным и экономически обоснованным энергообеспечением промышленных предприятий, которое практически во всех регионах страны в основном осуществляется из единой энергосистемы. В современных условиях для этого процесса характерны значительные изменения в сфере тарифного регулирования, волатильность цен на электроэнергию и на топливо, сбои в поставках электроэнергии, что вынуждает промышленные предприятия с высоким уровнем энергопотребления искать альтернативные, более надежные и выгодные варианты энергоснабжения. Одним из них является использование собственных источников энергии.

Генерация энергии на промышленном предприятии при определенных условиях способствует не только экономии энергетических издержек, но имеет также социальную значимость, выражающуюся в возможности обеспечения электрической и тепловой энергией близлежащих социальных объектов и населения. Особенно актуальна такая стратегия энергообеспечения для энергодефицитных районов страны (Республика Крым, Калининградская область, Республика Саха (Якутия) и др).

Вместе с тем организация собственной генерации электроэнергии на предприятии требует значительных инвестиционных вложений в основное и вспомогательное оборудование, проектно-изыскательские работы, строительные-монтажные работы, целесообразность которых не всегда является очевидной.

Все это порождает проблему обоснования наиболее рациональной стратегии энергообеспечения промышленного предприятия. На наш взгляд, это обоснование должно базироваться на сопоставительных оценках эффективности альтернативных вариантов энергообеспечения, различающихся по параметрам издержек, выгод и рисков. Вместе с тем в научной литературе подходы и методы проведения такого сопоставительного анализа еще не получили должного

освещения, что и предопределяет актуальность тематики диссертационного исследования.

Степень разработанности темы исследования. Различные аспекты энергообеспечения промышленных предприятий достаточно подробно рассматривались в целом ряде научных публикаций. В частности, экономические проблемы электроснабжения промышленных предприятий освещены в работах А.К. Бурцева, А.В. Гудкова, Л.Д. Гительмана, В.И. Денисова, И.М. Завадского, Б.И. Кудрина, Л.А. Мелентьева, С.Л. Прузнера, Б.Е. Ратникова, Н.Н. Сергеева, С.Ф. Шершова, Е.О. Штейнгауза, Е.Д. Щетининой и др.

Вопросы оценки экономической эффективности строительства собственных источников энергии отражены в работах А.В. Кирпикова, И.Л. Кирпиковой, В.П. Обоскалова, Т.Ю. Паниковской, Д.И. Померанца и некоторых других. Результаты этих исследований в значительной мере базируются на фундаментальных трудах в области инвестиционного проектирования ряда российских и зарубежных авторов: П. Беренса, Ю. Бригхэма, П.Л. Виленского, А. Дамодарана, В.Н. Лившица, А.А. Лобанова, С.А. Смоляка, А.В. Чугунова, М.П. Хавранека, Дж. Хьюстона, М. Эрхардта и др.

В работах В.М. Гранатурова, С.А. Дзюбы, А.С. Долматова, Ю.А. Зака, В.А. Зубакина, И.В. Журавковой, Э.И. Крылова, Л.В. Мади, Я.В. Мочалиной, А.О. Недосекина, А.В. Проскрядкова, В.А. Сергеева, Е.М. Четыркина и др. особое внимание уделяется учету рисков при оценке эффективности и обосновании инвестиционных проектов. Эти труды в значительной мере опираются на результаты общетеоретических и прикладных исследований в сфере «экономического» риск-анализа, опубликованные в работах российских и зарубежных ученых, среди которых следует выделить труды А. Kaufmann, J. Gil Aluja, Б.А. Матвеева, А.В. Мельникова, Ф.Х. Найта, Н.П. Тихомирова и др.

Вместе с тем вопросы оценки эффективности инвестиций в энергообеспечение промышленных предприятий в условиях существования альтернативных вариантов их энергоснабжения и характерных для них рисков, а

также в условиях недостаточных объемов исходной информации остаются проработанными не в полной мере.

Необходимость совершенствования методологических подходов и методов оценки и обоснования рациональных вариантов энергообеспечения промышленных предприятий на основе сопоставительных оценок экономической эффективности внедрения собственной генерации энергии на промышленном предприятии и централизованного (внешнего) энергоснабжения с учетом специфических для них рисков и характерных особенностей каждого варианта определили выбор цели, задач, объекта и предмета диссертационного исследования.

Цель и задачи исследования.

Целью диссертационного исследования является разработка моделей и методов оценки эффективности инвестиций в создание собственных источников энергии на промышленном предприятии на основе сопоставления издержек и рисков альтернативных вариантов его энергоснабжения в условиях значительной неопределенности исходной информации.

Достижение поставленной цели диссертационной работы предполагает решение следующих основных задач:

1. Обосновать возможные варианты энергообеспечения промышленного предприятия;
2. Выявить риски, характерные для альтернативных вариантов энергоснабжения промышленного предприятия;
3. Сформировать систему показателей эффективности инвестиций в создание собственных генерирующих установок на промышленном предприятии;
4. Разработать экономико-математическую модель оценки эффективности инвестиций в создание системы собственного энергообеспечения на промышленном предприятии, основанную на сопоставлении издержек альтернативных вариантов энергоснабжения;

5. Разработать метод оценки риска неэффективности инвестиций в создание системы собственного энергообеспечения на промышленном предприятии в условиях неопределенности исходной информации;

6. На основе предложенной модели оценить целесообразность строительства электростанции на нефтеперерабатывающем заводе.

Объект исследования – промышленное предприятие как потребитель энергии.

Предмет исследования – методы и модели оценки эффективности инвестиций в систему локального энергоснабжения промышленного предприятия.

Область исследования. Тематика диссертационного исследования соответствует пункту 1.4 «Разработка и исследование моделей и математических методов микроэкономических процессов и систем: отраслей народного хозяйства, фирм и предприятий, домашних хозяйств, рынков, механизмов формирования спроса и потребления, способов количественной оценки предпринимательских рисков и обоснования инвестиционных решений» паспорта специальности 08.00.13 – Математические и инструментальные методы экономики.

Теоретической и методологической основой исследования являются фундаментальные разработки отечественных и зарубежных специалистов по проблемам обоснования вариантов энергоснабжения промышленных предприятий, оценки и анализа рисков, теории и практики инвестиционной деятельности. В процессе решения поставленных в диссертационном исследовании задач использовались методы регрессионного анализа, методы теории риска, методы теории нечетких множеств, методы математического анализа, методы сопоставительного экономического анализа. Расчеты проводились с использованием пакетов прикладных программ MS Excel, StatGraphics Plus, Deductor.

Информационно-эмпирическую базу настоящего исследования составили данные Федеральной службы государственной статистики, Минэкономразвития России, АО «Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии»,

аналитическая и финансовая отчетность промышленных предприятий, результаты энергетических обследований предприятий, а также собственные расчеты автора.

Научная новизна диссертационного исследования заключается в разработке подходов, моделей и методов оценки эффективности инвестиций в создание системы собственного энергообеспечения на промышленном предприятии на основе сопоставления издержек альтернативных вариантов его энергоснабжения в условиях специфических для них рисков и неопределенности исходной информации.

Основные научные результаты, полученные лично диссертантом, обладающие научной новизной, выносимые на защиту:

1. Обоснована целесообразность использования системы собственного энергообеспечения как способа повышения экономической эффективности производственно-хозяйственной деятельности промышленного предприятия в условиях роста стоимости электроэнергии и уровня рисков сбоев в ее поставке вследствие возрастающего износа электрических сетей и объектов электросетевого хозяйства единой энергетической системы.

2. Выявлены и обоснованы риски альтернативных вариантов энергоснабжения промышленного предприятия, среди которых выделены как риски централизованного энергоснабжения, связанные с перебоями в подаче энергии из единой энергосистемы и волатильностью стоимости энергии, так и риски собственной генерации энергии, к основным из которых относится технологический риск выхода из строя локального источника энергии.

3. Разработана экономико-математическая модель оценки эффективности инвестиций в создание системы собственного энергообеспечения на промышленном предприятии, базирующаяся на сопоставлении издержек альтернативных вариантов энергоснабжения. В основе модели лежит оценка экономического эффекта, характеризующего накопленную сумму экономии издержек энергоснабжения промышленного предприятия за период реализации проекта за счет использования энергии, произведенной на собственной энергоустановке.

Модель учитывает специфические особенности структур денежных потоков рассматриваемых вариантов в течение расчетного периода реализации инвестиционного проекта (в период строительства энергоисточника, в год его ввода в эксплуатацию и в течение дальнейшей эксплуатации), предусматривает непрерывное дисконтирование денежных потоков, что способствует повышению точности результатов, и не учитывает амортизационные отчисления с целью устранения двойного учета инвестиционных затрат.

4. Разработан метод оценки оптимальной мощности возводимой энергоустановки, базирующийся на решении оптимизационной задачи максимизации экономического эффекта от собственной генерации энергии на промышленном предприятии, оцениваемого по величине накопленной экономии энергетических издержек за период реализации инвестиционного проекта, с ограничениями по уровню приемлемого для инвестора экономического эффекта и потребности предприятия в энергии.

5. Предложен модифицированный метод оценки риска неэффективности инвестиций в создание системы собственного энергообеспечения на промышленном предприятии с использованием аппарата теории нечетких множеств.

6. Получено решение задачи оценки целесообразности инвестиций в строительство электростанции на нефтеперерабатывающем заводе, свидетельствующее, что в условиях роста цен на электроэнергию для промышленных потребителей и рисков перебоев в энергоснабжении из единой энергосистемы создание системы собственного энергообеспечения нефтеперерабатывающего завода не только приносит финансовый эффект в размере 3,2 млрд рублей (накопленная экономия издержек на энергоснабжение за весь период реализации проекта), но также обеспечивает снижение удельного веса затрат на энергоресурсы в составе себестоимости производимой продукции и способствует повышению надежности энергоснабжения предприятия.

Теоретическая значимость исследования. Теоретическая значимость результатов исследования заключается в совершенствовании и развитии

теоретических подходов к оценке эффективности инвестиций в систему собственного энергообеспечения промышленного предприятия на основе сопоставления издержек альтернативных вариантов энергоснабжения с учетом специфических для проектов в электроэнергетике факторов, рисков и т.д.

Практическая значимость полученных результатов заключается в возможности их применения при принятии обоснованных управленческих решений в области рационализации энергоснабжения промышленного предприятия на основе сопоставительной оценки эффективности системы собственного энергообеспечения и централизованного энергоснабжения.

Внедрение и апробация результатов работы. Результаты диссертационной работы были доложены и получили положительные оценки на следующих международных конференциях: XXVII Международные Плехановские чтения (РЭУ им. Г.В. Плеханова, г. Москва, 6 февраля 2014 г), XXIX Международная научно-практическая конференция «Современные тенденции в экономике и управлении: новый взгляд» (г. Новосибирск, 20 ноября 2014 г), II Международная научная конференция «Общество, наука, инновации» (г. Москва, 29-30 октября 2014 г), VI International research and practice conference «Science, Technology and Higher Education» (Westwood, Canada, 12-13 ноября 2014 г), XXVIII Международные Плехановские чтения (РЭУ им. Г.В. Плеханова, г. Москва, 10 февраля 2015 г), XI Международная научно-практическая конференция студентов и молодых ученых «Модели, системы, сети в экономике, технике, природе и обществе» (г. Пенза, 23 апреля 2016 г). Разработанные подходы к оценке экономической эффективности энергоснабжения на основе использования собственных источников энергии были использованы при принятии инвестиционного решения о создании собственной электростанции на нефтеперерабатывающем заводе.

Публикации. По теме диссертационного исследования опубликовано 11 печатных работ общим объемом 4,0 п.л., в том числе 5 печатных работ в рекомендованных ВАК Минобрнауки России изданиях общим объемом 2,6 п.л. (из них личный вклад автора – 2,3 п.л.).

Структура, объем и содержание диссертации. Диссертация включает введение, 3 главы, заключение, перечень сокращений и условных обозначений, список литературы и приложения. Работа изложена на 172 страницах основного текста, содержит 25 рисунков, 7 таблиц и 3 приложения. Список использованной литературы включает 147 источников.

Глава 1 Экономико-технологические проблемы энергоснабжения промышленного предприятия

Общая задача развития энергетики заключается в обеспечении технически наиболее эффективного и экономически целесообразного преобразования энергетических ресурсов в виды энергии, соответствующие требованиям потребителей [70, с.132].

С точки зрения функционирования промышленного предприятия встает задача выбора наиболее выгодного способа энергоснабжения, обеспечивающего заданный уровень производства с требуемой надежностью при минимальных затратах.

В складывающихся условиях роста цен на энергоресурсы в целях повышения эффективности производственно-хозяйственной деятельности предприятия необходимо обосновать возможные варианты энергоснабжения промышленного предприятия, выявить характерные для них риски и решить ряд технико-экономических задач, связанных с выбором оптимального варианта энергоснабжения промышленного предприятия.

1.1 Типы технико-экономических задач выбора системы энергоснабжения промышленного предприятия

Выбор экономичных схем энергоснабжения предприятий является важнейшим вопросом развития промышленной энергетики. Естественно, что круг решаемых задач при выборе системы энергоснабжения и их сложность зависят от особенностей конкретного производства [70, с.175]. Вместе с тем при определении экономически эффективного способа энергоснабжения

промышленного предприятия основными можно считать следующие взаимосвязанные вопросы:

1. Определение потребности в энергии по отдельным процессам промышленного производства.
2. Выбор экономичных видов энергии для этих процессов.
3. Выявление выхода вторичных энергетических ресурсов и определение возможных направлений их использования.
4. Обоснование и выбор оптимальных типов энергогенерирующих установок для удовлетворения потребностей предприятия в различных видах энергии.
5. Определение необходимого расхода топлива и оценка коэффициента топливоиспользования предприятия.

Л.А. Мелентьев выделяет три группы технико-экономических задач, связанных с выбором оптимального варианта энергоснабжения промышленного предприятия [70, с.63]:

1. Определение оптимального сочетания различных энергетических установок и их основного оборудования (выбор типа и мощности сооружаемых электростанций и котельных, сравнение вариантов развития энергетических систем, сопоставление вариантов энергоснабжения и т.п.).
2. Выбор параметров оборудования и схем отдельных энергетических установок.
3. Оценка эффективности капитальных вложений, связанных с введением отдельных элементов новой техники на действующих энергетических установках.

В качестве технико-экономической задачи С.Ф. Шершов указывает также выбор способа энергоснабжения (централизованный или децентрализованный) [117, с. 50].

Централизованное энергоснабжение предполагает потребление электроэнергии из единой национальной (общероссийской) электрической сети (ЕНЭС). Под децентрализованным способом энергоснабжения, как правило,

понимается использование электроэнергии, произведенной на собственной генерирующей установке, расположенной рядом с местом потребления. При этом собственная энергоустановка может быть как автономной, так и интегрированной в ЕНЭС, и в случае соединения с сетью появляется возможность продавать излишки мощности и выработанной электроэнергии сторонним потребителям.

В научной литературе, посвященной вопросам энергоснабжения с использованием собственных источников энергии, встречается также термин «распределенная генерация». Анализ российских и зарубежных литературных источников [28, 59, 82, 83, 131, 143, 145] показал, что в настоящее время нет единого общепринятого определения понятия «распределенной генерации».

Некоторые ученые определяют распределенную генерацию, основываясь на том, соединена установка с общей сетью или нет, обладает ли определенными характеристиками, такими как генерация с использованием возобновляемых источников энергии, когенерация и т.д. [50].

Однако, как правило, ключевым критерием, относящим выработку электроэнергии к распределенной генерации, является территориальный признак – производство электроэнергии в месте или рядом с местом потребления. Этот признак также соответствует и собственной генерации, поэтому в рамках данного исследования термины «распределенная генерация» и «собственная генерация» будем считать синонимами.

В общем случае, имеются три варианта энергоснабжения промышленного предприятия:

- централизованное энергоснабжение;
- автономное энергоснабжение (локальная генерация энергии);
- энергоснабжение с использованием собственных энергоисточников, интегрированных в ЕНЭС.

Необходимо отметить, что каждый вариант энергоснабжения связан с определенными рисками. В общем виде риски, присущие возможным вариантам энергоснабжения промышленного предприятия, могут быть разделены на 4

группы: технологические риски, ценовые риски, риски государственного регулирования и риски террористических атак.

Так, например, централизованное энергоснабжение сопряжено с технологическими рисками, которые выражаются в возможных перебоях в энергоснабжении, обусловленных в основном повреждениями в линиях электропередачи, электросетевом оборудовании и т.д.

Для этого варианта энергоснабжения характерны также риски государственного управления, связанные с изменением законодательства в сфере тарифного регулирования, а для случая, когда промышленное предприятие приобретает энергию на энергетических рынках, – и ценовые риски, выражающиеся в возможной волатильности цен на энергию.

Необходимо обратить особое внимание на риск террористических атак. В случае поражения крупных электростанций или линий электропередачи без энергии могут оставаться потребители на территориях достаточно большой площади в течение длительного периода времени. Автономное энергоснабжение в названном аспекте обеспечивает более высокую надежность.

В случае автономного энергоснабжения основными рисками, на наш взгляд, выступают технологический риск выхода из строя энергетической установки, а также возможные срывы в поставках топлива.

Кроме того, если локальные генераторы энергии импортные, то появляются валютные риски, заключающиеся в неблагоприятном изменении валютных курсов не только на инвестиционной стадии, когда идет заключение контрактов на поставку оборудования, но также и в течение всего срока эксплуатации энергоустановок, поскольку затраты на приобретение импортных запасных частей также зависят от курсов валют.

Влияние государства при автономном энергоснабжении минимально, и риски повышения тарифов касаются только тарифов на топливо (природный газ).

Что касается третьего варианта (сочетание автономного и централизованного энергоснабжения), то здесь хотя и присутствуют риски, характерные для обоих рассмотренных вариантов энергоснабжения, но их общий

уровень ниже за счет интеграции энергоустановки в ЕНЭС. Так, например, при выходе из строя собственной энергетической установки промышленное предприятие может получать энергию из энергосистемы, а на случай аварии в энергосистеме источником энергии служит собственный генератор энергии. Таким образом, технологический риск в этом варианте энергоснабжения минимален.

Кроме того, при повышении цен и тарифов на энергию из ЕНЭС энергоснабжение с использованием собственных источников энергии может позволить избежать роста энергетических издержек, а, значит, риск государственного управления также можно считать незначительным.

Таким образом, с точки зрения минимизации рисков наиболее предпочтительным является вариант энергоснабжения с использованием собственных энергоисточников, интегрированных в ЕНЭС.

Одной из важных предпосылок экономически обоснованных решений при выборе системы энергоснабжения является правильное определение уровней потребления энергии [70, с.186].

При перспективном планировании потребность в энергии для промышленного предприятия определяется по каждому виду ресурсов на основе норм удельного расхода энергии и объема продукции на планируемый период. При этом рассчитывается потребность отдельно на основные и вспомогательные нужды. Учитываются также потери энергии в сетях [88].

Но информации об одной потребности недостаточно, необходимо знать максимальную нагрузку каждого потребителя и суточный режим потребления за характерные дни различных сезонов (зима, лето). Расчет электрических нагрузок является одним из первых этапов проектирования систем электроснабжения, от точности которого зависят капитальные затраты, металлоемкость системы электроснабжения и потери электроэнергии в ней [18, с. 126].

Кроме того, нужно учитывать затраты на освещение и потери энергии в заводских сетях и трансформаторах, что составляет 2-4% от подсчитанной потребности для производства и освещения [117, с. 142].

По мнению Б.И. Кудрина, определение параметров электропотребления (объемов и мощности) является и будет оставаться важнейшей задачей промышленного потребителя на самую отдаленную перспективу [60, с. 14]. Множество методик расчета нагрузок основывалось на однозначном сложении или статистическом получении результата путем использования понятий эффективного числа приемников, наиболее загруженной смены, что приводило к снижению до единицы коэффициента максимума нагрузки. В настоящее время все эти расчеты заменены комплексным методом, который модифицируется под требования заказчика.

Выбор рациональной схемы энергоснабжения предприятия зависит от местных условий, основными из которых являются:

1. Размещение предприятия по отношению к границам действия районных энергетических систем.

Если предприятие находится в пределах экономического радиуса действия электрических сетей районной энергетической системы, то всякая электрогенерирующая установка такого предприятия должна рассматриваться как элемент данной энергетической системы (для случая интеграции в ЕНЭС).

2. Абсолютная величина, параметры и режим теплотребления, т.е. характеристика тепловых нагрузок энергогенерирующих установок данного предприятия.

При составлении схем энергоснабжения районов и предприятий обязательным элементом планирования и проектирования является экономическое сравнение вариантов, выявляемое технико-экономическим расчетом [70, с. 60]. Технико-экономический расчет основан на определении соответствующих технико-экономических показателей.

В зависимости от целей энергетических исследований анализ технико-экономических показателей может проводиться в двух направлениях:

- 1) выявление детальных, индивидуальных для каждого объекта показателей строительства и эксплуатации, необходимых для принятия решения о

целесообразности сооружения конкретного предприятия, планирования его текущей работы, путей развития и т.д.

2) определение обобщающих, укрупненных показателей, характеризующих группы однородных предприятий.

Основным назначением укрупненных технико-экономических показателей является определение относительной экономичности различных энергетических сооружений, схем энергоснабжения и т.п. Такие показатели необходимы для решения основных принципиальных вопросов выбора системы энергоснабжения и развития энергетики в целом при перспективном планировании.

Изучение технико-экономических показателей сооружения и эксплуатации энергетических установок является одним из важнейших элементов экономических исследований в энергетике [70, с. 89] и направлено на принятие эффективных управленческих решений при выборе системы энергоснабжения, обеспечивающих рациональное использование ресурсов.

Кроме того, в условиях роста тарифов на электрическую и тепловую энергию помимо определения экономически эффективной схемы энергоснабжения предприятия возникает потребность в разработке энергетической стратегии промышленного предприятия, основанной на принципах рационального поведения – стремлении оптимизировать структуру энергопотребления, сократить издержки энергоснабжения, и отражающей направленность действий менеджмента по использованию возможностей рынка.

Л.Д. Гительман приводит три базовые энергетические стратегии промышленного предприятия [25, с. 159-166]:

1. Стратегия покупателя.
2. Стратегия продавца.
3. Комбинированная стратегия.

Стратегия покупателя (стратегия ценового поиска) направлена на минимизацию энергетических издержек производства за счет повышения энергоэффективности, использования взаимозаменяемых энергоносителей, поиска оптимальных цен на электроэнергию исходя из условий коммерческой и

технической надежности поставщиков. Данная стратегия подходит предприятиям, у которых собственная генерация отсутствует или покрывает лишь часть спроса на электроэнергию.

Стратегия продавца (энергетический бизнес) подходит к применению предприятием, у которого имеются избыточные по отношению к собственным потребностям генерирующие мощности, значительный потенциал вторичных энергетических ресурсов. Промышленные ТЭЦ могут использоваться в качестве поставщиков электроэнергии на оптовом и розничном рынках электроэнергии (мощности), теплоэнергии на соответствующих локальных рынках, а также рассматриваться как поставщики технологических услуг на оптовом рынке электроэнергии (по договору с системным оператором – специализированной организацией, осуществляющей централизованное оперативно-диспетчерское управление в Единой энергетической системе России): содержание системных резервов, регулирование баланса активной мощности энергосистемы, смягчение прохождения провала графика электрических нагрузок в ночное время.

Комбинированная стратегия (стратегия «потребитель-регулятор») сочетает в себе стратегию покупателя и стратегию продавца и может быть использована предприятием, обладающим маневренным технологическим оборудованием и пикорезервным генератором. При такой стратегии предприятие покупает электроэнергию (мощность) на рынке и предоставляет свои технологические услуги по команде системного оператора. Под предоставлением технологических услуг подразумевается управление режимами электропотребления за счет использования маневренного оборудования, обладающего техническими возможностями разгрузки по потребляемой мощности в часы системного максимума без ущерба для качества выпускаемой продукции, а также управление пикорезервным генератором, который может быть включен в мощность общесистемного резерва. Помимо указанной технологической услуги пикорезервный генератор облегчает предприятию прохождение системного максимума за счет работы в пиковые часы суток, когда стоимость производства электроэнергии у него становится ниже рыночной цены на электроэнергию.

Таким образом, проведенный анализ показал, что поставленные технико-экономические задачи выбора системы энергоснабжения промышленного предприятия предполагают решение вопросов выбора рациональных видов энергии и топлива для удовлетворения различных потребностей промышленного предприятия в энергии, определения экономически оправданных расходов и режимов потребления энергии и использования вторичных энергетических ресурсов при обеспечении требуемого уровня надежности. Кроме того, в условиях экономического кризиса необходимо выработать оптимальную энергетическую стратегию, основанную на принципах рационального поведения, направление и цели которой определяются технико-технологическими, техническими, экономическими и организационными предпосылками.

В условиях роста цен на энергоресурсы и с учетом изменчивости российского законодательства в области тарифного регулирования проблема снижения энергетических издержек в промышленном производстве встает особенно остро. Одним из решений проблемы может стать возведение и использование собственных источников энергии.

1.2 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 с 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.).

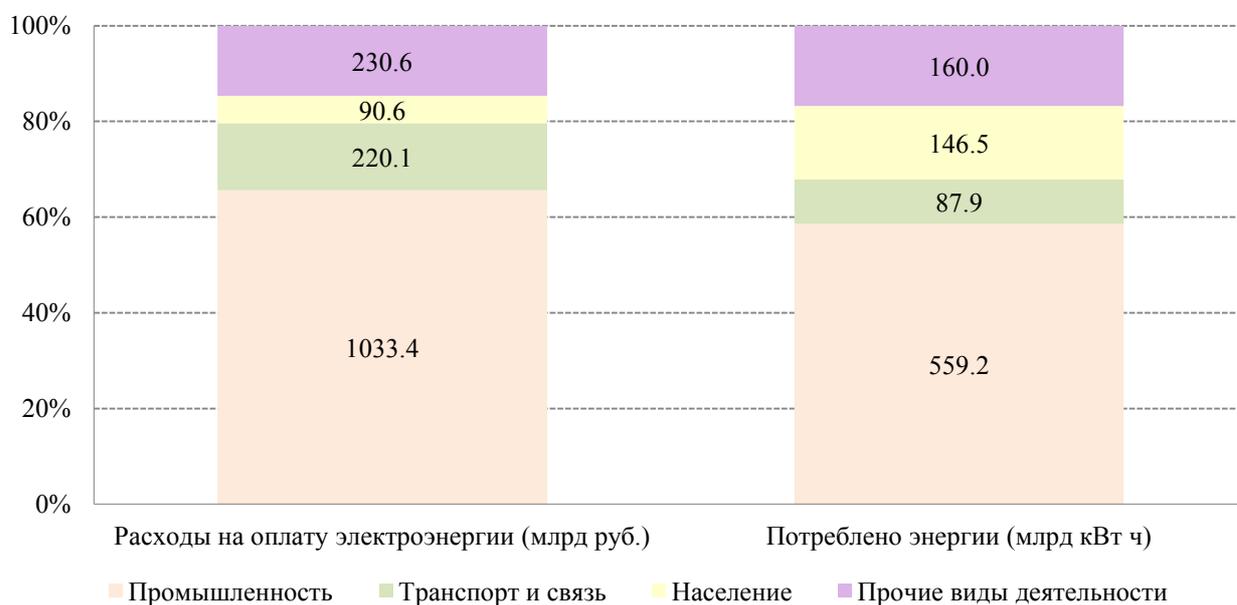


Рисунок 1.1 – Потребление энергии и оплата электроэнергии в России по секторам экономики, 2015 г.

(Составлено автором с использованием источников [84] и [92])

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].



*Средний одноставочный тариф на услуги по передаче рассчитан как среднеарифметическое значение по уровням напряжения.

**Средняя сбытовая надбавка гарантирующего поставщика рассчитана как среднеарифметическое значение по подгруппам потребителей (менее 150 кВт, от 150 до 670 кВт, от 670 кВт до 10 МВт, не менее 10 МВт).

Рисунок 1.2 – Составляющие средних по ценовым зонам нерегулируемых цен на электроэнергию (руб./МВт·ч) (составлено автором)

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.

Особенностью инвестиционных проектов в энергетике, в частности установки собственных источников энергии, является высокая степень зависимости экономической эффективности их реализации от цен на электроэнергию и топливо [44, с. 78]. Поскольку самыми распространенными в настоящее время генераторами малой мощности являются парогазовые (ПГУ) и газотурбинные (ГТУ) установки, работающие на газе, в качестве топлива в настоящем исследовании будем иметь в виду газ.

В соответствии с правилами оптового рынка электрической энергии и мощности [5] крупные промышленные потребители при удовлетворении

определенным критериям могут покупать электроэнергию по ценам, сложившимся на оптовом рынке (рынок «на сутки вперед»).

Минэкономразвития России разработан прогноз темпов роста оптовых цен на природный газ для потребителей, исключая население, и роста цен на оптовом рынке электроэнергии на период до 2019 года [3]. Значения цепных индексов изменения оптовых цен на газ и электроэнергию (в среднем за год к предыдущему году) представлены на рисунке 1.3.

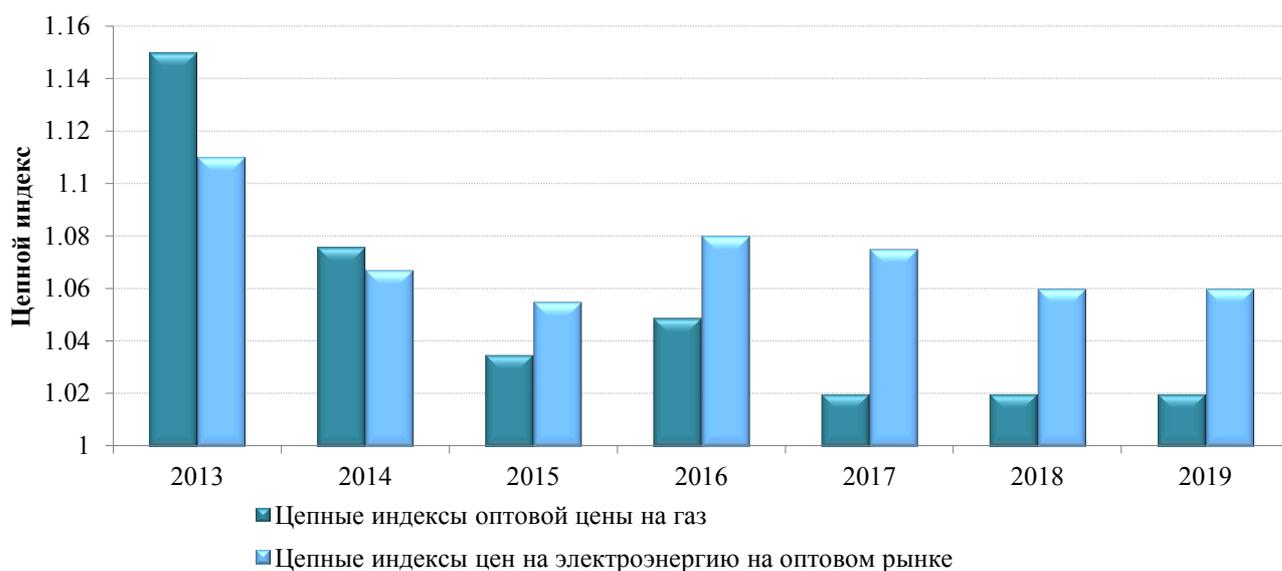


Рисунок 1.3 – Темпы роста оптовых цен на природный газ и электроэнергию (в среднем за год к предыдущему году)

(Составлено автором с использованием источника [3])

В целях более наглядного представления разницы в темпах роста цен на основе цепных индексов рассчитаны базисные индексы (рисунок 1.4).

Основываясь на предположении, что наблюдаемая тенденция будет иметь место в будущем, учитывая неравномерность и непропорциональность роста цен на электроэнергию и на газ, можно предположить, что со временем экономия затрат на электроэнергию за счет использования собственной генерации по сравнению с использованием электроэнергии из сети будет возрастать [44].

Автономное энергоснабжение предприятия предусматривает покрытие всей потребности в энергетических ресурсах за счет собственных генерирующих

установок и характеризуется полным отказом от потребления электроэнергии из сети. Это частный случай, который возможен, например, в условиях крайней удаленности предприятия от региональных распределительных сетей.

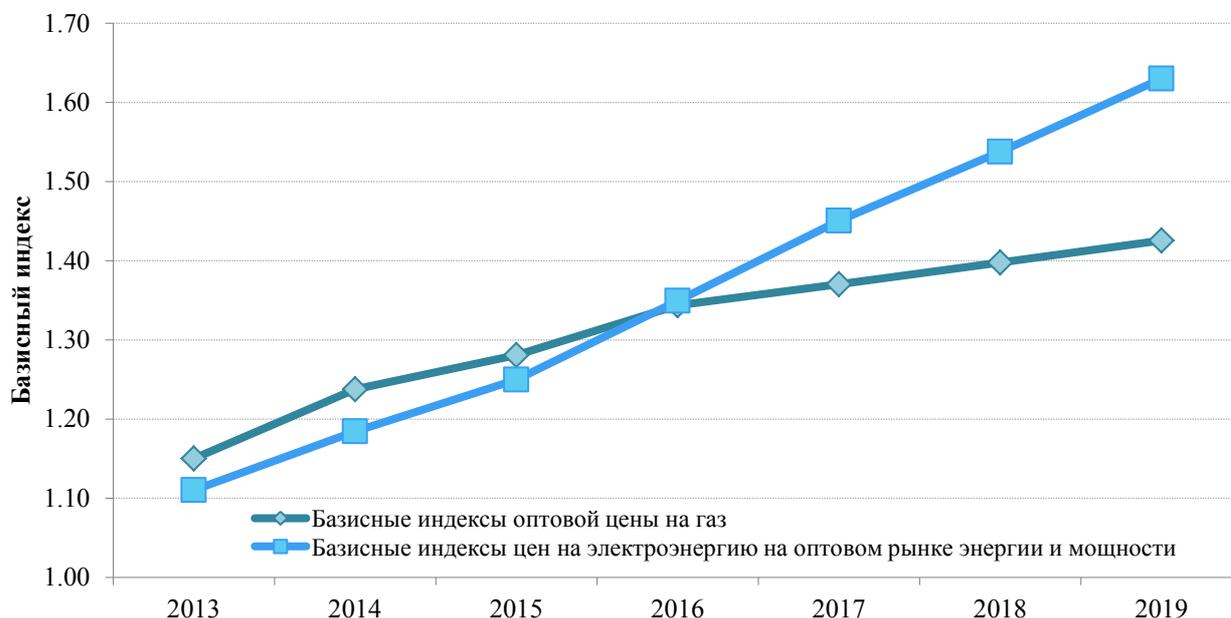


Рисунок 1.4 – Динамика роста оптовых цен на природный газ и электроэнергию
(в среднем за год к базисному году – 2012 г)
(Составлено автором с использованием источника [3])

Вместе с тем в параграфе 1.1 обосновано, что наиболее предпочтительным с точки зрения минимизации рисков является вариант энергоснабжения с использованием собственных энергоисточников, интегрированных в ЕНЭС. Поэтому в данном исследовании рассмотрен вариант использования собственной генерации параллельно с единой энергосистемой.

Использование собственной генерации способствует в конечном итоге снижению энергетических издержек в себестоимости производимой продукции, а значит может рассматриваться как фактор повышения эффективности производственно-хозяйственной деятельности предприятия.

Создание системы энергоснабжения промышленного предприятия на основе использования собственных источников энергии представляет собой типичный инвестиционный проект, экономика которого в общем случае характеризуется капитальными вложениями и операционными затратами. Однако

инвестиционные проекты в энергетике имеют специфические особенности, которые необходимо учитывать при оценке целесообразности реализации таких проектов.

Таким образом, в целях комплексной оценки эффективности инвестиций в возведение собственных источников энергии необходимо провести анализ факторов с учетом специфики электроэнергетики и сформировать систему соответствующих показателей эффективности, на основании которой можно сделать вывод о целесообразности реализации инвестиционного проекта строительства электростанции на промышленном предприятии.

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

Прежде чем перейти к анализу факторов и показателей эффективности инвестиций в создание собственных источников энергии определим научно-понятийный аппарат, необходимый для проведения дальнейшего исследования.

Уточним основные определения финансово-экономических понятий, необходимые для понимания функциональной и экономической сущности исследуемых процессов.

Инвестиционный проект – план или программа мероприятий, связанных с осуществлением капитальных вложений с целью их последующего возмещения и получения прибыли [78, с. 67]. Инвестиционный проект промышленного предприятия можно также определить как экономически обоснованную схему привлечения и вложения инвестиционных ресурсов и получения на этой основе доходов и прибылей [41].

Инвестиции (в широком смысле) – временный отказ экономического субъекта от потребления имеющихся в его распоряжении ресурсов (капитала) и использование этих ресурсов для увеличения в будущем своего благосостояния [78, с. 67].

В рамках данного исследования под ресурсами будем понимать денежные средства, вместе с тем в широком смысле ресурсами являются также целевые банковские вклады, паи, акции и другие ценные бумаги, технологии, машины, оборудование, лицензии, в том числе и на товарные знаки, кредиты, любое другое имущество или имущественные права, интеллектуальные ценности, вкладываемые в объекты предпринимательской деятельности и другие виды деятельности в целях получения прибыли и достижения положительного экономического и социального эффекта [116, с. 54].

В инвестиционном анализе принято разделять инвестиции по объектам инвестиционной деятельности на портфельные и реальные. В рамках диссертационного исследования будем рассматривать последние. Учитывая специфику диссертационного исследования (рассматривается инвестиционный проект возведения собственных источников энергии для удовлетворения собственных производственных нужд), под главной целью реальных инвестиций будем понимать увеличение капитала (материальных активов путем капитального строительства), а также последующее повышение эффективности производства путем снижения себестоимости выпускаемой продукции.

Возведение собственных источников энергии представляет собой инвестиционный проект, а значит, его эффективность может быть оценена на основе расчета основных показателей эффективности, используемых в инвестиционном анализе [55].

Под оценкой эффективности инвестиционного проекта будем понимать расчет оценочных значений отобранных показателей с применением соответствующих критериев. Таким образом, в целях принятия качественных инвестиционных решений необходимо сформировать систему показателей эффективности и обосновать соответствующие критерии.

Отметим, что в литературе наблюдается несколько подходов к использованию терминов «критерий» и «показатель». Некоторые авторы считают эти понятия взаимозаменяемыми и используют их как синонимы [20, 23, 24, 52].

Вместе с тем между данными терминами, на наш взгляд, существуют принципиальные различия. Для выработки системного подхода к оценке эффективности инвестиций необходимо определить сущность и содержание используемых терминов.

Экономико-математический словарь [66, с. 267] определяет показатель (в экономике) как выраженную числом характеристику какого-либо свойства экономического объекта, процесса или решения.

Для решения задач диссертационного исследования требуется провести комплексный анализ, что в свою очередь требует использования в работе не отдельных показателей, а целой системы. Под системой показателей, характеризующей определенный хозяйствующий субъект или явление, понимается совокупность взаимосвязанных величин, всесторонне отражающих состояние и развитие данного субъекта или явления.

В связи с этим, по нашему мнению, вынесение суждения об экономическом процессе или явлении должно быть основано на использовании системы показателей с применением соответствующих критериев.

Критерий – признак, на основании которого производится оценка, сравнение альтернатив, классификация объектов и явлений [66, с. 63]. Другими словами, критерий – это признак, основание, правило, позволяющее проверить что-либо на соответствие предъявленным требованиям (мере).

Для того, чтобы сформировать систему показателей, характеризующих эффективность инвестиционного проекта по установке собственного источника энергии на промышленном предприятии, проведем анализ методов оценки экономической эффективности инвестиционных проектов и выявим особенности реализации инвестиционных проектов в энергетике.

Анализ литературы показал, что методы оценки экономической эффективности инвестиционных проектов, применяемые отечественными и зарубежными авторами, подразделяются на две группы: методы, основанные на дисконтированных оценках, и методы с использованием учетных оценок. Первую

группу методов называют финансовыми методами, вторую – бухгалтерскими (простыми или статическими).

Выбор метода зависит от сроков реализации инвестиционного проекта, размеров инвестиций и других факторов [99, с. 103]. Методы, основанные на использовании бухгалтерского подхода, могут применяться для оценки эффективности малозатратных и быстрореализуемых инвестиционных проектов и неприменимы для оценки эффективности инвестиционных проектов с длительным сроком окупаемости, поскольку не учитывают фактор времени.

И.М. Волков к простым методам относит расчет срока окупаемости и расчет простой нормы прибыли [20]. Э.И. Крылов к методам, не использующим дисконтирование, также относит метод оценки эффективности инвестиций исходя из сроков их окупаемости и метод оценки по норме прибыли на капитал [57, с. 47]. В.В. Ковалев [52] и Т.В. Герасименко [24, с. 53] среднюю норму прибыли называют также коэффициентом эффективности инвестиций.

Преимущество бухгалтерских методов заключается в том, что отсутствие необходимости использовать метод дисконтирования позволяет увязать денежные потоки с данными бухгалтерского учета [57, с. 51]. Однако зачастую бухгалтерский учет объединяет доходы и издержки, которые не соответствуют необходимым для анализа финансовым потокам. Например, несоответствия между доходами (бухгалтерское понятие) и поступлениями (финансовое понятие) могут возникать при реализации продукции в кредит. Кроме того, при расчете чистой прибыли не учитываются инвестиционные затраты (капитальные вложения), представляющие собой реальные оттоки денежных средств, однако учитываются амортизационные отчисления, представляющие собой абстрактные формальные начисления, не затрагивающие реальный денежный поток [15, с. 240].

Ввиду более высокой точности в мировой практике наиболее часто применяют методы, основанные на дисконтировании денежных потоков. Финансовые методы применимы и в оценке эффективности инвестиционных

проектов в энергетике, характерной особенностью которых являются значительные капитальные вложения и длительный срок окупаемости.

В связи с этим подробнее рассмотрим финансовые методы и систему показателей эффективности будем формировать на основе финансового подхода.

К основным показателям эффективности инвестиционных проектов группы финансовых методов принято относить чистый дисконтированный доход (NPV), внутреннюю норму рентабельности (IRR), дисконтированный срок окупаемости (DPP), индекс доходности (PI) [15, 112, 133].

Однако инвестиционные проекты в энергетике, в частности, возведение собственных источников энергии, обладают специфическими особенностями, которые необходимо учесть, чтобы принять обоснованное инвестиционное решение. Рассмотрим эти особенности.

Решение, связанное с энергоснабжением любого объекта, должно основываться на технико-экономических расчетах. Они позволяют сопоставить различные варианты энергоснабжения, в том числе на основе оценки экономической эффективности, и выбрать наилучший.

Из всего круга технико-экономических расчетов в инженерной практике наибольшую сложность по методологии, согласно С.Ф. Шершову [117], имеют расчеты, связанные с определением эффективности затрат при выборе оптимального проектного варианта. Сравнение различных проектных вариантов и выбор из них оптимального сводится к их экономической оценке.

Одним из экономических критериев выбора вариантов энергоснабжения является минимум приведенных затрат. При принятии инвестиционного решения относительно ввода собственных источников энергии целесообразно сравнить сумму приведенных затрат в варианте централизованного энергоснабжения (обозначим их через C_1) с суммой приведенных затрат, возникающих при создании и использовании собственного источника энергии (C_2). Обе величины имеют отрицательное значение, и при их сравнении между собой большее в абсолютном выражении значение затрат будет иметь меньшую величину, и наоборот.

Разность суммарных дисконтированных затрат двух рассмотренных вариантов характеризует экономический эффект F от установки и использования собственного источника энергии:

$$F = C_2 - C_1 \quad (1.1)$$

Экономический эффект F в оценке эффективности внедрения собственной генерации считаем эквивалентным показателю NPV в классическом инвестиционном анализе. В общем случае положительное значение F свидетельствует о наличии выгоды от использования собственных источников энергии.

Затраты на реализацию любого инвестиционного проекта строительства какого-либо объекта в общем случае состоят из капитальных вложений на сооружение объекта и издержек производства, связанных с текущей эксплуатацией (включая затраты на покупку сырья, топлива, материалов, энергии и т.п.).

Таким образом, основными факторами, определяющими величину экономического эффекта F от внедрения собственных источников энергии, являются:

- капитальные вложения;
- эксплуатационные затраты.

Капитальные вложения в общем случае представляют собой финансовые вложения в здания, оборудование и другие средства труда. Если рассматривать возведение собственных источников энергии на промышленном предприятии, то капитальные вложения включают в себя помимо непосредственно стоимости основного и вспомогательного оборудования также затраты на строительно-монтажные работы (СМР), проектно-изыскательские работы (ПИР) и пр. (в случае планируемой интеграции энергоустановки в единую энергосистему к указанным статьям капитальных вложений прибавляются также затраты на технологическое присоединение к электрическим сетям). Если в качестве варианта энергоснабжения нового промышленного предприятия рассматривается

централизованное энергоснабжение, то капитальными затратами считают затраты на технологическое присоединение к электрическим сетям.

Эксплуатационные затраты в случае централизованного энергоснабжения представляют собой затраты на энергию, приобретаемую у внешнего поставщика, а в случае генерации энергии на собственной энергоустановке – издержки производства, отражающие себестоимость вырабатываемой с помощью этого генератора энергии (выраженные в денежной форме затраты на производство энергии).

Структура эксплуатационных затрат в производстве энергии в значительной мере отличается от характерной для предприятий обрабатывающих отраслей промышленности и одновременно индивидуальна для отдельных групп энергетических установок.

Для технико-экономических расчетов в энергетике оценка эксплуатационных затрат – это, главным образом, оценка затрат на топливо.

Л.А. Мелентьев подробно раскрывает факторы, влияющие на затраты на топливо. Так, денежное выражение затрат на топливо может быть определено либо по себестоимости добычи топлива и по себестоимости его перевозки, либо по отпускной цене топлива и по тарифам на его перевозку. Кроме того, на изменение расчетных затрат на топливо влияет режим топливоиспользования. Например, с уменьшением у отдельных потребителей годового числа часов использования расчетного максимального расхода газа (снижающего и годовую загрузку магистрального газопровода) себестоимость потребляемого ими газа существенно возрастает [70].

Для разработки рациональных схем энергоснабжения и улучшения экономичности промышленной энергетики большое значение имеет повышение уровня топливоиспользования.

Изучение факторов, формирующих коэффициент топливоиспользования отдельных процессов и предприятия в целом, позволяет определять резервы экономии расходов энергии и топлива и пути дальнейшего совершенствования не

только энергетических балансов, но и технологии промышленных предприятий [70, с. 186].

Вид топлива также является фактором затрат на топливо. Так, например, себестоимость электроэнергии паротурбинной конденсационной электростанции на газе является наиболее низкой по сравнению с аналогичными электростанциями, работающими на других видах топлива [117, с.96].

Для газа капитальные вложения и эксплуатационные затраты в сравнении с твердым топливом получаются наименьшими в связи с тем, что при сжигании газа не требуется никакой предварительной подготовки топлива, упрощается оборудование котельной и ее обслуживание.

Влияние вида топлива сказывается особенно значительно на затратах на строительные работы. Доля стоимости строительных работ в общих капиталовложениях в энергетические установки снижается с увеличением их мощности. Поэтому влияние вида топлива на экономику энергетических установок увеличивается при снижении их мощности.

Калорийность топлива также определяет величину затрат на топливо. Экономичность сжигания газового топлива увеличивается с переходом к более высокой калорийности [117, с. 103].

На рисунке 1.5 представлена схема, систематизирующая основные названные факторы, влияющие на затраты на топливо.

Поскольку экономический эффект F оценивается как разность суммы дисконтированных затрат двух вариантов энергоснабжения, то кроме капитальных вложений и эксплуатационных затрат большое влияние на его величину оказывает выбор ставки дисконтирования и метода дисконтирования.

Существует большое разнообразие методов определения ставки дисконтирования. И.Ю. Жданов [36] приводит 10 методов расчета ставки дисконтирования, среди них метод на основе использования модели оценки капитальных активов CAPM, метод на основе расчета средневзвешенной стоимости капитала WACC, метод рыночных мультипликаторов, расчет ставки дисконтирования на основе премий за риск и т.д.



Рисунок 1.5 – Схема, отражающая факторы, влияющие на затраты на топливо при генерации энергии (составлено автором)

По мнению Е.М. Четыркина [112, с. 259], то, какую ставку следует принять в конкретной ситуации, является делом экономического суждения.

Наиболее распространенным на практике и наиболее приемлемым, по нашему мнению, методом оценки ставки дисконтирования инвестиционных проектов в энергетике является метод WACC (средневзвешенная стоимость капитала), в соответствии с которым ставка дисконтирования определяется как сумма взвешенных оценок отдачи на собственный капитал и заемные средства,

где в качестве весов выступают доли заемных и собственных средств в структуре капитала:

$$WACC = k_d(1 - t)W_d + k_eW_e, \quad (1.2)$$

где k_d – ставка банка за предоставление кредита; t – ставка налога на прибыль; W_d – доля заемного капитала в общей структуре капитала; k_e – ставка дисконта, равная требуемой собственником отдаче на вложенный капитал; W_e – доля собственного капитала в общей структуре капитала.

Наша точка зрения относительно определения ставки дисконтирования совпадает с мнением Е.М. Четыркина, который рассматривает ставку дисконтирования как приемлемый для инвестора норматив доходности.

Отдельного внимания заслуживает вопрос о выборе метода дисконтирования денежных потоков.

Часто оценка эффективности инвестиционных проектов с использованием финансового подхода проводится с предположением о дискретности денежного потока, то есть когда каждый платеж осуществляется в конце (в начале, реже – середине) соответствующего года (в финансовых расчетах год – стандартная единица измерения времени).

Однако, указанное допущение может привести к достаточно большим погрешностям в связи с тем, что в действительности денежные выплаты и поступления осуществляются не единожды, а многократно, и зачастую на ежедневной основе (в масштабах года ежедневные денежные потоки можно с большой точностью рассматривать как непрерывный процесс).

В качестве одного из способов решения указанной проблемы П.Л. Виленский [19] предлагает разделить разные аспекты влияния фактора времени – неравноценность разновременных затрат и распределение денежного потока внутри шага, и общий коэффициент дисконтирования ε_m представить в виде произведения двух множителей:

$$\varepsilon_m = \alpha_m \gamma_m, \quad (1.3)$$

где множитель $\alpha_m = e^{-rtm} = (1 + E)^{-tm}$ отражает влияние неравноценности разновременных эффектов и представляет собой обычный

коэффициент дисконтирования, относящийся к началу шага, а коэффициент распределения γ_m отражает внутришаговое распределение денежного потока и позволяет привести распределенный внутри шага денежный поток к началу шага.

Значение γ_m зависит только от длины шага расчетного периода Δ_m :

- если приток / отток денежных средств осуществляется в начале шага, то $\gamma_m = 1$;
- если приток / отток денежных средств осуществляется в конце шага, то $\gamma_m = e^{-r\Delta_m} = (1 + E)^{-\Delta_m}$;
- если приток / отток денежных средств осуществляется равномерно на протяжении шага, то

$$\gamma_m = \frac{1 - e^{-r\Delta_m}}{r\Delta_m} = \frac{1 - (1 + E)^{-\Delta_m}}{\Delta_m \ln(1 + E)}. \quad (1.4)$$

Кроме того, И.П. Виленский также отмечает, что в расчетах интегрального эффекта можно использовать среднегодовые, а не суммарные чистые денежные потоки. Коэффициент дисконтирования α_m при этом не меняется, а коэффициент распределения γ_m заменяется на коэффициент распределения среднегодовых чистых денежных потоков $\hat{\gamma}_m$:

$$\hat{\gamma}_m = \frac{1 - e^{-r\Delta_m}}{r} = \frac{1 - (1 + E)^{-\Delta_m}}{\ln(1 + E)}. \quad (1.5)$$

В связи с тем, что осуществление производственной деятельности промышленного предприятия предполагает постоянное использование энергии, распределение денежных потоков, связанных с ее оплатой, можно считать равномерным в течение шага (шагу соответствует интервал времени, равный одному году).

Таким образом, коэффициент дисконтирования денежных потоков ε_t , представляющих собой затраты на энергоснабжение, может быть представлен в виде:

$$\varepsilon_t = \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{(1 + E)^t \cdot \ln(1 + E)}, \quad (1.6)$$

где E – ставка дисконтирования; t – номер шага.

На наш взгляд, рассмотрение потока платежей в качестве непрерывного снижает ошибки дискретизации и повышает точность проводимых расчетов.

Поскольку создание системы энергоснабжения промышленного предприятия на основе использования собственных источников энергии представляет собой инвестиционный проект с длительным периодом реализации, то помимо использования показателя экономической эффект F для оценки его эффективности могут быть применены и другие показатели, основанные на дисконтировании денежных потоков: внутренняя норма рентабельности (IRR), дисконтированный срок окупаемости (DPP), а также индекс доходности (PI).

В инвестиционном анализе внутреннюю норму рентабельности определяют как ставку дисконтирования, при которой сумма дисконтированных затрат равна сумме дисконтированных поступлений. Ее оценка осуществляется методами, различающимися по трудоемкости и дающими разные по точности результаты. Это может быть, например, метод простого подбора значений ставки дисконтирования до выполнения условия $NPV = 0$. Более сложные и точные методы основаны на различных итерационных процедурах, к которым относится метод Ньютона-Рафсона, метод секущей [114]. Однако большинство стандартных пакетов уже содержат программу, позволяющую оценить внутреннюю норму доходности, задав значения потоков платежей.

Чем выше внутренняя норма доходности, тем выше доходность инвестиций. За рубежом показатель IRR часто используется в качестве основного показателя эффективности, и для дальнейшего анализа отбираются только инвестиционные проекты, внутренняя норма доходности которых не ниже 15-20 % [99, с.106]. Е.М. Четыркин [112] в качестве порогового (минимально допустимого) значения IRR рассматривает ставку дисконтирования E . В общем случае пороговое значение приемлемого для каждого конкретного инвестора уровня доходности зависит от многих субъективных и объективных обстоятельств и может охватывать широкий диапазон значений. Обычно внутренняя норма доходности используется для выбора инвестиционного проекта среди альтернативных.

Еще одним показателем эффективности инвестиционных проектов является дисконтированный срок окупаемости (DPP). Дисконтированный срок окупаемости представляет собой число лет с начала осуществления инвестиций до момента, когда накопленная сумма дисконтированных поступлений станет равной сумме дисконтированных инвестиций.

DPP можно рассматривать как характеристику риска. Чем больше значение DPP, тем выше вероятность реализации неблагоприятных событий, в результате которых фактическая доходность проекта окажется ниже ожидаемой. Величина допустимого дисконтированного срока окупаемости определяется спецификой инвестиционного проекта и в каждом случае оценивается индивидуально.

Индекс доходности (PI) определяется как отношение суммы дисконтированных поступлений к сумме дисконтированных инвестиционных потоков и характеризует величину дохода на каждую денежную единицу инвестиций. Таким образом, если индекс доходности больше единицы, инвестиционный проект признается экономически эффективным.

Итак, мы рассмотрели основные показатели эффективности инвестиционного проекта, основанные на дисконтировании денежных потоков. На основе теоретического анализа литературных источников и практики применения инвестиционных решений (реальных инвестиций) ни один из этих показателей нельзя считать достаточным для принятия гарантированно верного инвестиционного решения, их необходимо использовать комплексно. При этом нужно иметь в виду, что они могут давать разные результаты, так как оценивают эффективность инвестиционного проекта с разных точек зрения.

Однако специфика инвестиционных проектов, затрагивающих энергоснабжение промышленного предприятия, обуславливает необходимость рассмотрения и других показателей.

Важнейшим показателем является снижение доли энергетических издержек в себестоимости продукции, обусловленное рационализацией энергоснабжения промышленного предприятия.

В.В. Петрович [87] считает, что за вычетом затрат на осуществление мероприятий технического прогресса уровень снижения затрат на производство может служить комплексной характеристикой повышения его эффективности. При этом, по мнению Е.Д. Щетининой, энерговооруженность труда при снижении таких затрат в результате стратегии энергоэффективности не должна падать [119].

Когда речь идет о реорганизации процесса энергоснабжения действующего промышленного предприятия или о выборе способа энергоснабжения нового промышленного предприятия, одним из важнейших критериев экономической эффективности сравниваемых вариантов является минимум затрат на производство продукции. Теоретически критерий минимума затрат равноценен критерию максимума прибыли. В самом деле, при неизменных ценах на продукцию всякое снижение производственных издержек означает увеличение прибыли. Вместе с тем для решения практических задач удобнее пользоваться критерием минимума затрат [30]. Основными факторами затрат на энергоснабжение являются объем потребляемых энергоресурсов и стоимость энергоресурсов.

Таким образом, приведенные энергозатраты можно минимизировать как за счет сокращения энергопотребления, так и за счет снижения стоимости потребляемой энергии.

В связи с тем, что при определенных условиях стоимость энергии, произведенной на собственных источниках энергии, может быть ниже тарифов (цен) на энергию из единой энергосистемы, реализация инвестиционного проекта возведения собственных генерирующих мощностей на промышленном предприятии может не только принести финансовый эффект от инвестиций, но также снизить долю энергетических затрат в себестоимости произведенной продукции и повысить ее конкурентоспособность. Другими словами, собственная генерация может способствовать повышению эффективности производственно-хозяйственной деятельности предприятия.

Таким образом, при обосновании целесообразности реализации инвестиционного проекта строительства собственных энергоисточников на

промышленном предприятии необходимо также оценить потенциальное снижение энергетических затрат в себестоимости продукции.

Как было отмечено ранее, использование собственных источников энергии повышает качество и надежность энергоснабжения, и как следствие, снижает ущерб от перерывов в энергоснабжении, который выражается в стоимости недовыработки продукции, стоимости простоя рабочей силы и оборудования и стоимости потерь, связанных с расстройством технологического процесса и порчи оборудования. Следовательно, этот эффект необходимо также оценить при обосновании инвестиций в создание собственных генерирующих мощностей.

Определение ущерба от перерывов в энергоснабжении потребителей в денежных единицах является основой оценки эффективности повышения надежности.

А.А. Семенов [98] утверждает, что величина ущерба зависит от математического ожидания частоты и длительности перерывов (все величины, определяющие ущерб, являются вероятностными):

$$Y = aN + bM, \quad (1.7)$$

где Y – ущерб от перерыва электроснабжения, руб./год; N – математическое ожидание числа перерывов, раз/год; a – математическое ожидание убытков от одного перерыва, руб./пер.; b – математическое ожидание среднего убытка от одного часа простоя технологического агрегата, руб./час; M – математическое ожидание суммарной длительности перерывов, час/год.

С некоторыми допущениями при определенных условиях (например, в случае установки на предприятии резервных энергоисточников или соединении с энергосистемой) можно считать, что установка собственного источника энергии сводит ущерб к нулю. Следовательно, в качестве показателя, используемого при оценке эффективности собственной генерации, можно принять величину ущерба, возникающего при централизованном энергоснабжении промышленного предприятия, рассчитываемого по формуле (1.7).

Результаты проведенного анализа представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Система показателей эффективности инвестиций в создание собственных генерирующих установок на промышленном предприятии*

| Наименование показателя | Что характеризует показатель | Факторы, оказывающие влияние на значение показателя |
|--|---|--|
| Экономический эффект (F) | Выгоду от использования собственных источников энергии | Стоимость топлива; Стоимость электрической и тепловой энергии из единой энергосистемы; Затраты на эксплуатацию собственной энергоустановки; Капитальные вложения в установку собственного энергоисточника; Мощность энергоисточника; Стоимость технологического присоединения; Ставка дисконтирования. |
| Внутренняя норма доходности (IRR) | Ставку дисконтирования, при которой сумма дисконтированных затрат равна сумме дисконтированных поступлений | Те же, что оказывают влияние на экономический эффект (F) |
| Дисконтированный срок окупаемости (DPP) | Период с начала осуществления инвестиций до момента, когда накопленная сумма дисконтированных поступлений станет равной сумме дисконтированных инвестиций. DPP можно рассматривать как характеристику риска | Значения и специфика распределения денежных потоков во времени |
| Индекс доходности (PI) | Величину дохода на каждую денежную единицу инвестиций | Значения и специфика распределения денежных потоков во времени, а также ставка дисконтирования |
| Снижение доли энергетических издержек в себестоимости продукции | Снижение удельного веса затрат на энергоресурсы в составе себестоимости продукции | Объем потребляемых энергоресурсов; Стоимость потребляемых энергоресурсов |
| Сокращение ущерба промышленных потребителей от перерывов в энергоснабжении | Величину ущерба от перебоев в энергоснабжении, возникающего при централизованном энергоснабжении промышленного предприятия. | Математическое ожидание частоты и длительности перерывов; Математическое ожидание среднего убытка от одного часа простоя технологического агрегата; Математическое ожидание убытков от одного перерыва |

* Составлено автором

Подводя итог, отметим, что для принятия обоснованного инвестиционного решения специфика такого инвестиционного проекта как возведение собственной электростанции на промышленном предприятии предполагает использование системы показателей, которая включает в себя как показатели, традиционно используемые в инвестиционном анализе, так и показатели, характеризующие надежность энергоснабжения и производственную энергоэффективность. Это позволяет оценить эффективность проекта не только с позиции финансовой привлекательности, но и с точки зрения анализа повышения эффективности производственно-хозяйственной деятельности промышленного предприятия.

Выводы к главе 1

Технико-экономические задачи выбора системы энергоснабжения промышленного предприятия предполагают решение вопросов выбора рациональных видов энергии и топлива для удовлетворения различных потребностей промышленного предприятия в энергии, определения экономически оправданных расходов и режимов потребления энергии и использования вторичных энергетических ресурсов при обеспечении требуемого уровня надежности. Кроме того, в условиях экономического кризиса необходимо выработать оптимальную энергетическую стратегию, основанную на принципах рационального поведения, направление и цели которой определяются технико-технологическими, техническими, экономическими и организационными предпосылками.

В условиях роста цен на энергоресурсы и с учетом изменчивости российского законодательства в области тарифного регулирования одним из решений проблемы снижения энергетических затрат в промышленном производстве может стать возведение и использование собственных источников энергии.

Создание собственной генерации способствует в конечном итоге снижению энергетических издержек в себестоимости производимой продукции, а значит

может рассматриваться как фактор повышения эффективности производственно-хозяйственной деятельности предприятия.

Проведенный анализ тенденций изменения цен на энергоресурсы показал, что со временем экономия затрат на электроэнергию за счет использования собственной генерации по сравнению с использованием электроэнергии из сети будет возрастать. Это свидетельствует о благоприятных перспективах использования собственной генерации на промышленных предприятиях России.

В целях комплексной оценки эффективности инвестиционных проектов возведения собственных источников энергии с учетом присущих им специфических особенностей сформирована система показателей, на основании оценки и анализа которых можно сделать предварительный вывод о целесообразности реализации инвестиционного проекта создания собственных генерирующих установок на промышленном предприятии. Предложенная система показателей кроме показателей, традиционно используемых в практике инвестиционного анализа (интегральный эффект, внутренняя норма доходности, дисконтированный срок окупаемости, индекс доходности), включает в себя также показатель, отражающий снижение удельного веса затрат на энергоресурсы в составе себестоимости продукции, а также показатель, характеризующий повышение надежности энергоснабжения за счет использования собственных источников энергии. При этом основным показателем, характеризующим экономическую эффективность реализации инвестиционного проекта установки на промышленном предприятии собственных энергоисточников, мы считаем экономический эффект F , отражающий накопленную сумму экономии за период эксплуатации собственной энергоустановки. Методика его расчета представлена в главе 2.

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

Экономико-технологические преимущества собственной генерации энергии, обоснованные в главе 1, позволяют считать возведение и использование локальных источников энергии на промышленном предприятии одним из решений проблемы снижения энергетических издержек в себестоимости производимой продукции.

Строительство электростанции представляет собой инвестиционный проект с длительным сроком реализации, характеризуемый специфическими особенностями возникающих в результате его реализации денежных потоков и сопутствующими рисками.

Для принятия обоснованного инвестиционного решения необходимо провести сопоставительный анализ экономической эффективности системы собственного энергообеспечения промышленного предприятия и централизованного энергоснабжения, а также оценить риск неэффективности инвестиционного проекта, под которым понимается вероятность того, значение полученного экономического эффекта F окажется ниже установленного инвестором приемлемого значения.

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

В задачах оптимизации размещения объектов малой распределенной энергетики, решению которых в настоящее время уделяется большое внимание в России и за рубежом, применяется большое разнообразие критериев: минимум

потерь мощности, максимум прибыли, максимум надежности энергоснабжения, минимум расхода топлива, минимум затрат [28, 38, 115] или применяют многокритериальную оптимизацию [81, 138].

В научной литературе предложены различные модификации многоцелевых математических моделей оптимизации размещения источников малой генерации, для которых определяются оптимальные значения различных факторов: инвестиционных составляющих, снижения издержек на покупную энергию, изменения уровней напряжения, потерь мощности и электроэнергии, влияния новых источников на устойчивость работы электрической сети, повышения надежности электроснабжения и др.

Данная диссертационная работа посвящена исследованию экономических аспектов собственной генерации энергии.

Анализ литературы показал, что самый распространенный метод оценки экономической эффективности инвестиционных проектов в сфере энергетики основан на расчете чистого дисконтированного дохода NPV (основной критерий экономической целесообразности инвестиций – максимум NPV). В общем случае в зависимости положительного или отрицательного значения NPV проект может быть соответственно рекомендован к реализации или нет.

Рассмотрим существующие подходы к моделированию оценки экономической эффективности применения собственной генерации на промышленном предприятии.

1) В.П. Обоскалов [83] принимает максимум NPV в качестве основного критерия экономической эффективности собственной генерации и оценивает эффективность собственной генерации путем ее сопоставления с эффективностью централизованного энергоснабжения. Так, например, расчетный NPV определяется превышением NPV варианта использования собственного источника энергии (NPV_2) над NPV варианта без собственной генерации (NPV_1):

$$NPV = NPV_2 - NPV_1 \quad (2.1)$$

При этом NPV_1 определяется по формуле:

$$NPV_1 = -K_{\text{ээ}}^{\text{пр}} - K_{\text{тэ}}^{\text{пр}} - \sum_{t=1}^T (\Pi_t^{\text{ээ}} + \Pi_t^{\text{тэ}}) (1 + \alpha)^{-t}, \quad (2.2)$$

где $K_{\text{ээ}}^{\text{пр}}$ – затраты на присоединение к электрическим сетям энергосистемы; $K_{\text{тэ}}^{\text{пр}}$ – затраты на присоединение к тепловым сетям энергосистемы; $\Pi_t^{\text{ээ}}$ и $\Pi_t^{\text{тэ}}$ – ежегодные платежи за потребленную от внешнего поставщика электрическую и тепловую энергию соответственно; α – ставка дисконтирования; T – расчетный период; t – номер шага расчетного периода.

Вариант использования распределенной генерации (автономные источники питания, соединенные с централизованной энергосистемой [83]) предполагает в общем случае возможность продажи излишков выработанной энергии в централизованную сеть и получения соответствующего дохода.

NPV при использовании распределенной генерации (с предположением о том, что капиталовложения осуществляются в год $t=0$) оцениваются по формуле:

$$NPV_2 = -K_{\text{АИП}}^{\text{пр}} - K_{\text{АИП}} - \sum_{t=1}^T \left[I_{\text{а,0,t}} + I_{\text{T,t}} - \sum_{e \in \{\text{ээ, тэ}\}} (\Pi_t^{e,\text{от}} - \Pi_t^{e,\text{с}}) \right] (1 + \alpha)^{-t}, \quad (2.3)$$

где $K_{\text{АИП}}^{\text{пр}}$ – затраты на присоединение автономного источника питания к энергосистеме; $K_{\text{АИП}}$ – капитальные вложения в автономный источник питания; $I_{\text{а,0,t}}$ – годовые издержки на амортизацию и обслуживание; $I_{\text{T,t}}$ – годовые издержки на топливо; $e \in \{\text{ээ, тэ}\}$, ээ – электроэнергия, тэ – тепловая энергия; $\Pi_t^{e,\text{от}}$ – поступления от отпуска энергии в централизованную сеть; $\Pi_t^{e,\text{с}}$ – плата за потребленную из централизованной сети энергию.

Обратим внимание, что в формуле (2.3) расчета NPV_2 учитывается амортизация. Однако, по нашему мнению, учет амортизации в обосновании инвестиций приводит к двойному учету инвестиционных затрат и занижает экономический эффект. Кроме того, расчетный период разбит на интервалы времени, равные одному году, и дисконтирование осуществляется в предположении, что все выплаты происходят один раз в год, тогда как на самом

деле платежи осуществляются значительно чаще. Допущение о дискретности денежных потоков приводит к достаточно большим погрешностям.

В.П. Обоскалов доказывает, что значимым фактором, влияющим на применение источников собственной генерации в производственном процессе или отказ от них, является фактор роста (изменения) цен на энергоносители. В условиях, когда цены на топливо растут быстрее, чем на электрическую и тепловую энергию, эффективность собственной генерации снижается.

Кроме того, В.П. Обоскалов раскрывает и другой фактор экономической эффективности собственной генерации, а именно влияние стратегии загрузки собственной генерации в течение суток (при низкой цене на газ целесообразно использовать источник энергии в базовой нагрузке; при повышении цены на газ возможно более выгодным станет использование собственной генерации в качестве резервных источников питания или в часы «пиковых» нагрузок).

2) Разработанная А.В. Кирпиковым [47] математическая модель оценки экономической эффективности применения распределенной генерации (напомним, что данный термин используется как синоним собственной генерации) также имеет в своей основе критерий максимума NPV. Особенностью модели является то, что он используется в качестве критерия оптимизации суточной загрузки (источник энергии может работать по различным сценариям: в базовом цикле с полной загрузкой агрегатов; по графику, согласованному с суточным графиком цен; как резервный или пиковый источник питания и т.д.). Показано, что значение NPV зависит от согласования графика загрузки собственного генератора с суточным графиком рыночной цены на электроэнергию, которое при расчете NPV в предположении случайности реализации цены M_t^e и мощности нагрузки P_t^e , где t – номер часа в сутках, предлагается учесть через использование коэффициента согласованности графиков цены и генерируемой мощности, зависящего от коэффициентов вариации $v(M_t^e)$ и $v(P_t^e)$ и корреляции $k(M_t^e, P_t^e)$:

$$\vartheta_t^e = 1 + v(M_t^e)v(P_t^e)k(M_t^e, P_t^e), e \in \{E_3, E_T\}, \quad (2.4)$$

где $E_{э}$, $E_{т}$ – индексы, обозначающие электрическую и тепловую энергию соответственно.

С учетом коэффициента согласованности ϑ_t^e формула расчета NPV имеет вид [47]:

$$NPV = K_{пс} - \gamma K_{ст} + (\vartheta_t^{E_{э}} \bar{M}^{E_{э}} W^{E_{э}} + \vartheta_t^{E_{т}} \bar{M}^{E_{т}} W^{E_{т}} - D_{т1}) \tau, \quad (2.5)$$

где $K_{пс}$ и $K_{ст}$ – капиталовложения в подключение потребителя к централизованным сетям энергоснабжения и в сооружение установки распределенной генерации соответственно; γ – коэффициент, определяемый ежегодными отчислениями на амортизацию и обслуживание установки собственной генерации; $\bar{M}^{E_{э}}$, $\bar{M}^{E_{т}}$ и $W^{E_{э}}$, $W^{E_{т}}$ – среднесуточная рыночная цена и выработка электрической и тепловой энергии соответственно; $D_{т1}$ – издержки в текущем году; τ – эквивалентный срок службы. Таким образом, корреляция конфигурации графиков мощности собственной генерации с суточным графиком цены существенно влияет на экономический эффект [47].

Отметим, что в данной модели также учитывается амортизационная составляющая.

3) Т.Ю. Паниковская [85] представляет методику оценки целесообразности размещения источников малой генерации (мощностью не более 30 МВт) у потребителей (предприятий нефтегазового комплекса), в основу которой заложены 3 критерия: экономическая эффективность, снижение потерь в распределительной сети и стабилизация уровней напряжения.

Оценка экономической эффективности основана на дисконтировании денежных потоков. Так же, как и в [83], сравниваются два альтернативных варианта энергоснабжения (централизованное энергоснабжение и использование собственного источника энергии). В случае централизованного энергоснабжения расходы складываются из платы за электроэнергию и мощность, а доходы предприятия представляют собой выручку от продажи энергоресурса (газа):

$$D'_t = \sum_{t=0}^T [R_g (1 + \alpha_g)^t - Z_e (1 + \alpha_e)^t] (1 + \alpha)^{-t} = \quad (2.6)$$

$$= \sum_{t=0}^T \left[V_g c_g (1 + \alpha_g)^t - (W_e c_e + 12 P_m c_p) (1 + \alpha_e)^t \right] (1 + \alpha)^{-t},$$

где T – расчетный период; R_g – выручка от продажи газа; Z_e – расходы на покупку электроэнергии и оплату мощности; α – коэффициент дисконтирования; α_e и α_g – темпы роста цен на электроэнергию и газ; V_g – объем продаваемого газа; P_m – максимальная мощность потребителя; c_g , c_e и c_p – нерегулируемые цены на газ, электроэнергию и мощность (в месяц) соответственно.

Для варианта использования собственного источника энергии сумма дисконтированных денежных потоков за расчетный период T составит:

$$\begin{aligned} D_t'' &= -K_s(P_s) - \sum_{t=1}^T \left[Z_{ee} (1 + \alpha_g^*)^{-t} + Z_e (1 + \alpha_e^*)^{-t} + E_s (1 + \alpha)^{-t} \right] = \\ &= -(k_1 + k_2 P_s + k_3 P_s^2) - \\ &- \sum_{t=1}^T \left[P_s T_{max} c_{ee} (1 + \alpha_g^*)^{-t} + (\Delta W_e c_e + 12 \Delta P_e c_p) (1 + \alpha_e^*)^{-t} \right] - \\ &- \sum_{t=1}^T \left[a (k_1 + k_2 P_s + k_3 P_s^2) (1 + \alpha)^{-t} \right], \end{aligned} \quad (2.7)$$

где $K_s(P_s)$ – капитальные вложения в собственный энергоисточник, которые аппроксимируются квадратичной зависимостью; P_s – мощность собственного источника энергии; Z_{ee} – годовые издержки, связанные с производством энергии; Z_e – годовые издержки на покупку оставшегося объема энергии и оплату мощности; E_s – годовые издержки на амортизацию, ремонты и обслуживание; $\Delta W_e = (P_m - P_s) T_{max}$ и $\Delta P_e = P_m - P_s$ соответственно объем электроэнергии и заявленный максимум мощности, который потребитель оплачивает после внедрения собственного источника энергии; a – коэффициент отчислений на амортизацию, ремонт и обслуживание нового источника; k_1, k_2, k_3 – коэффициенты аппроксимации капитальных вложений в собственный источник энергии; α_g^* и α_e^* – реальные ставки дисконтирования, определяемые согласно следующим выражениям:

$$\alpha_g^* = \frac{\alpha - \alpha_g}{1 + \alpha_g}, \quad (2.8)$$

$$\alpha_e^* = \frac{\alpha - \alpha_e}{1 + \alpha_e}, \quad (2.9)$$

где α – ставка дисконтирования; α_g – темп роста цены на газ, α_e – темп роста цены на электроэнергию.

Помимо затрат на электроэнергию учитывается плата за мощность, потребляемую из сети. Методика позволяет определить максимальное значение себестоимости производства электроэнергии, при котором установка распределенного генератора малой мощности экономически эффективна, и верхний предел выбираемой мощности генератора.

Особенностью модели является то, что она применима для оценки эффективности собственной генерации на предприятиях, добывающих или перерабатывающих энергоресурсы, которые при централизованном энергоснабжении реализуются покупателям, а в случае собственной генерации могут быть использованы для производства энергии.

Недостатком данной модели, как и двух рассмотренных ранее [47, 83], является учет амортизационных отчислений, а также дисконтирование денежных потоков на основании предположения об их дискретности.

4) Подход к оценке эффективности собственной генерации, разработанный Л.Д. Хабачевым, также основан на максимизации NPV [110]. Однако Л.Д. Хабачев при обосновании целесообразности реализации инвестиционных проектов по возведению объектов малой распределенной энергетики предлагает учитывать также и общий системный эффект от их ввода в региональные энергетические системы [110]:

$$CSE_t = E_t^l + \Delta D_t^{dg} + \Delta K_t^{nw}, \quad (2.10)$$

где E_t^l – экономия затрат от снижения потерь энергии при ее передаче в год t ; ΔD_t^{dg} – экономический эффект от повышения надежности энергоснабжения (сокращение ущерба потребителей от недоотпуска электроэнергии); ΔK_t^{nw} – экономия капитальных вложений в строительство распределительных сетей для подключения новых потребителей.

С учетом системного эффекта чистый дисконтированный доход от сооружения мини-ТЭЦ определяется по формуле [110]:

$$NPV_t = \sum_{t=1}^T (R_t - C_t - K_t + CSE_t)(1 + E)^{-t}, \quad (2.11)$$

где R_t – поступления от реализации электрической и тепловой энергии в год t периода реализации проекта T ; C_t – себестоимость производства электрической и тепловой энергии без амортизационных отчислений; K_t – капитальные вложения в сооружение мини-ТЭЦ.

Преимуществом данной модели является то, что операционные затраты не включают амортизационные отчисления, это позволяет избежать их двойного счета.

Однако корректность указанного метода учета общего системного эффекта в оценке эффективности конкретного проекта возведения мини-ТЭЦ вызывает сомнение, так как системный эффект, рассчитываемый по формуле (2.10), относится ко всей энергосистеме, а не к конкретному рассматриваемому предприятию. Кроме того, по нашему мнению, при оценке системного эффекта необходимо учесть возможный рост цен на электроэнергию, спровоцированный снижением спроса за счет ухода промышленных потребителей с рынка электроэнергии (при переходе на собственную генерацию).

Итак, обобщая изложенное, перечислим факторы, оказывающие существенное влияние на экономическую эффективность использования собственной электростанции на предприятии:

- стоимость собственного источника энергии;
- стоимость подключения потребителей энергии к централизованным электрическим и тепловым сетям;
- соотношение цен на энергоносители и темпов их роста;
- стратегия загрузки собственной генерации в течение суток;
- наличие добываемых или перерабатываемых энергоресурсов, которые могут быть использованы для производства энергии на собственной электростанции;

- экономический эффект от повышения надежности энергоснабжения (сокращение ущерба потребителей от недоотпуска электроэнергии).

В рассмотренных моделях выбор наиболее экономически выгодного способа энергоснабжения среди альтернативных вариантов (централизованное энергоснабжение и энергоснабжение с использованием собственной генерации) основан на сравнении соответствующих значений NPV.

К основным недостаткам моделей, выявленным в ходе исследования, следует отнести учет амортизационных отчислений как элементов денежных потоков (оттоков денежных средств), возникающих в ходе реализации инвестиционного проекта возведения собственного источника энергии, в то время как амортизация является экономической категорией и не вызывает реальных финансовых оттоков. Кроме того, мы считаем, что при моделировании затрат на оплату энергии корректнее говорить не о дискретном (один раз в год), а о непрерывном потоке платежей. Это обеспечивает более точную оценку суммарных дисконтированных затрат.

Ни одна из рассмотренных методик оценки эффективности собственной генерации не предполагает оценку риска. Вместе с тем для принятия обоснованного инвестиционного решения мы считаем необходимым оценить риск неэффективности инвестиционного проекта создания собственных источников энергии.

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

Длительный срок реализации инвестиционного проекта обуславливает наличие рисков, связанных с возможным отклонением фактических значений параметров от прогнозных. Чем длиннее прогнозный период, тем шире доверительный интервал прогнозных значений факторов, а значит и выше уровень рисков. Игнорирование указанного аспекта может привести к принятию ошибочных инвестиционных решений.

Таким образом, в условиях высокой неопределенности внешней среды необходимость учета рисков при оценке эффективности инвестиционных проектов в целях повышения качества принимаемых решений не вызывает сомнений.

Прежде чем перейти к анализу методов оценки и учета рисков в инвестиционном проектировании необходимо определить содержание понятия риск.

Как показал анализ российской и зарубежной литературы [40, 68, 95], единое определение риска в настоящее время отсутствует.

Ю.А. Зак понимает риск как возможность наступления некоторого неблагоприятного события, влекущего за собой различные потери (вложенных средств, имущества и т.п.), а также получение доходов ниже ожидаемого уровня или появления дополнительных расходов в результате определенной производственной и финансовой деятельности [40].

J.P. Morgan определяет риск как степень неопределенности получения будущих чистых доходов [96].

Б.А. Матвеев под риском понимает возможность наступления случайного события (одного или нескольких), результатом которого является отклонение полученного результата от ожидаемого значения [69, с.5].

Э.И. Крылов понятие риска определяет как непостоянство рыночной среды, изменчивость стоимости капитала и доходов от инвестиций [57]. В качестве меры риска используется понятие «бета-коэффициент». Он отражает изменение рыночной ситуации, т.е. насколько изменятся доходы от инвестиций при соответствующем изменении рыночной ситуации. Если проект имеет низкий уровень риска, то бета-коэффициент меньше 1. Сложность применения бета-коэффициента для измерения риска состоит в том, что на практике трудно определить его точное значение для конкретного инвестиционного проекта.

В.А. Сергеев риск неэффективности проекта предлагает оценить как суммарную вероятность тех сценариев, при которых ожидаемая эффективность проекта (NPV) окажется отрицательной (для случая, когда вероятности отдельных

сценариев известны точно и реализация любого из них является случайным событием) [99, с.144].

В соответствии с Федеральным законом «О техническом регулировании» от 27.12.2002 № 184-ФЗ [1] риск – это вероятность причинения вреда жизни или здоровью граждан, имуществу физических или юридических лиц, государственному или муниципальному имуществу, окружающей среде, жизни или здоровью животных и растений с учетом тяжести этого вреда.

Таким образом, риск часто характеризуют путем описания возможного события и его последствий или их сочетания. Другими словами, понятию «риск» придается содержание, количественно выражаемое вероятностью наступления определенных убытков в течение некоторого периода времени.

Однако в большинстве научных исследований в экономической сфере в понятие «риск» наряду с вероятностью нанесения ущерба вкладывается и другая, связанная с последствиями неблагоприятных события характеристика, – размер ущерба. Это позволяет выразить риск законом распределения вероятностей ущерба. При этом мерой риска может выступать какая-либо характеристика этого распределения (например, математическое ожидание или квантиль распределения) [106, с. 11]. Однако обычно мера риска – показатели, одновременно учитывающие обе характеристики закона распределения ущерба – вероятность его наступления и размеры.

При принятии решения в отношении риска величина возможного ущерба зачастую имеет решающее по отношению к вероятности значение.

В количественном выражении риск может быть определен как изменение численных показателей проекта: NPV, IRR и PV [33].

В [19] риск – это возможность таких последствий принимаемых стратегических решений, при которых поставленные цели (например, стратегические цели) частично или полностью не достигаются; хозяйственный риск – несовпадение фактически полученного экономического результата с намеченным в момент принятия решений. Фактором риска является и

«ошибочный прогноз развития внешней для предприятия хозяйственной среды в долгосрочной перспективе».

Понятие риск тесно связано с понятием неопределенности.

Так, согласно государственному стандарту [7] риск – следствие влияния неопределенности на достижение поставленных целей. Под следствием влияния неопределенности необходимо понимать отклонение от ожидаемого результата или события (позитивное и/или негативное).

Неопределенность – это состояние полного или частичного отсутствия информации, необходимой для понимания события, его последствий и их вероятностей [7].

С.А. Дзюба риском называет меру неопределенности результата [31].

А.А. Милосердов и Е.Б. Герасимова рассматривают неопределенность как ситуацию, обусловленную действием некоторого числа факторов, природа которых нам неизвестна [73, с.19].

Э.И. Крылов под неопределенностью понимает неполноту или неточность информации об условиях реализации проекта, в том числе связанных с ним затратах и результатах [57]. Кроме того, по мнению Э.И. Крылова, неопределенность, связанная с возможностью возникновения в ходе реализации проекта неблагоприятных ситуаций и последствий, характеризуется понятием риска.

Таким образом, случайные факторы, обуславливающие существование ситуации «измеримой» неопределенности (действует только большое число мелких случайных факторов; существует некоторый способ оценки вероятностной закономерности появления ожидаемых событий) могут быть названы как рискообразующие (рисковые) [73].

Ф. Найт в своей книге «Риск, неопределенность и прибыль» [76], которая многими считается ключевым источником информации по управлению рисками, указывает на основные источники такой неопределенности: экономическое развитие страны, в которой ведется бизнес, и неустранимые различия в деловых способностях людей.

Ф. Найт противопоставляет неопределенность риску. Термином «риск» он обозначает измеримую неопределенность, а термином «неопределенность» – неизмеримую неопределенность:

«Практическое различие между категориями риска и неопределенности состоит в том, что, когда речь идет о риске, распределение исходов в группе случаев известно либо благодаря априорным расчетам, либо из статистических данных прошлого опыта, тогда как в условиях неопределенности это не так по той общей причине, что ситуация, с которой приходится иметь дело, весьма уникальна, и нет возможности сформировать какую-либо группу случаев» [76, с. 225-226].

Таким образом, можно сказать, что риск – это субъективная оценка объективно существующей неопределенности. Если неопределенность – неустранимое качество рыночной среды, то риск – это численная характеристика возможности потерь.

По мнению Е.М. Четыркина, риск в инвестиционной деятельности независимо от ее конкретных форм проявляется в виде возможного сокращения отдачи от вложенного капитала по сравнению с ожидаемой, причем это сокращение происходит во времени [112, с. 260].

Наблюдается растущее признание того, что риск-анализ включает разработку функции распределения показателя эффективности инвестиций. Более того, риск, связанный с прямыми инвестициями, рассматривается как вероятность неблагоприятного значения показателя эффективности или оценивается как дисперсия показателя эффективности [124].

Оценка рисков инвестиционного проекта включает в себя качественный анализ рисков и количественное определение значений риска. Качественный анализ представляет собой выявление возможных рисков, проведение их классификации, определение их причин, последствий и набора мер по минимизации ущерба в случае их проявления. Качественные методы позволяют проанализировать все возможные рискованные ситуации и описать все многообразие

рисков рассматриваемого инвестиционного проекта, но получаемые результаты характеризуются субъективностью и неточностью.

Количественная оценка риска, как правило, включает в себя расчет числовых величин показателей риска, вычисление величины возможного ущерба, расчет стоимостного эквивалента системы антирисковых мероприятий. Использование количественных методов оценки риска инвестиционного проекта позволяет получить численную оценку риска, учет которой дает возможность более объективной оценки эффективности проекта.

Анализ литературы показал, что наиболее распространенными методами оценки и учета риска инвестиционного проекта являются следующие методы [15, 99]:

- метод корректировки ставки дисконтирования;
- метод учета риска через рисковые издержки;
- метод эквивалентного денежного потока;
- анализ чувствительности;
- сценарный анализ;
- имитационное моделирование;
- методы теории нечетких множеств и др.

Выбор метода оценки риска инвестиций, по мнению А.О. Недосекина [79], зависит от способа описания информационной неопределенности исходных данных проекта и определяется возможностями информационной базы, требованием к уровню надежности планирования инвестиций и к конечным результатам (показателям).

Рассмотрим указанные методы.

Метод корректировки ставки дисконтирования

Метод предполагает учет рисков путем введения поправки на риск в норму дисконта (ставку дисконтирования) и заключается в следующем. За базовую («безрисковую») часть ставки дисконта принимается доходность по

государственным ценным бумагам. Рисксовая составляющая («премия за риск») учитывается аддитивно или мультипликативно.

По мнению Э.И. Крылова [57], наиболее известный метод установления премии за риск – пофакторный. Его сущность состоит в классификации повышенных факторов риска инноваций и оценок каждого из них в процентах к безрисковой норме дисконта. Общая премия (дополнительная норма дисконта, включающая поправку на риск) рассчитывается путем сложения «премий за риск», установленных по каждому фактору в отдельности, и умножения полученного результата на безрисковую норму дисконта.

Введение рисксовой надбавки к уровню процентной ставки, используемой при дисконтировании потоков платежей, по мнению Е.М. Четыркина, является общей рекомендацией по учету инфляции, риска сокращения отдачи, изменения конъюнктуры и других отрицательных факторов [112, с. 260].

Рисксовая составляющая нормы дисконта в зависимости от условий реализации инвестиционного проекта может учитывать поправку на риск ненадежности участников проекта (определяется экспертно, обычно не превышает 5 %), премию за риск неполучения предусмотренных проектом доходов [99, с. 101].

При этом Г.П. Кривоногов [56] обосновывает невозможность агрегирования факторов риска в некую аддитивную или мультипликативную добавку к «безрисковой» норме ρ .

По нашему мнению, хотя данный подход к учету риска и является одним из самых простых и распространенных, он не может гарантировать высокую степень достоверности в связи с тем, что не учитывает корреляцию между рисковыми факторами, размер рисксовой надбавки зачастую не обоснован и выбирается на основе субъективных представлений. Кроме того, использование ставки дисконтирования с учетом рисксовой составляющей и для положительных, и для отрицательных денежных потоков приводит к искажению итогового показателя.

Учет риска через рисковые издержки

Учета риска в оценке эффективности инвестиционного проекта можно произвести через оценку рисковых издержек.

Н.П. Тихомиров [106] под рисковыми издержками (издержки управления рисками – ИУР) понимает сумму затрат на управление рисками (предпринятых с целью снижения рисков/сокращения потерь, вызванных проявлением неблагоприятных событий), и уровней рисков, оставшихся после их внедрения (потери предприятия, вызванные проявлением неблагоприятных событий, принятием ошибочных решений в условиях неопределенности, например, недополученная прибыль) и выделяет две стратегии управления рисками – принятие риска (стратегия неиспользования никаких мер по снижению возможных ущербов) и уклонение от риска.

Например, в стратегии принятия риска затраты на снижение рисков отсутствуют, и издержки управления риском равны его исходному уровню. Эта стратегия применяется в отношении незначительных рисков или чрезмерно «дорогих» затрат на их снижение. Стратегия уклонения от риска предполагает выделение средств на снижение риска.

При расчете показателей, характеризующих эффективность инвестиционного проекта, рисковые издержки включаются в издержки, связанные непосредственно с реализацией рассматриваемого инвестиционного проекта.

При этом необходимо учитывать ограничения по уровню рисковых издержек с учетом взаимосвязей между уровнем риска и затратами, которые могут быть предприняты в целях его снижения.

Метод эквивалентного денежного потока

Данный метод называют также методом достоверных эквивалентов [104].

В этом методе поправка на риск включается в величину чистого денежного потока. Метод предполагает экспертную корректировку денежных потоков в

зависимости от субъективной оценки уровня риска, сопряженного с получением этих денежных потоков. При этом обоснованных методов расчета безрисковых эквивалентов не существует. Результаты напрямую зависят от восприятия риска лицом, проводящим оценку [104].

Анализ чувствительности

Целью анализа чувствительности является выявление факторов наибольшего риска по проекту – параметров, удельное изменение которых вызывает наибольшее изменение результирующего показателя (NPV, срок окупаемости и т.д.).

Однако важно отметить, что вероятность реализации негативных отклонений выявленного указанным способом «наиболее рискованного» фактора может быть низкой. В этом случае признанный «рисковым» параметр будет представлять незначительный риск.

В отсутствие достаточной статической базы, позволяющей определить вероятности отклонений исследуемых параметров, прибегают к помощи экспертов.

Однако рассмотренный метод предполагает изолированное изменение параметра, в то же время на практике параметры находятся во взаимосвязи и меняются одновременно. Т. Тимофеев [104] в целях частичного преодоления указанного недостатка предлагает использовать двумерный анализ чувствительности, который предполагает исследование изменений ключевого показателя от изменений двух параметров и позволяет охватить достаточно широкий спектр ситуаций.

Сценарный анализ

Сценарный анализ представляет собой оценку риска путем разработки сценариев изменений ключевых параметров проекта, оценки их вероятностей и

расчета итогового показателя эффективности с учетом вероятностей реализации всех сценариев и их взаимосвязи [108]. Как правило разрабатываются оптимистический, пессимистический и наиболее вероятный (базовый) сценарии. Вероятности реализации сценариев оценивают эксперты.

Например, ожидаемый интегральный эффект $NPV_{\text{ожид}}$ может быть оценен по следующей формуле [99, с. 144]:

$$NPV_{\text{ожид}} = \sum_{i=1}^n NPV_i p_i, \quad (2.12)$$

где NPV_i – интегральный эффект в результате реализации i -го сценария; p_i – вероятность реализации i -го сценария; n – количество рассматриваемых сценариев.

Риск неэффективности инвестиционного проекта R представляет собой суммарную вероятность реализации тех сценариев, при которых ожидаемый интегральный эффект проекта является отрицательным [99, с. 144]:

$$R = \sum_{k=1}^m p_k, \quad (2.13)$$

где p_k – вероятность реализации k -го сценария; m – количество возможных сценариев с отрицательным ожидаемым интегральным эффектом.

Средний ущерб, возникающий в случае неэффективности инвестиционного проекта, В.А. Сергеев предлагает определять по формуле [99, с. 144]:

$$y_3 = \frac{\sum_{k=1}^m |NPV_k| p_k}{\sum_{k=1}^m p_k}, \quad (2.14)$$

где NPV_k – значение интегрального экономического эффекта в результате реализации k -го сценария; p_k – вероятность реализации k -го сценария; m – количество возможных сценариев с отрицательным ожидаемым интегральным эффектом.

При этом В.А. Сергеев обращает внимание, что указанный вероятностный подход применим к описанию неопределенности природно-климатических условий реализации проекта (погода, возможность наводнений, землетрясений и

т.п.) или состояния основных средств (отказы оборудования, снижение прочности конструкций зданий и сооружений в результате износа и т.п.).

На наш взгляд, риск неэффективности инвестиционного проекта в рамках реализации сценарного подхода целесообразно выразить величиной отклонения показателя $NPV_{\text{ожид}}$, рассчитанного по формуле (2.12), от величины показателя $NPV_{\text{прог}}$, соответствующего реализации базового сценария.

Недостаток сценарного подхода заключается в невысокой достоверности вероятностных оценок, а также в рассмотрении и учете нескольких сценариев, в то время как в действительности множество сценариев можно считать непрерывным, а не дискретным.

Имитационное моделирование

Имитационное моделирование (метод Монте-Карло) преодолевает недостатки рассмотренных выше методов, однако для его проведения необходима информация о законе распределения параметров.

Метод Монте-Карло позволяет одновременно моделировать случайные изменения нескольких составляющих проекта с учетом условий коррелированности. Сценарии формируются исходя из диапазонов возможных изменений случайных величин и подобранных законов распределения; количество случайных сценариев может быть сколь угодно велико, так как процесс имитации реализован в виде компьютерной программы, существует метод выбора необходимого числа сценариев, гарантирующий с определенной вероятностью надежность результатов моделирования [11]. Однако этот метод является трудоемким, а также основан на определенных допущениях о законе распределения входных параметров, достоверность которых не гарантирована.

Кратко преимущества и недостатки количественных методов оценки рисков представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Преимущества и недостатки количественных методов оценки риска*

| Наименование количественного метода оценки риска | Преимущества | Недостатки |
|--|--|--|
| Метод корректировки ставки дисконтирования | Позволяет учесть инфляцию, риск сокращения отдачи, изменение конъюнктуры и другие отрицательные факторы | Субъективное определение размера премии за риск; Применение поправки на риск к ставке дисконтирования, используемой и для положительных, и для отрицательных денежных потоков приводит к искажению эффективности инвестиционного проекта |
| Учет риска через рисковые издержки | Оценка и учет риска через рисковые издержки в денежных потоках | Сложность определения уровня риска |
| Метод эквивалентного денежного потока | Учет поправки на риск в величине денежного потока | Субъективность в оценке уровня риска и определении соответствующего коэффициента |
| Метод анализа чувствительности | Простота расчетов, а также возможность выявления ключевых входных параметров, а также расчета их предельно допустимых значений с точки зрения экономической эффективности проекта | Изолированное рассмотрение влияния на результирующий показатель изменения одного фактора без учета влияния других и взаимосвязей между ними |
| Сценарный анализ | Устраняет ограничение анализа чувствительности по количеству учитываемых факторов; Отклонения параметров задаются с учетом существующих между ними зависимостей; Простота расчетов | Учет только нескольких возможных исходов по проекту (дискретное множество значений показателей эффективности проекта), хотя в действительности число возможных исходов не ограничено. Проблема достоверности вероятностных оценок. |
| Имитационное моделирование (метод Монте-Карло) | Учет проявления возможных кризисных явлений в будущих периодах на протяжении всего инвестиционного периода. Учет максимально возможного числа факторов. | Сложность определения законов распределения исследуемых параметров (факторов) и результирующих показателей; Трудоемкость метода. |

* Составлено автором

Недостатки рассмотренных методов могут быть преодолены использованием методов теории нечетких множеств.

Методы теории нечетких множеств

Будущие значения параметров, используемых в качестве исходных данных при оценке результативных показателей эффективности инвестиционного проекта, содержат в себе неопределенность и не могут быть определены однозначно. Это подвергает критике использование традиционного подхода к оценке эффективности инвестиционного проекта, ограничиваясь расчетом NPV, IRR и других показателей.

А. Борлакова считает, что в ситуации ограниченной, неточной и неполной информации об инвестиционном проекте неуместно использовать стандартные подходы к оценке эффективности, а наиболее подходящими являются методы теории нечетких множеств, которые позволяют формализовать и должным образом учесть факторы неопределенности [125].

Зачастую неопределенности параметров не могут быть адекватно описаны в рамках теории вероятностей из-за отсутствия объективной информации о вероятности реализации будущих событий. В таких случаях возможным вариантом описания неопределенностей является использование экспертных оценок. В реальных ситуациях эксперты уверенно могут предсказать только интервалы возможных значений параметров и иногда наиболее ожидаемые значения внутри соответствующих интервалов. На протяжении последних нескольких десятилетий наблюдается возрастающий интерес к применению интервальной арифметики и методов теории нечетких множеств в планировании, бюджетировании и т.д.

Аппарат теории нечетких множеств является инструментом, который позволяет измерять возможности (ожидания) [79]. Ее применение к инвестиционному анализу встречается в трудах профессоров А. Kaufman [134] и J. Gil Aluja [130]. Используя предложенный в этих работах подход,

А.О. Недосекин разработал метод оценки инвестиционного риска как на стадии проекта, так и в ходе инвестиционного процесса [77, 79].

Таким образом, на основе проведенного анализа преимуществ и недостатков количественных методов оценки рисков и, учитывая специфику инвестиционного моделирования в сфере электроэнергетики, оценку риска неэффективности инвестиций в создание собственных источников энергии на промышленном предприятии, по нашему мнению, целесообразно провести, используя аппарат теории нечетких множеств.

2.3 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).

Таким образом, годовые затраты $Z_{e,t}$, тыс. руб., на приобретенную у внешнего поставщика энергию в текущем году t рассчитываются по формуле:

$$Z_{e,t} = W_{e,t}c_{e,t} + 12P_{m,t}c_{p,t} + W_{h,t}c_{h,t}, \quad (2.15)$$

где $W_{e,t}$ – количество потребленной электрической энергии за год t (тыс. кВт·ч);

$c_{e,t}$ – среднегодовая ставка за каждый потребленный кВт·ч электроэнергии в году t (руб./кВт·ч);

$P_{m,t}$ – максимальная мощность, потребляемая предприятием в год t (МВт);

$c_{p,t}$ – среднемесячная плата за 1 МВт заявленной максимальной мощности, участвующей в максимальной нагрузке энергосистемы, в год t (тыс. руб.);

$W_{h,t}$ – количество потребленной тепловой энергии за год t (тыс. Гкал);

$c_{h,t}$ – среднегодовой тариф за каждую потребленную 1 Гкал тепловой энергии в году t (руб./Гкал).

Количество потребленной электрической энергии $W_{e,t}$ за год t определяется как произведение максимальной мощности, потребляемой предприятием в год t ($P_{m,t}$), и числа часов использования максимальной мощности предприятием в год t ($T_{max,t}$):

$$W_{e,t} = P_{m,t} \cdot T_{max,t} \quad (2.16)$$

В связи с тем, что производственная программа предприятия на протяжении всего расчетного периода предполагается неизменной, величины $P_{m,t}$, $T_{max,t}$ и $W_{h,t}$ будем считать условно постоянными в расчетном периоде, поэтому индекс t в дальнейшем не указывается.

С учетом изложенного, суммарное значение затрат на оплату электроэнергии и тепловой энергии за расчетный период T , приведенных к началу расчетного периода, можно определить по формуле:

$$C_1 = - \sum_{t=0}^T (P_m T_{max} c_{e,t} + 12P_m c_{p,t} + W_h c_{h,t}) \varepsilon_t, \quad (2.17)$$

где T – длина расчетного периода (лет); ε_t – коэффициент дисконтирования.

Рассмотренные в параграфе 2.1 модели оценки эффективности собственной генерации основаны на грубом предположении о том, что каждый ежегодный платеж осуществляется единовременно в конце года.

Мы считаем, что при моделировании затрат на оплату энергии корректнее говорить не о дискретном (один раз в год), а о непрерывном потоке платежей. Это обеспечивает более точную оценку суммарных дисконтированных затрат. Таким образом, коэффициент дисконтирования ε_t будем оценивать по формуле (1.6).

Если принять допущение, что ставки двухставочного тарифа на электроэнергию и тарифа на тепловую энергию меняются во времени приблизительно с постоянным темпом роста α_e , то с учетом формулы (1.6) формулу (2.17) можно представить в виде:

$$C_1 = - \sum_{t=0}^T (P_m T_{max} c_{e,0} + 12P_m c_{p,0} + W_h c_{h,0}) \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} \left(\frac{1 + E}{1 + \alpha_e} \right)^{-t}, \quad (2.18)$$

где P_m – максимальная мощность, потребляемая предприятием (тыс. кВт);

T_{max} – число часов использования максимальной мощности предприятием;

$c_{e,0}$ – среднегодовая ставка за каждый потребленный кВт·ч электроэнергии в начале расчетного периода ($t=0$) (руб./кВт·ч);

$c_{p,0}$ – среднемесячная плата за 1 МВт заявленной максимальной мощности, участвующей в максимальной нагрузке энергосистемы, в начале расчетного периода ($t=0$) (тыс. руб./МВт);

W_h – количество потребленной тепловой энергии (тыс. Гкал);

$c_{h,0}$ – среднегодовой тариф за каждую потребленную Гкал тепловой энергии в начале расчетного периода ($t=0$) (руб./Гкал);

E – ставка дисконтирования;

α_e – темп роста тарифов на электрическую, тепловую энергию и электрическую мощность;

t – индекс, обозначающий номер года;

T – длина расчетного периода (лет).

Поскольку значения всех параметров в формуле (2.18) принимаются постоянными на протяжении всего расчетного периода, для вычисления реальных коэффициентов дисконтирования предлагается использовать формулу Ирвинга Фишера [14, 85]:

$$\frac{1 + E}{1 + \alpha_e} = 1 + \frac{E - \alpha_e}{1 + \alpha_e} = 1 + \alpha_e^*. \quad (2.19)$$

С учетом (2.16) и (2.19) запишем формулу (2.18) в виде:

$$\begin{aligned} C_1 &= -(W_e c_{e,0} + 12P_m c_{p,0} + W_h c_{h,0}) \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} \sum_{t=0}^T (1 + \alpha_e^*)^{-t} = \\ &= -(W_e c_{e,0} + 12P_m c_{p,0} + W_h c_{h,0}) \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} - \\ &\quad - (W_e c_{e,0} + 12P_m c_{p,0} + W_h c_{h,0}) \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} \widehat{\alpha}_e^*, \end{aligned} \quad (2.20)$$

где коэффициент $\widehat{\alpha}_e^*$, равный сумме коэффициентов дисконтирования затрат на оплату электрической энергии, мощности и тепловой энергии за весь период реализации проекта T , рассчитан по формуле суммы геометрической прогрессии:

$$\widehat{\alpha}_e^* = \sum_{t=1}^T (1 + \alpha_e^*)^{-t} = \begin{cases} T, E = \alpha_e \\ \frac{1 - (1 + \alpha_e^*)^{-T}}{\alpha_e^*}, E \neq \alpha_e, \end{cases} \quad (2.21)$$

где α_e^* – реальный коэффициент дисконтирования затрат на оплату электрической энергии, мощности и тепловой энергии, рассчитываемый по формуле (2.9).

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.

К инвестиционным потокам рассматриваемого инвестиционного проекта относятся вложения в капитальное строительство:

$$I_t = K_t, \quad (2.22)$$

где I_t – значение инвестиционного потока в год t ;

K_t – величина капитальных вложений, осуществленных в год t .

Капитальные вложения в строительство электростанции включают в себя стоимость основного и вспомогательного оборудования, затраты на строительномонтажные работы (СМР), проектно-изыскательские работы (ПИР) и пр. Подробный перечень статей затрат в структуре денежных потоков от инвестиционной деятельности представлен в [19].

Каждый проект установки собственных источников энергии индивидуален, и его цена является договорной. Вместе с тем П.Л. Виленский отмечает, что в ряде случаев инвестиции в основные средства определяются по данным предприятий-аналогов [19].

Согласно [85] стоимость газотурбинной установки C может быть аппроксимирована полиномом второй степени:

$$C = k_1 P^2 + k_2 P + k_3, \quad (2.23)$$

где k_1, k_2, k_3 – коэффициенты аппроксимации капитальных вложений в собственный источник энергии; P – мощность газотурбинной установки.

Доля машин и оборудования в инвестициях обычно составляет 40 – 60 % [19]. Допустим, что стоимость оборудования составляет около 50 % всех инвестиционных затрат. Тогда для того, чтобы оценить итоговое значение капитальных вложений K , стоимость установки C необходимо взять с коэффициентом 2.

С учетом изложенного величина капитальных вложений K_t в год t определяется следующим образом:

$$K_t = 2 \cdot (k_1 P^2 + k_2 P + k_3) \cdot p_t, \quad (2.24)$$

где p_t – доля капитальных вложений, осуществляемых в год t , от всего объема капитальных вложений ($\sum_{t=0}^{t_n} p_t = 1; t_n \leq T$).

Таким образом, суммарное значение инвестиций за весь период реализации инвестиционного проекта по установке собственного источника энергии предлагается вычислять по формуле:

$$I = - \sum_{t=0}^{t_n} 2 \cdot (k_1 P_s^2 + k_2 P_s + k_3) \cdot p_t \varepsilon_t, \quad (2.25)$$

где t_n – номер года, в котором заканчивается осуществление капитальных вложений;

P_s – мощность собственной электростанции (МВт);

ε_t – коэффициент дисконтирования;

Сделаем важное замечание. При возведении собственной электростанции необходимо учесть расход электроэнергии на собственные нужды электростанции. Соответствующий коэффициент будем обозначать через k_s .

Таким образом, для того, чтобы потребность в электроэнергии предприятия W_e полностью покрывалась за счет использования собственных мощностей на

основании допущения о неизменности производственной программы, необходимо выполнение следующего условия:

$$P_m T_{max} = (1 - k_s) P_s T_{max}. \quad (2.26)$$

Из выражения (2.26) следует, что

$$P_s = \frac{P_m}{1 - k_s}. \quad (2.27)$$

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.

Условно-переменные затраты на производство энергии на собственной энергоустановке (CVC – Conditionally Variable Costs) представляют собой затраты на топливо, приобретенное в целях производства электрической и тепловой энергии на собственной энергоустановке, и могут быть определены по формуле:

$$CVC_t = P_s T_{max} b_{ge} c_{g,t} + W'_h b_{gh} c_{g,t}, \quad (2.28)$$

где CVC_t – условно-переменные затраты в год t (тыс. руб.);

P_s – установленная мощность собственного источника энергии (МВт);

T_{max} – число часов использования максимальной электрической мощности;

b_{ge} – расход газа на выработку 1 кВт·ч электроэнергии ($\text{м}^3/\text{кВт}\cdot\text{ч}$);

$c_{g,t}$ – цена на газ в год t (тыс. руб./ м^3);

W'_h – количество тепловой энергии, выработанной на собственной энергоустановке (Гкал);

b_{gh} – расход газа на выработку 1 Гкал тепловой энергии ($\text{м}^3/\text{Гкал}$).

Тепловая мощность устройства распределенной генерации P_T , как правило, пропорциональна электрической мощности $P_{эл}$ ($P_T = \mu P_{эл}$) [47].

Поскольку электрическая мощность для источника малой генерации первична по отношению к тепловой, удельные затраты определяются ею.

Следовательно, величину выработанной на собственной энергоустановке тепловой энергии предлагаем определять по формуле:

$$W'_{h,t} = k_h P_s T_{max}, \quad (2.29)$$

где k_h – коэффициент, отражающий долю выработанной тепловой энергии от выработанной электрической энергии ($\frac{\text{тыс.Гкал}}{\text{МВт}\cdot\text{ч}}$).

Расход газа на выработку 1 кВт·ч электроэнергии ($\text{м}^3/\text{кВт}\cdot\text{ч}$) определяется по следующей формуле:

$$b_{ge} = b_{fe} \frac{h\nu_f}{h\nu_g}, \quad (2.30)$$

где b_{fe} – расход условного топлива на отпуск 1 кВт·ч электроэнергии (кг/кВт·ч);

$h\nu_f$ – теплота сгорания (теплотворная способность) условного топлива (ккал/кг);

$h\nu_g$ – теплота сгорания (теплотворная способность) газа (ккал/м³).

Аналогично определяется расход газа на выработку 1 Гкал тепловой энергии:

$$b_{gh} = b_{fh} \frac{h\nu_f}{h\nu_g}, \quad (2.31)$$

где b_{fh} – расход условного топлива на отпуск 1 Гкал тепловой энергии (кг/Гкал);

$h\nu_f$ – теплота сгорания (теплотворная способность) условного топлива (ккал/кг);

$h\nu_g$ – теплота сгорания (теплотворная способность) газа (ккал/м³).

Условно-постоянные затраты на производство энергии на собственной энергоустановке (CFC – Conditionally Fixed Costs) включают в себя оплату труда персонала, единый социальный налог, затраты на сервисное обслуживание, затраты на эксплуатацию, капитальный ремонт и прочее.

Важно подчеркнуть, что при оценке эффективности инвестиционного проекта амортизационные отчисления в затратах не учитываем, так как соответствующие затраты сделаны раньше – при инвестировании средств в реализацию проекта [113]. Это позволяет избежать двойного учета

инвестиционных затрат и занижения значения интегрального эффекта от реализации инвестиционного проекта.

Такое решение соответствует финансовому подходу к оценке экономической эффективности капитальных вложений, согласно которому учитывается величина инвестиционных затрат как реальных финансовых вложений, а не абстрактных формальных начислений, производимых на протяжении всего срока службы установки. Вместе с тем необходимо отметить, что после ввода в эксплуатацию генерирующей установки в экономическом планировании и бухгалтерском учете могут производиться начисления амортизации в соответствии с принятой учетной политикой предприятия.

Затраты на оплату электрической и тепловой энергии внешнему поставщику в период возведения собственной энергоустановки рассчитываются аналогично тому, как это сделано в выражении (2.17):

$$\sum_{t=0}^{t_n-1} (P_m T_{max} c_{e,t} + 12P_m c_{p,t} + W_h c_{h,t}) \varepsilon_t, \quad (2.32)$$

где t_n – год завершения строительства.

Особое внимание следует уделить моделированию денежных потоков, возникающих в год завершения строительства t_n . Если строительство завершится до окончания года t_n , то собственная электростанция на этом шаге может начать производить энергию и возникнут денежные потоки, представляющие собой затраты на топливо:

$$P_s T'_{t_n} b_{ge} c_{g,t_n} + W'_{h,t_n} b_{gh} c_{g,t_n}, \quad (2.33)$$

где P_s – установленная мощность собственного источника энергии (МВт);

T'_{t_n} – число часов использования максимальной мощности собственной энергоустановки в год t_n (ч);

b_{ge} – расход газа на выработку 1 кВт·ч электроэнергии ($\text{м}^3/\text{кВт}\cdot\text{ч}$);

c_{g,t_n} – цена на газ в год t_n (руб./ м^3);

W'_{h,t_n} – количество тепловой энергии, выработанной на собственной энергоустановке в год t_n (тыс. Гкал);

b_{gh} – расход газа на выработку 1 Гкал тепловой энергии ($\text{м}^3/\text{Гкал}$).

При этом затраты на оплату энергии, поступающей из единой энергосистемы, снизятся по сравнению с предыдущими периодами и составят:

$$P_m(T_{max} - T'_{t_n})c_{e,t_n} + (W_h - W'_{h,t_n})c_{h,t_n}. \quad (2.34)$$

Выше было отмечено, что к операционным потокам также относится изменение оборотного капитала (наращивание рассматривается как отток денежных средств, уменьшение – в качестве притока):

$$\Delta WC_t = WC_t - WC_{t-1}, \quad (2.35)$$

где WC_t – оборотный капитал в год t ; WC_{t-1} – оборотный капитал в год $t-1$.

Оборотный капитал WC (Working Capital) представляет собой разность между оборотными активами и оборотными пассивами. Таким образом, увеличение чистого оборотного капитала предприятия достигается осуществлением инвестиций в прирост текущих активов (товарно-материальные запасы, дебиторская задолженность, кассовая наличность, средства на банковских счетах и т.д.) или в снижение текущих пассивов (задолженность по краткосрочным кредитам, по оплате труда, по уплате налогов и т.д.).

С учетом выражений (2.28), (2.32-2.35) сумму значений операционного потока за весь период реализации инвестиционного проекта по установке собственного источника энергии можно вычислить по формуле:

$$\begin{aligned} OCF = & - \sum_{t=0}^{t_{n-1}} (P_m T_{max} c_{e,t} + 12P_m c_{p,t} + W_h c_{h,t}) \varepsilon_t - P_s T'_{t_n} b_{ge} c_{g,t_n} \varepsilon_{t_n} - \\ & - W'_{h,t_n} b_{gh} c_{g,t_n} \varepsilon_{t_n} - P_m (T_{max} - T'_{t_n}) c_{e,t_n} \varepsilon_{t_n} - (W_h - W'_{h,t_n}) c_{h,t_n} \varepsilon_{t_n} - \\ & - \sum_{t=t_{n+1}}^T [P_s T_{max} b_{ge} c_{g,t} + W'_{h,t} b_{gh} c_{g,t}] \varepsilon_t - \sum_{t=0}^T CFC_t \varepsilon_t - WC_0 - \\ & - \sum_{t=1}^T (WC_t - WC_{t-1}) \varepsilon_t. \end{aligned} \quad (2.36)$$

Таким образом, с учетом (2.25) и (2.36) суммарное значение дисконтированных денежных потоков за расчетный период T , возникающих при реализации инвестиционного проекта по установке собственного источника

энергии в целях *полного* замещения энергии из единой энергетической системы, рассчитывается по следующей формуле:

$$\begin{aligned}
C'_2 = & - \sum_{t=0}^{t_n} 2 \cdot (k_1 P_s^2 + k_2 P_s + k_3) \cdot p_t \varepsilon_t - \\
& - \sum_{t=0}^{t_{n-1}} (P_m T_{max} c_{e,t} + 12 P_m c_{p,t} + W_h c_{h,t}) \varepsilon_t - P_s T'_{t_n} b_{ge} c_{g,t_n} \varepsilon_{t_n} - \\
& - W'_{h,t_n} b_{gh} c_{g,t_n} \varepsilon_{t_n} - P_m (T_{max} - T'_{t_n}) c_{e,t_n} \varepsilon_{t_n} - (W_h - W'_{h,t_n}) c_{h,t_n} \varepsilon_{t_n} - \quad (2.37) \\
& - \sum_{t=t_{n+1}}^T [P_s T_{max} b_{ge} c_{g,t} + W'_{h,t} b_{gh} c_{g,t}] \varepsilon_t - \sum_{t=0}^T CFC_t \varepsilon_t - \\
& - WC_0 - \sum_{t=1}^T (WC_t - WC_{t-1}) \varepsilon_t.
\end{aligned}$$

Целесообразно также рассмотреть вариант энергоснабжения, когда мощность собственного источника энергии *недостаточна* для удовлетворения полной потребности в энергии промышленного предприятия, то есть наряду с собственной генерацией энергии продолжается использование централизованного энергоснабжения, но в меньшем объеме.

В этом случае возникают затраты на оплату приобретаемой электроэнергии и тепловой энергии после введения в эксплуатацию собственной энергоустановки:

$$CVC'_t = \Delta W_e c_{e,t} + 12 \Delta P_e c_{p,t} + \Delta W_{h,t} c_{h,t}, \quad (2.38)$$

где $\Delta W_e = (P_m - (1 - k_s) P_s) T_{max}$ – объем приобретаемой электрической энергии у внешнего поставщика после установки собственного генератора; $\Delta P_e = P_m - (1 - k_s) P_s$ – объем оплачиваемой мощности после установки собственного генератора; $\Delta W_{h,t} = W_{h,t} - W'_{h,t}$ – объем приобретаемой тепловой энергии у внешнего поставщика после установки собственного генератора.

Формула оценки суммарного значения дисконтированных денежных потоков за расчетный период T при **неполном** замещении энергии из энергосистемы будет иметь вид:

$$\begin{aligned}
C_2'' &= - \sum_{t=0}^{t_n} 2 \cdot (k_1 P_s^2 + k_2 P_s + k_3) \cdot p_t \varepsilon_t - WC_0 - \\
&\quad - \sum_{t=1}^T (WC_t - WC_{t-1}) \varepsilon_t - \\
&\quad - \sum_{t=0}^{t_{n-1}} (P_m T_{max} c_{e,t} + 12 P_m c_{p,t} + W_h c_{h,t}) \varepsilon_t - P_s T'_{t_n} b_{ge} c_{g,t_n} \varepsilon_{t_n} - \\
&\quad - W'_{h,t_n} b_{gh} c_{g,t_n} \varepsilon_{t_n} - P_m (T_{max} - T'_{t_n}) c_{e,t_n} \varepsilon_{t_n} - (W_h - W'_{h,t_n}) c_{h,t_n} \varepsilon_{t_n} - \\
&\quad - \sum_{t=t_{n+1}}^T [P_s T_{max} b_{ge} c_{g,t} + W'_{h,t} b_{gh} c_{g,t}] \varepsilon_t - \sum_{t=0}^T CFC_t \varepsilon_t - \\
&\quad - \sum_{t=t_{n+1}}^T (\Delta W_e c_{e,t} + 12 \Delta P_e c_{p,t} + \Delta W_{h,t} c_{h,t}) \varepsilon_t = \\
&= - \sum_{t=0}^{t_n} 2 \cdot (k_1 P_s^2 + k_2 P_s + k_3) \cdot p_t \varepsilon_t - WC_0 - \sum_{t=1}^T (WC_t - WC_{t-1}) \varepsilon_t - \\
&\quad - \sum_{t=0}^{t_{n-1}} (P_m T_{max} c_{e,t} + 12 P_m c_{p,t} + W_h c_{h,t}) \varepsilon_t - P_s T'_{t_n} b_{ge} c_{g,t_n} \varepsilon_{t_n} - \\
&\quad - W'_{h,t_n} b_{gh} c_{g,t_n} \varepsilon_{t_n} - P_m (T_{max} - T'_{t_n}) c_{e,t_n} \varepsilon_{t_n} - (W_h - W'_{h,t_n}) c_{h,t_n} \varepsilon_{t_n} - \\
&\quad - \sum_{t=t_{n+1}}^T [P_s T_{max} b_{ge} c_{g,t} + W'_{h,t} b_{gh} c_{g,t}] \varepsilon_t - \sum_{t=0}^T CFC_t \varepsilon_t - \\
&\quad - \sum_{t=t_{n+1}}^T (P_m T_{max} c_{e,t} + 12 P_m c_{p,t} + W_{h,t} c_{h,t}) \varepsilon_t + \\
&\quad + \sum_{t=t_{n+1}}^T ((1 - k_s) P_s T_{max} c_{e,t} + 12 (1 - k_s) P_s c_{p,t} + W'_{h,t} c_{h,t}) \varepsilon_t.
\end{aligned} \tag{2.39}$$

Отметим, что при полном замещении энергии, получаемой из единой энергетической системы, энергией, вырабатываемой на собственной энергоустановке, формула (2.39) совпадает с формулой (2.37). В связи с этим в дальнейшем для оценки затрат на энергоснабжение в случае собственной генерации энергии (C_2) целесообразно использовать более общую формулу (2.39), то есть полагая, что $C_2 = C_2''$.

С учетом (2.29), а также применив к (2.39) формулу Ирвинга Фишера, получим формулу расчета:

$$\begin{aligned}
C_2 = & - \sum_{t=0}^{t_n} 2 \cdot (k_1 P_s^2 + k_2 P_s + k_3) \cdot p_t \varepsilon_t - WC_0 - \sum_{t=1}^T (WC_t - WC_{t-1}) \varepsilon_t - \\
& - (W_e c_{e,0} + 12P_m c_{p,0} + W_h c_{h,0}) \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} - \\
& - (W_e c_{e,0} + 12P_m c_{p,0} + W_h c_{h,0}) \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} \cdot \widehat{\alpha_e^{*,t_n-1}} - \\
& - \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} P_s T'_{t_n} b_{ge} c_{g,0} (1 + \alpha_g^*)^{-t_n} - \\
& - \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} k_h P_s T'_{t_n} b_{gh} c_{g,0} (1 + \alpha_g^*)^{-t_n} - \\
& - \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} P_m (T_{max} - T'_{t_n}) c_{e,0} (1 + \alpha_e^*)^{-t_n} - \\
& - \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} (W_h - k_h P_s T'_{t_n}) c_{h,0} (1 + \alpha_e^*)^{-t_n} - \\
& - \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} (P_s T_{max} b_{ge} c_{g,0} + k_h P_s T_{max} b_{gh} c_{g,0}) (\widehat{\alpha_g^*} - \widehat{\alpha_g^{*,t_n}}) - \\
& - \sum_{t=0}^T CFC_t \varepsilon_t - \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} (W_e c_{e,0} + 12P_m c_{p,0} + W_h c_{h,0}) (\widehat{\alpha_e^*} - \widehat{\alpha_e^{*,t_n}}) + \\
& + \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} \left((1 - k_s) P_s T_{max} c_{e,0} + 12(1 - k_s) P_s c_{p,0} + k_h P_s T_{max} c_{h,0} \right) \times \\
& \times (\widehat{\alpha_e^*} - \widehat{\alpha_e^{*,t_n}}),
\end{aligned} \tag{2.40}$$

где $\widehat{\alpha}_e^{*,t_{n-1}}$ – коэффициент, представляющий собой сумму коэффициентов дисконтирования затрат на электрическую энергию, мощность и тепловую энергию за период t_{n-1} , $\widehat{\alpha}_g^*$ – коэффициент, равный сумме коэффициентов дисконтирования затрат на оплату газа за весь период реализации проекта T , $\widehat{\alpha}_g^{*,t_n}$ – коэффициент, равный сумме коэффициентов дисконтирования затрат на оплату газа за период t_n , $\widehat{\alpha}_e^{*,t_n}$ – коэффициент, равный сумме коэффициентов дисконтирования затрат на электрическую энергию, мощность и тепловую энергию за период t_n .

Коэффициенты $\widehat{\alpha}_e^{*,t_{n-1}}$, $\widehat{\alpha}_g^*$, $\widehat{\alpha}_g^{*,t_n}$ и $\widehat{\alpha}_e^{*,t_n}$ определяются согласно следующим выражениям:

$$\widehat{\alpha}_e^{*,t_{n-1}} = \sum_{t=1}^{t_{n-1}} (1 + \alpha_e^*)^{-t} = \begin{cases} t_{n-1}, E = \alpha_e \\ \frac{1 - (1 + \alpha_e^*)^{-t_{n-1}}}{\alpha_e^*}, E \neq \alpha_e \end{cases} \quad (2.41)$$

$$\widehat{\alpha}_g^* = \sum_{t=1}^T (1 + \alpha_g^*)^{-t} = \begin{cases} T, E = \alpha_g \\ \frac{1 - (1 + \alpha_g^*)^{-T}}{\alpha_g^*}, E \neq \alpha_g \end{cases} \quad (2.42)$$

$$\widehat{\alpha}_g^{*,t_n} = \sum_{t=1}^{t_n} (1 + \alpha_g^*)^{-t} = \begin{cases} t_n, E = \alpha_g \\ \frac{1 - (1 + \alpha_g^*)^{-t_n}}{\alpha_g^*}, E \neq \alpha_g \end{cases} \quad (2.43)$$

$$\widehat{\alpha}_e^{*,t_n} = \sum_{t=1}^{t_n} (1 + \alpha_e^*)^{-t} = \begin{cases} t_n, E = \alpha_e \\ \frac{1 - (1 + \alpha_e^*)^{-t_n}}{\alpha_e^*}, E \neq \alpha_e \end{cases} \quad (2.44)$$

Оценка экономической эффективности генерации энергии на промышленном предприятии

Величины C_1 и C_2 , представляющие собой суммы дисконтированных денежных затрат в варианте централизованного энергоснабжения и в варианте использования собственного источника энергии соответственно, имеют отрицательные значения. То есть при их сравнении между собой большее в

абсолютном выражении значение затрат будет иметь меньшую величину, и наоборот.

На рисунке 2.1 схематично отображены формы графиков дисконтированных затрат на энергоснабжение предприятия при централизованном энергоснабжении и энергоснабжении с использованием собственной генерации.



Рисунок 2.1 – Графическое отображение дисконтированных затрат на электроэнергию по двум вариантам электроснабжения (составлено автором)

Таким образом, разность суммарных дисконтированных затрат двух рассмотренных вариантов характеризует экономический эффект F от установки и использования собственного источника энергии:

$$F = C_2 - C_1 \quad (2.45)$$

Положительное значение экономического эффекта F свидетельствует о целесообразности реализации инвестиционного проекта по установке собственного источника энергии. При этом чем выше значение C_2 (ниже уровень затрат на электроэнергию после внедрения собственной энергоустановки в

абсолютном выражении), тем выше значение F , и, следовательно, большую выгоду получит предприятие от использования собственной генерации.

Показатель, характеризующий экономический эффект от внедрения и использования собственной энергоустановки, с учетом (2.20), (2.40) и (2.45) может быть вычислен следующим образом:

$$\begin{aligned}
F = C_2 - C_1 = & - \sum_{t=0}^{t_n} 2 \cdot (k_1 P_s^2 + k_2 P_s + k_3) \cdot p_t \varepsilon_t - WC_0 - \\
& - \sum_{t=1}^T (WC_t - WC_{t-1}) \varepsilon_t - \\
& - (W_e c_{e,0} + 12P_m c_{p,0} + W_h c_{h,0}) \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} \cdot \widehat{\alpha_e^{*,t_{n-1}}} - \\
& - \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} P_s T'_{t_n} b_{ge} c_{g,0} (1 + \alpha_g^*)^{-t_n} - \\
& - \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} k_h P_s T'_{t_n} b_{gh} c_{g,0} (1 + \alpha_g^*)^{-t_n} - \\
& - \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} P_m (T_{max} - T'_{t_n}) c_{e,0} (1 + \alpha_e^*)^{-t_n} - \\
& - \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} (W_h - k_h P_s T'_{t_n}) c_{h,0} (1 + \alpha_e^*)^{-t_n} - \\
& - \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} (P_s T_{max} b_{ge} c_{g,0} + k_h P_s T_{max} b_{gh} c_{g,0}) (\widehat{\alpha_g^*} - \widehat{\alpha_g^{*,t_n}}) - \\
& - \sum_{t=0}^T CFC_t \varepsilon_t - \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} (W_e c_{e,0} + 12P_m c_{p,0} + W_h c_{h,0}) \times \\
& \times (\widehat{\alpha_e^*} - \widehat{\alpha_e^{*,t_n}}) + \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} ((1 - k_s) P_s T_{max} c_{e,0} + \\
& + 12(1 - k_s) P_s c_{p,0} + k_h P_s T_{max} c_{h,0}) (\widehat{\alpha_e^*} - \widehat{\alpha_e^{*,t_n}}) + \\
& + (W_e c_{e,0} + 12P_m c_{p,0} + W_h c_{h,0}) \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} \widehat{\alpha_e^*}.
\end{aligned} \tag{2.46}$$

После преобразований формула (2.46) принимает вид:

$$F = -(k_1 P_s^2 + k_2 P_s + k_3) \beta + P_s \theta + \gamma, \tag{2.47}$$

где C_2 – суммарное значение дисконтированных издержек на производство энергии на собственной энергоустановке за расчетный период T , приведенных к началу расчетного периода; C_1 – суммарное значение дисконтированных издержек на оплату электроэнергии и тепловой энергии, получаемой из ЕНЭС, за расчетный период T , приведенных к началу расчетного периода; k_1, k_2, k_3 – коэффициенты аппроксимации капитальных вложений в собственный источник энергии; β – обобщенный коэффициент дисконтирования; P_s – мощность собственного источника энергии; θ – множитель, представляющий собой сумму удельных в расчете на единицу установленной мощности энергоустановки элементов денежных потоков; γ – параметр, характеризующий экономию затрат на оплату электрической энергии и мощности внешнему поставщику в год завершения строительства электростанции t_n .

Параметры β , γ и θ рассчитываются по следующим выражениям:

$$\beta = 2 \sum_{t=0}^{t_n} p_t \varepsilon_t \left(\sum_{t=0}^{t_n} p_t = 1 \right), \quad (2.48)$$

$$\gamma = \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} (P_m T'_{t_n} c_{e,0} (1 + \alpha_e^*)^{-t_n} + 12 P_m c_{p,0} (1 + \alpha_e^*)^{-t_n}), \quad (2.49)$$

$$\begin{aligned} \theta = & - \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} T'_{t_n} b_{ge} c_{g,0} (1 + \alpha_g^*)^{-t_n} - & \left. \begin{array}{l} \text{Затраты на топливо в год} \\ \text{завершения строительства} \\ \text{электростанции } t_n \end{array} \right\} \\ & - \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} k_h T'_{t_n} b_{gh} c_{g,0} (1 + \alpha_g^*)^{-t_n} + \\ & + \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} k_h T'_{t_n} c_{h,0} (1 + \alpha_e^*)^{-t_n} - & \left. \begin{array}{l} \text{Экономия затрат на оплату} \\ \text{тепловой энергии в год } t_n \end{array} \right\} \\ & - \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} T_{max} b_{ge} c_{g,0} (\widehat{\alpha}_g^* - \widehat{\alpha}_g^{*,t_n}) - & \left. \begin{array}{l} \text{Затраты на топливо в} \\ \text{период эксплуатации} \\ \text{энергоустановки} \end{array} \right\} \\ & - \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} k_h T_{max} b_{gh} c_{g,0} (\widehat{\alpha}_g^* - \widehat{\alpha}_g^{*,t_n}) + & \end{aligned} \quad (2.50)$$

$$\begin{aligned}
& + \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} (1 - k_s) T_{max} c_{e,0} \left(\widehat{\alpha}_e^* - \widehat{\alpha}_e^{*,t_n} \right) + \\
& + \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} 12(1 - k_s) c_{p,0} \left(\widehat{\alpha}_e^* - \widehat{\alpha}_e^{*,t_n} \right) + \\
& + \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} k_h T_{max} c_{h,0} \left(\widehat{\alpha}_e^* - \widehat{\alpha}_e^{*,t_n} \right) - \\
& \qquad \qquad \qquad - WC' - \\
& \qquad \qquad \qquad - CFC',
\end{aligned}$$

Экономия затрат на оплату электроэнергии, мощности и тепловой энергии внешнему поставщику за счет выработки энергии на собственной энергоустановке в период эксплуатации энергоустановки
 Удельное значение дисконтированного оборотного капитала накопленным итогом за расчетный период
 Удельное значение условно-постоянных затрат на производство энергии на собственной электростанции накопленным итогом

где t_n – номер года, в котором заканчивается осуществление капитальных вложений (может совпадать с номером года ввода в эксплуатацию собственной энергоустановки) ($t_n \leq T$); p_t – доля капитальных вложений, осуществляемых в год t , от всего объема капитальных вложений; ε_t – коэффициент дисконтирования; P_m – максимальная мощность, потребляемая предприятием; E – ставка дисконтирования; T'_{t_n} – число часов использования максимальной мощности собственной энергоустановки в год t_n ; b_{ge} – расход газа на выработку 1 кВт·ч электроэнергии; $c_{g,0}$ – цена на газ в начале расчетного периода ($t=0$) (руб./м³); α_g^* – реальный коэффициент дисконтирования затрат на оплату газа; α_g – темп роста цены на газ; k_h – коэффициент, отражающий долю выработанной тепловой энергии от выработанной электрической энергии; b_{gh} – расход газа на выработку 1 Гкал тепловой энергии; $c_{h,0}$ – среднегодовой тариф за каждую потребленную Гкал тепловой энергии в начале расчетного периода ($t=0$); α_e^* – реальный коэффициент дисконтирования затрат на оплату электрической энергии, мощности и тепловой энергии; α_e – темп роста цены на электроэнергию; T_{max} – число часов использования максимальной электрической мощности; $\widehat{\alpha}_g^*$ – коэффициент, равный сумме коэффициентов дисконтирования затрат на

оплату газа за весь период реализации проекта T ; $\widehat{\alpha}_g^{*,t_n}$ – коэффициент, равный сумме коэффициентов дисконтирования затрат на оплату газа за период t_n ; k_s – коэффициент расхода электроэнергии на собственные нужды электростанции; $c_{e,0}$ – среднегодовая ставка за каждый потребленный кВт·ч электроэнергии в начале расчетного периода ($t=0$); $\widehat{\alpha}_e^*$ – коэффициент, равный сумме коэффициентов дисконтирования затрат на оплату электрической энергии, мощности и тепловой энергии за весь период реализации проекта T ; $\widehat{\alpha}_e^{*,t_n}$ – коэффициент, представляющий собой сумму коэффициентов дисконтирования затрат на электрическую энергию, мощность и тепловую энергию за период t_n ; $c_{p,0}$ – среднемесячная плата за МВт заявленной максимальной мощности, участвующей в максимальной нагрузке энергосистемы, в начале расчетного периода ($t=0$).

Определение оптимальной мощности энергоустановки

При постоянном общем объеме потребляемой энергии и мощности на протяжении всего расчетного периода (на основании предположения о неизменности производственной программы) можно утверждать, что на величину экономического эффекта F от реализации инвестиционного проекта по установке собственного источника энергии существенное влияние оказывает мощность источника (P_s).

С одной стороны, увеличение мощности установки собственной генерации энергии при определенных условиях приводит к возрастанию экономии затрат на электроэнергию по сравнению с приобретением электроэнергии у поставщика. С другой стороны, инвестиционные затраты, связанные с покупкой, монтажом, наладкой и пуском в эксплуатацию энергоустановки, а также операционные затраты (условно-переменные и условно-постоянные) возрастают с увеличением мощности установки.

В общем случае взаимосвязь между экономическим эффектом от внедрения собственной генерации энергии и мощностью энергоустановки характеризует график, представленный на рисунке 2.2. Согласно ему существует такое значение мощности энергоустановки P_s^{opt} , при котором экономический эффект будет максимальным.

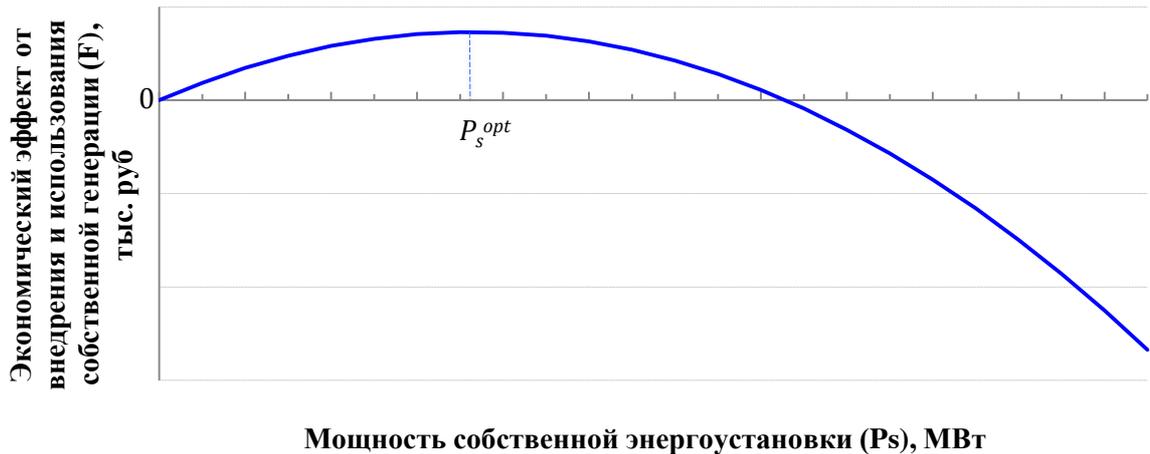


Рисунок 2.2 – Вид зависимости экономической эффективности собственной генерации от мощности собственного источника электроэнергии
(Составлено автором)

Однако решение о реализации инвестиционного проекта может быть принято только в случае, если значение экономического эффекта F попадает в зону приемлемых для инвестора значений. Основным критерием экономической эффективности инвестиционного проекта установки и использования собственного источника энергии является наличие экономии (положительное значение функции F). Однако инвестор вправе устанавливать границу приемлемого эффекта G. Таким образом, оптимальное значение P_s^{opt} должно удовлетворять неравенству $F > G$.

При этом мощность энергоустановки не должна превышать потребность предприятия в энергии с учетом расхода энергии на собственные нужды электростанции (рассматривается случай строительства электростанции для целей

собственного энергообеспечения без возможности выдачи излишков выработанной энергии во внешнюю сеть). Ограничение $P_s^{opt} \leq \frac{P_m}{1-k_s}$ справедливо, так как резерв обеспечивает связь с энергосистемой и необходимость устанавливать резервный энергоагрегат отсутствует, верхней границей является мощность, покрывающая потребность предприятия. Ясно, что должно также выполняться условие $P_s^{opt} \geq 0$.

Итак, обобщая изложенное, оценка экономического эффекта от строительства и использования собственного источника энергии сводится к решению оптимизационной задачи в следующей постановке:

$$F \rightarrow \max, \quad (2.51)$$

$$F > G, \quad (2.52)$$

$$0 < P_s^{opt} \leq \frac{P_m}{1-k_s}, \quad (2.53)$$

где F – экономический эффект, рассчитываемый по формуле (2.47), представляющий собой размер накопленной экономии издержек энергоснабжения за период реализации проекта, полученной предприятием за счет использования энергии, произведенной на собственной энергоустановке; G – значение приемлемого для инвестора экономического эффекта; P_s^{opt} – оптимальная мощность собственной электростанции; P_m – максимальная мощность, потребляемая предприятием; k_s – коэффициент расхода электроэнергии на собственные нужды электростанции.

Учитывая, что переменной является мощность собственного генератора P_s , а функция F определена и дифференцируема на всей действительной оси, найдем производную функции $F = f(P_s)$:

$$f'(P_s) = -2k_1 P_s \beta - k_2 \beta + \theta. \quad (2.54)$$

В соответствии с необходимым условием экстремума, если точка P_s – точка экстремума функции F , а функция F дифференцируема в P_s , то $f'(P_s) = 0$.

Таким образом, $f'(P_s^{opt}) = 0$ в точке:

$$P_s^{opt} = \frac{\theta - k_2\beta}{2k_1\beta}. \quad (2.55)$$

Учитывая, что в точке $P_s^{opt} = \frac{\theta - k_2\beta}{2k_1\beta}$ производная меняет знак с плюса на минус, согласно достаточному условию экстремума $P_s^{opt} = \frac{\theta - k_2\beta}{2k_1\beta}$ является точкой локального максимума (в этой точке функция F достигает максимума). Другими словами, выгода от внедрения и использования собственной генерации максимальна при оптимальной мощности энергоустановки, оцениваемой величиной $P_s^{opt} = \frac{\theta - k_2\beta}{2k_1\beta}$. Это значение должно удовлетворять условиям (2.52) и (2.53).

Таким образом, разработанные подходы позволяют получить оценку оптимальной мощности возводимой энергоустановки и количественно оценить экономический эффект от возведения и использования собственного источника энергии. Вместе с тем, необходимо отметить, что существуют определенные риски, связанные с неопределенностью будущих темпов роста цен на электроэнергию и на газ и др.

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

Результаты инвестиционного моделирования, основанного на использовании прогнозных значений параметров, не являются абсолютно достоверными в связи с тем, что любой прогноз содержит в себе неопределенность.

Неопределенность внешней среды обуславливает наличие риска неэффективности инвестиционного проекта, который может быть определен как вероятность того, что значение экономического эффекта F, характеризующего размер накопленной экономии издержек энергоснабжения за период реализации проекта за счет использования энергии, произведенной на собственной

энергоустановке, окажется ниже установленного инвестором приемлемого значения. Следовательно, для получения объективных результатов оценки эффективности инвестиционного проекта необходимо учитывать риски.

В целях упорядочения понятийно-терминологического аппарата в настоящем исследовании и ввиду схожести содержательного компонента таких понятий как риск неэффективности инвестиционного проекта, риск инвестиций и инвестиционный риск в дальнейшем будем считать их синонимами.

На основе проведенного в параграфе 2.2 анализа методов оценки и учета рисков в инвестиционном моделировании было обосновано использование аппарата теории нечетких множеств как одного из наиболее эффективных подходов к оценке риска инвестиций в создание собственных источников энергии на промышленном предприятии в условиях неопределенности и отсутствия достаточной статистической базы исторических значений цен на энергоносители.

Основываясь на работах [130, 78], с использованием разработанной модели оценки эффективности собственной генерации представим подход к оценке риска неэффективности инвестиционного проекта по установке собственного источника энергии на промышленном предприятии, базирующийся на методах теории нечетких множеств.

Методы теории нечетких множеств основаны на операциях с нечеткими числами, которые в свою очередь вводятся через операции над функциями принадлежности на основе так называемого сегментного принципа.

Введем определения названных базовых понятий теории нечетких множеств. В общем случае нечеткое число представляет собой нечеткое подмножество универсального множества действительных чисел, имеющее нормальную и выпуклую функцию принадлежности, то есть такую, что существует такое значение носителя, при котором функция принадлежности равна единице, а также при отступлении от своего максимума влево или вправо функция принадлежности убывает [139].

Функция принадлежности $\mu_A(u)$ – это функция, областью определения которой является носитель U , $u \in U$, а областью значений – единичный интервал

$[0,1]$. Чем выше $\mu_A(u)$, тем выше оценивается степень принадлежности элемента носителя u нечеткому множеству A [78, с. 30].

Наиболее часто используемым на практике (при этом чаще всего – в качестве прогнозных значений параметра) типом нечетких чисел являются треугольные числа [139]. Функция принадлежности треугольных нечетких чисел имеет треугольный вид (рисунок 2.3).

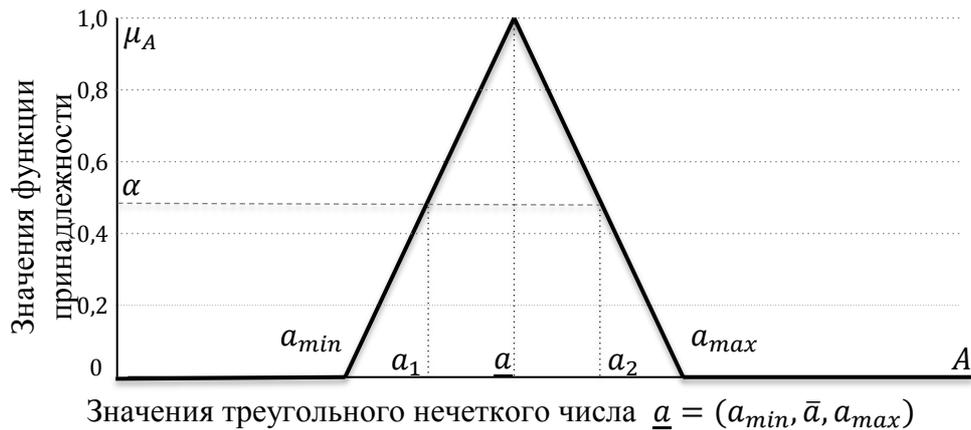


Рисунок 2.3 – Вид функции принадлежности треугольного числа \underline{a}
(Составлено автором)

Значение функции принадлежности отражает степень, с которой значение параметра a принадлежит интервалу a_{min}, a_{max} . Функция принадлежности изменяет свои значения от 0 (область значений параметра вне интервала a_{min}, a_{max}) до максимального значения, равного 1, которое соответствует наиболее вероятному значению параметра. В этом проявляется основное отличие нечеткого множества от обычного множества, в котором характеристическая функция (аналог функции принадлежности в теории нечетких множеств), отражающая принадлежность элемента данному множеству, принимает только два значения: 1 для всех значений параметра, принадлежащих множеству, и 0 для остальных значений.

Значения функции принадлежности треугольного вида определяются следующим образом:

$$\mu_A(x) = \begin{cases} 0, x < a_1 \\ \frac{x - a_1}{a_2 - a_1}, a_1 \leq x \leq a_2 \\ \frac{a_3 - x}{a_3 - a_2}, a_2 \leq x \leq a_3 \\ 0, x > a_3 \end{cases} \quad (2.56)$$

Перейдем к рассмотрению возможности применения метода, предложенного А.О. Недосекиным [77], в оценке риска инвестиционного проекта строительства собственной электростанции на промышленном предприятии на основе теории нечетких множеств. В качестве показателя эффективности инвестиционного проекта в рассматриваемом методе взят показатель чистого приведенного дохода NPV.

Ограничимся рассмотрением частного случая, в котором граница приемлемого значения NPV является действительным числом (G), а сам показатель эффективности NPV – треугольное нечеткое число $\underline{NPV} = (NPV_{min}, NPV_{av}, NPV_{max})$, где NPV_{min} – минимальное значение NPV; NPV_{max} – максимальное значение NPV; NPV_{av} – среднее ожидаемое (наиболее вероятное) значение NPV.

Тогда функции принадлежности $\mu_{\underline{NPV}}$ и μ_G пересекаются в точке с ординатой α_1 (рисунок 2.4). А.О. Недосекин называет α_1 верхней границей зоны риска. При $\alpha > \alpha_1$ степень риска неэффективности инвестиций равна нулю, поскольку значение показателя NPV в этом случае превышает значение G .

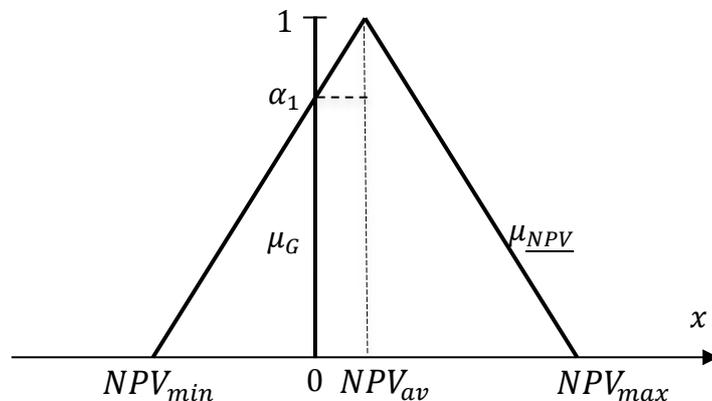


Рисунок 2.4 – Вид функций принадлежности треугольного числа \underline{NPV} и действительного числа G (составлено автором)

Степень риска неэффективности инвестиционного проекта $Risk(G)$ определяется по формуле [77, с. 90]:

$$Risk(G) = \begin{cases} 0, G < NPV_{min}, \\ R \times \left(1 + \frac{1 - \alpha_1}{\alpha_1} \times \ln(1 - \alpha_1)\right), NPV_{min} \leq G < NPV_{av}, \\ 1 - (1 - R) \times \left(1 + \frac{1 - \alpha_1}{\alpha_1} \times \ln(1 - \alpha_1)\right), NPV_{av} \leq G < NPV_{max}, \\ 1, G \geq NPV_{max} \end{cases} \quad (2.57)$$

где

$$R = \begin{cases} \frac{G - NPV_{min}}{NPV_{max} - NPV_{min}}, G < NPV_{max} \\ 1, G \geq NPV_{max} \end{cases} \quad (2.58)$$

$$\alpha_1 = \begin{cases} 0, G < NPV_{min}, \\ \frac{G - NPV_{min}}{NPV_{av} - NPV_{min}}, NPV_{min} \leq G < NPV_{av}, \\ 1, G = NPV_{av}, \\ \frac{NPV_{max} - G}{NPV_{max} - NPV_{av}}, NPV_{av} < G < NPV_{max}, \\ 0, G \geq NPV_{max} \end{cases} \quad (2.59)$$

Таким образом, степень риска $Risk(G)$ может принимать значения от 0 до 1, где 0 соответствует отсутствию риска и 1 – предельно высокому риску. Каждый инвестор сам определяет границу предельно допустимой степени риска и по результатам расчета $Risk(G)$ принимает решение об участии или об отказе в участии в инвестиционном проекте.

Если в качестве критерия используется $G = 0$, то инвестиционный риск (риск того, что $NPV < 0$) определяется по формуле [77, с. 82]:

$$Risk(G = 0) = \int_0^{\alpha_1} \varphi(\alpha) d\alpha, \quad (2.60)$$

где

$$\varphi(\alpha) = \begin{cases} 0, & \text{при } 0 < NPV_1, \\ \frac{-NPV_1}{NPV_2 - NPV_1}, & \text{при } NPV_1 \leq 0 \leq NPV_2, \\ 1, & \text{при } 0 > NPV_2 \end{cases} \quad (2.61)$$

$$NPV_1 = NPV_{min} + \alpha \times (NPV_{av} - NPV_{min}), \quad (2.62)$$

$$NPV_2 = NPV_{max} - \alpha \times (NPV_{max} - NPV_{av}), \quad (2.63)$$

$$\alpha_1 = -\frac{NPV_{min}}{NPV_{av} - NPV_{min}}, \quad (2.64)$$

где α – уровень принадлежности, принимающий значения от 0 до 1.

Если обозначить

$$l = -NPV_{min}, m = NPV_{av} - NPV_{min}, q = NPV_{max} - NPV_{min}, \quad (2.65)$$

тогда выражение (2.60) приобретает следующий вид [77, с. 82-83]:

$$\begin{aligned} Risk(G) &= \int_0^{\alpha_1} \varphi(\alpha) d\alpha = \int_0^{\alpha_1} \frac{l - m\alpha}{q(1 - \alpha)} d\alpha = \frac{m}{q} \alpha_1 - \frac{l - m}{q} \ln(1 - \alpha_1) = \\ &= \frac{-NPV_{min}}{NPV_{max} - NPV_{min}} + \frac{NPV_{av}}{NPV_{max} - NPV_{min}} \ln \frac{NPV_{av}}{NPV_{av} - NPV_{min}} \end{aligned} \quad (2.66)$$

где l – значение показателя NPV_{min} , взятое со знаком «минус»; m – разность между NPV_{av} и NPV_{min} ; q – разность между NPV_{max} и NPV_{min} .

Таким образом, риск неэффективности инвестиционного проекта зависит от степени разброса возможных значений NPV, которая, в свою очередь, определяется волатильностью входных параметров. Соответственно, чем выше изменчивость входных параметров, тем выше инвестиционный риск.

Ключевыми параметрами, определяющими эффективность инвестиционных проектов по возведению собственных генерирующих мощностей, являются прогнозные оценки цен (тарифов) на электрическую энергию и природный газ в рассматриваемом периоде. Это дает основание рассматривать инвестиционный риск с превалированием рыночного аспекта.

Из-за неопределенности внешней среды (рыночной, регуляторной) точные будущие значения цен на энергоресурсы неизвестны. В целях оценки риска рассматриваемого инвестиционного проекта на основе теории нечетких множеств указанные параметры, обладающие «нечеткостью» или «размытостью», целесообразно представить в виде треугольных чисел.

В разработанной в параграфе 2.3 модели оценки эффективности инвестиций в систему собственного энергообеспечения прогнозные значения цен на энергоресурсы определены на основе их базовых значений и прогнозов ежегодных темпов роста. Поэтому подход, предложенный А.О. Недосекиным, будет модифицирован в части представления в форме треугольных чисел не цен на энергоресурсы, а темпов их изменения. Так, например, темп роста цены на электрическую энергию α_e приблизительно равен $\bar{\alpha}_e$ и однозначно находится в диапазоне $[\alpha_{e_{min}}, \alpha_{e_{max}}]$. Треугольное число может быть представлено в виде: $\underline{\alpha}_e = (\alpha_{e_{min}}, \bar{\alpha}_e, \alpha_{e_{max}})$.

То есть в формуле (2.46) вместо темпа роста цены на электроэнергию α_e мы берем нечеткое множество «Ожидаемый темп роста цены на электроэнергию», которое представлено треугольным числом $\underline{\alpha}_e = (\alpha_{e_{min}}, \bar{\alpha}_e, \alpha_{e_{max}})$. Для наиболее ожидаемого значения $\bar{\alpha}_e$ функция принадлежности принимает значение $\mu_{\underline{\alpha}_e}(\bar{\alpha}_e) = 1$, а для минимально возможного и максимально возможного темпов роста цены: $\mu_{\underline{\alpha}_e}(\alpha_{e_{min}}) = \mu_{\underline{\alpha}_e}(\alpha_{e_{max}}) = 0$.

Аналогичным образом в форме треугольного числа представлен темп роста цены на топливо (природный газ) $\underline{\alpha}_g = (\alpha_{g_{min}}, \bar{\alpha}_g, \alpha_{g_{max}})$.

Предполагается, что максимальные, минимальные и наиболее вероятные значения параметров выбираются на основании проведенного экспертного интервью.

Таким образом, задан следующий набор нечетких чисел для оценки риска неэффективности инвестиционного проекта: $\underline{\alpha}_e = (\alpha_{e_{min}}, \bar{\alpha}_e, \alpha_{e_{max}})$ и $\underline{\alpha}_g = (\alpha_{g_{min}}, \bar{\alpha}_g, \alpha_{g_{max}})$.

Все остальные параметры в выражении (2.46) являются действительными числами. Таким образом, выражение (2.46) примет следующий вид:

$$\begin{aligned}
\underline{F} = & - \sum_{t=0}^{t_n} 2 \cdot (k_1 P_s^2 + k_2 P_s + k_3) \cdot p_t \varepsilon_t - WC_0 - \\
& - \sum_{t=1}^T (WC_t - WC_{t-1}) \varepsilon_t - \\
& - (W_e c_{e,0} + 12P_m c_{p,0} + W_h c_{h,0}) \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} \cdot \underline{\widehat{\alpha_e^{*,t_{n-1}}}} - \\
& - \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} P_s T'_{t_n} b_{ge} c_{g,0} (1 + \underline{\alpha_g^*})^{-t_n} - \\
& - \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} k_h P_s T'_{t_n} b_{gh} c_{g,0} (1 + \underline{\alpha_g^*})^{-t_n} - \\
& - \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} P_m (T_{max} - T'_{t_n}) c_{e,0} (1 + \underline{\alpha_e^*})^{-t_n} - \\
& - \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} (W_h - k_h P_s T'_{t_n}) c_{h,0} (1 + \underline{\alpha_e^*})^{-t_n} - \\
& - \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} (P_s T_{max} b_{ge} c_{g,0} + k_h P_s T_{max} b_{gh} c_{g,0}) (\underline{\widehat{\alpha_g^*}} - \underline{\widehat{\alpha_g^{*,t_n}}}) - \\
& - \sum_{t=0}^T CFC_t \varepsilon_t - \\
& - \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} (W_e c_{e,0} + 12P_m c_{p,0} + W_h c_{h,0}) (\underline{\widehat{\alpha_e^*}} - \underline{\widehat{\alpha_e^{*,t_n}}}) + \\
& + \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} \left((1 - k_s) P_s T_{max} c_{e,0} + 12(1 - k_s) P_s c_{p,0} + \right. \\
& \quad \left. + k_h P_s T_{max} c_{h,0} \right) (\underline{\widehat{\alpha_e^*}} - \underline{\widehat{\alpha_e^{*,t_n}}}) + \\
& + (W_e c_{e,0} + 12P_m c_{p,0} + W_h c_{h,0}) \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} \underline{\widehat{\alpha_e^*}},
\end{aligned} \tag{2.67}$$

где $\underline{\widehat{\alpha_e^{*,t_{n-1}}}} = \sum_{t=1}^{t_{n-1}} (1 + \underline{\alpha_e^*})^{-t} = \begin{cases} t_{n-1}, E = \alpha_e \\ \frac{1 - (1 + \underline{\alpha_e^*})^{-t_{n-1}}}{\underline{\alpha_e^*}}, E \neq \alpha_e \end{cases}$

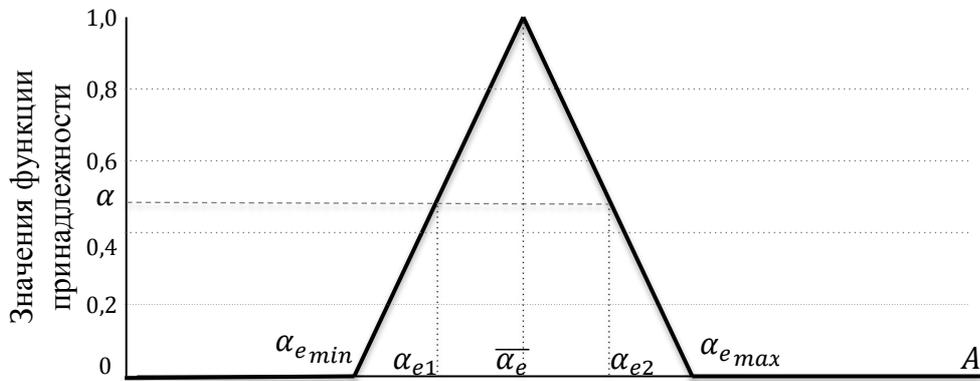
$$\widehat{\underline{\alpha}_g^{*,t_n}} = \sum_{t=1}^{t_n} (1 + \underline{\alpha}_g^*)^{-t} = \begin{cases} t_n, E = \underline{\alpha}_g \\ \frac{1 - (1 + \underline{\alpha}_g^*)^{-t_n}}{\underline{\alpha}_g^*}, E \neq \underline{\alpha}_g \end{cases}$$

$$\widehat{\underline{\alpha}_e^{*,t_n}} = \sum_{t=1}^{t_n} (1 + \underline{\alpha}_e^*)^{-t} = \begin{cases} t_n, E = \underline{\alpha}_e \\ \frac{1 - (1 + \underline{\alpha}_e^*)^{-t_n}}{\underline{\alpha}_e^*}, E \neq \underline{\alpha}_e \end{cases}$$

$$\underline{\alpha}_g^* = \frac{E - \underline{\alpha}_g}{1 + \underline{\alpha}_g}$$

$$\underline{\alpha}_e^* = \frac{E - \underline{\alpha}_e}{1 + \underline{\alpha}_e}$$

Вычисления с нечеткими числами сводятся к операциям над их интервалами достоверности. Например, для нечеткого числа $\underline{\alpha}_e$ интервалом достоверности является интервал $[\alpha_{e1}, \alpha_{e2}]$ для заданного уровня принадлежности α , где $\mu_{\underline{\alpha}_e}(\alpha_{e1}) = \mu_{\underline{\alpha}_e}(\alpha_{e2}) = \alpha$ (рисунок 2.5). Уровень принадлежности α является ординатой функции принадлежности нечеткого числа $\underline{\alpha}_e$ [78, с. 32].



Значения треугольного нечеткого числа $\underline{\alpha}_e = (a_{e_{min}}, \bar{\alpha}_e, a_{e_{max}})$

Рисунок 2.5 – Вид функции принадлежности треугольного числа $\underline{\alpha}_e$

(Составлено автором)

А.О. Недосекин приводит основные правила нечеткой арифметики (мягких вычислений), определяющие порядок проведения операций с интервалами достоверности нечетких чисел [139]. Так, пусть при заданном уровне

принадлежности α интервалы достоверности нечетких чисел А и В равны соответственно $[a_1, a_2]$ и $[b_1, b_2]$. Тогда основные арифметические операции над интервалами достоверности подчиняются следующим правилам:

- операция «сложения»:

$$[a_1, a_2] (+) [b_1, b_2] = [a_1 + b_1, a_2 + b_2],$$

- операция «вычитания»:

$$[a_1, a_2] (-) [b_1, b_2] = [a_1 - b_2, a_2 - b_1],$$

- операция «умножения»:

$$[a_1, a_2] (\times) [b_1, b_2] = [a_1 \times b_1, a_2 \times b_2],$$

- операция «деления»:

$$[a_1, a_2] (/) [b_1, b_2] = [a_1 / b_2, a_2 / b_1],$$

- операция «возведения в степень»:

$$[a_1, a_2] (^) i = [a_1^i, a_2^i].$$

Используя указанные правила нечеткой арифметики, вычислим значения выражений с нечеткими числами в формуле (2.67), полагая, что при заданном уровне принадлежности α интервалы достоверности нечетких чисел $\underline{\alpha}_g$ и $\underline{\alpha}_e$ равны соответственно $[a_{g1}, a_{g2}]$ и $[a_{e1}, a_{e2}]$.

$$\underline{\alpha}_g^* = \frac{E - \underline{\alpha}_g}{1 + \underline{\alpha}_g} = \frac{[E - a_{g2}, E - a_{g1}]}{[1 + a_{g1}, 1 + a_{g2}]} = \left[\frac{E - a_{g2}}{1 + a_{g2}}, \frac{E - a_{g1}}{1 + a_{g1}} \right], \quad (2.68)$$

$$\begin{aligned} 1 + \underline{\alpha}_g^* &= 1 + \left[\frac{E - a_{g2}}{1 + a_{g2}}, \frac{E - a_{g1}}{1 + a_{g1}} \right] = \left[1 + \frac{E - a_{g2}}{1 + a_{g2}}, 1 + \frac{E - a_{g1}}{1 + a_{g1}} \right] = \\ &= \left[\frac{1 + E}{1 + a_{g2}}, \frac{1 + E}{1 + a_{g1}} \right], \end{aligned} \quad (2.69)$$

$$(1 + \underline{\alpha}_g^*)^{-t_n} = \left[\left(\frac{1 + E}{1 + a_{g1}} \right)^{-t_n}, \left(\frac{1 + E}{1 + a_{g2}} \right)^{-t_n} \right], \quad (2.70)$$

$$\begin{aligned} \widehat{\alpha}_g^* &= \sum_{t=1}^T (1 + \underline{\alpha}_g^*)^{-t} = \frac{1 - (1 + \underline{\alpha}_g^*)^{-T}}{\underline{\alpha}_g^*} = \frac{1 - \left[\frac{1+E}{1+a_{g2}}, \frac{1+E}{1+a_{g1}} \right]^{-T}}{\left[\frac{E-a_{g2}}{1+a_{g2}}, \frac{E-a_{g1}}{1+a_{g1}} \right]} = \\ &= \left[\frac{1 - \left(\frac{1+E}{1+a_{g2}} \right)^{-T}}{\frac{E-a_{g1}}{1+a_{g1}}}, \frac{1 - \left(\frac{1+E}{1+a_{g1}} \right)^{-T}}{\frac{E-a_{g2}}{1+a_{g2}}} \right], \end{aligned} \quad (2.71)$$

$$\widehat{\alpha}_e^{*,t_{n-1}} = \left[\frac{1 - \left(\frac{1+E}{1+a_{e2}} \right)^{-t_{n-1}}}{\frac{E-a_{e1}}{1+a_{e1}}}, \frac{1 - \left(\frac{1+E}{1+a_{e1}} \right)^{-t_{n-1}}}{\frac{E-a_{e2}}{1+a_{e2}}} \right], \quad (2.72)$$

$$\widehat{\alpha}_g^{*,t_n} = \left[\frac{1 - \left(\frac{1+E}{1+a_{g2}} \right)^{-t_n}}{\frac{E-a_{g1}}{1+a_{g1}}}, \frac{1 - \left(\frac{1+E}{1+a_{g1}} \right)^{-t_n}}{\frac{E-a_{g2}}{1+a_{g2}}} \right]. \quad (2.73)$$

С учетом промежуточных вычислений (приложение А) нижняя граница F_1 интервала $[F_1, F_2]$ вычисляется по формуле:

$$\begin{aligned} F_1 &= - \sum_{t=0}^{t_n} 2 \cdot (k_1 P_s^2 + k_2 P_s + k_3) \cdot p_t \varepsilon_t - WC_0 - \sum_{t=1}^T (WC_t - WC_{t-1}) \varepsilon_t - \\ &- (W_e c_{e,0} + 12P_m c_{p,0} + W_h c_{h,0}) \frac{1 - (1+E)^{-1}}{\ln(1+E)} \left(\frac{1 - \left(\frac{1+E}{1+a_{e1}} \right)^{-t_{n-1}}}{\frac{E-a_{e2}}{1+a_{e2}}} \right) - \\ &- \frac{1 - (1+E)^{-1}}{\ln(1+E)} P_s T'_{t_n} b_{ge} c_{g,0} \left(\frac{1+E}{1+a_{g2}} \right)^{-t_n} - \\ &- \frac{1 - (1+E)^{-1}}{\ln(1+E)} k_h P_s T'_{t_n} b_{gh} c_{g,0} \left(\frac{1+E}{1+a_{g2}} \right)^{-t_n} - \\ &- \frac{1 - (1+E)^{-1}}{\ln(1+E)} P_m (T_{max} - T'_{t_n}) c_{e,0} \left(\frac{1+E}{1+a_{e2}} \right)^{-t_n} - \end{aligned} \quad (2.74)$$

$$\begin{aligned}
& -\frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} (W_h - k_h P_s T'_{t_n}) c_{h,0} \left(\frac{1 + E}{1 + a_{e2}} \right)^{-t_n} - \\
& -\frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} (P_s T_{max} b_{ge} c_{g,0} + k_h P_s T_{max} b_{gh} c_{g,0}) \times \\
& \times \left(\frac{1 - \left(\frac{1 + E}{1 + a_{g1}} \right)^{-T}}{\frac{E - a_{g2}}{1 + a_{g2}}} - \frac{1 - \left(\frac{1 + E}{1 + a_{g2}} \right)^{-t_n}}{\frac{E - a_{g1}}{1 + a_{g1}}} \right) - \sum_{t=0}^T CFC_t \varepsilon_t - \\
& -\frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} (W_e c_{e,0} + 12P_m c_{p,0} + W_h c_{h,0}) \times \\
& \times \left(\frac{1 - \left(\frac{1 + E}{1 + a_{e1}} \right)^{-T}}{\frac{E - a_{e2}}{1 + a_{e2}}} - \frac{1 - \left(\frac{1 + E}{1 + a_{ge}} \right)^{-t_n}}{\frac{E - a_{e1}}{1 + a_{e1}}} \right) + \\
& + \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} \left((1 - k_s) P_s T_{max} c_{e,0} + 12(1 - k_s) P_s c_{p,0} + \right. \\
& \left. + k_h P_s T_{max} c_{h,0} \right) \left(\frac{1 - \left(\frac{1 + E}{1 + a_{e2}} \right)^{-T}}{\frac{E - a_{e1}}{1 + a_{e1}}} - \frac{1 - \left(\frac{1 + E}{1 + a_{e1}} \right)^{-t_n}}{\frac{E - a_{e2}}{1 + a_{e2}}} \right) + \\
& + (W_e c_{e,0} + 12P_m c_{p,0} + W_h c_{h,0}) \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} \left(\frac{1 - \left(\frac{1 + E}{1 + a_{e2}} \right)^{-T}}{\frac{E - a_{e1}}{1 + a_{e1}}} \right).
\end{aligned}$$

Верхняя граница F_2 интервала $[F_1, F_2]$ вычисляется по формуле:

$$\begin{aligned}
F_2 = & - \sum_{t=0}^{t_n} 2 \cdot (k_1 P_s^2 + k_2 P_s + k_3) \cdot p_t \varepsilon_t - WC_0 - \\
& - \sum_{t=1}^T (WC_t - WC_{t-1}) \varepsilon_t - (W_e c_{e,0} + 12P_m c_{p,0} + W_h c_{h,0}) \times \\
& \times \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} \left(\frac{1 - \left(\frac{1 + E}{1 + a_{e2}} \right)^{-t_{n-1}}}{\frac{E - a_{e1}}{1 + a_{e1}}} \right) -
\end{aligned} \tag{2.75}$$

$$\begin{aligned}
& -\frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} P_s T'_{t_n} b_{ge} c_{g,0} \left(\frac{1 + E}{1 + a_{g1}} \right)^{-t_n} - \\
& -\frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} k_h P_s T'_{t_n} b_{gh} c_{g,0} \left(\frac{1 + E}{1 + a_{g1}} \right)^{-t_n} - \\
& -\frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} P_m (T_{max} - T'_{t_n}) c_{e,0} \left(\frac{1 + E}{1 + a_{e1}} \right)^{-t_n} - \\
& -\frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} (W_h - k_h P_s T'_{t_n}) c_{h,0} \left(\frac{1 + E}{1 + a_{e1}} \right)^{-t_n} - \\
& -\frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} (P_s T_{max} b_{ge} c_{g,0} + k_h P_s T_{max} b_{gh} c_{g,0}) \times \\
& \times \left(\frac{1 - \left(\frac{1 + E}{1 + a_{g2}} \right)^{-T}}{\frac{E - a_{g1}}{1 + a_{g1}}} - \frac{1 - \left(\frac{1 + E}{1 + a_{g1}} \right)^{-t_n}}{\frac{E - a_{g2}}{1 + a_{g2}}} \right) - \sum_{t=0}^T C F C_t \varepsilon_t - \\
& -\frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} (W_e c_{e,0} + 12 P_m c_{p,0} + W_h c_{h,0}) \times \\
& \times \left(\frac{1 - \left(\frac{1 + E}{1 + a_{e2}} \right)^{-T}}{\frac{E - a_{e1}}{1 + a_{e1}}} - \frac{1 - \left(\frac{1 + E}{1 + a_{e1}} \right)^{-t_n}}{\frac{E - a_{e2}}{1 + a_{e2}}} \right) + \\
& + \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} \left((1 - k_s) P_s T_{max} c_{e,0} + 12 (1 - k_s) P_s c_{p,0} + \right. \\
& \left. + k_h P_s T_{max} c_{h,0} \right) \times \left(\frac{1 - \left(\frac{1 + E}{1 + a_{e1}} \right)^{-T}}{\frac{E - a_{e2}}{1 + a_{e2}}} - \frac{1 - \left(\frac{1 + E}{1 + a_{e2}} \right)^{-t_n}}{\frac{E - a_{e1}}{1 + a_{e1}}} \right) + \\
& + (W_e c_{e,0} + 12 P_m c_{p,0} + W_h c_{h,0}) \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} \left(\frac{1 - \left(\frac{1 + E}{1 + a_{e1}} \right)^{-T}}{\frac{E - a_{e2}}{1 + a_{e2}}} \right).
\end{aligned}$$

Проведя оценку границ интервалов достоверности результирующего показателя F для заданного уровня α по формулам (2.74) и (2.75), можно построить функцию принадлежности F, сопоставив полученные интервалы соответствующим уровням принадлежности (α -уровни).

Отметим, что результирующий показатель эффективности не всегда будет иметь вид треугольного числа. В этом случае в зависимости от условий либо проводится операция трианглизации и функция принадлежности результирующего показателя эффективности аппроксимируется и приводится к треугольному виду, либо оценка риска проводится через сегментное представление нечеткого числа. Подробное описание названных методов и примеры их использования приводятся в [78]. Аппроксимация функции принадлежности по полученным интервалам позволяет выразить результирующий показатель эффективности F рассматриваемого инвестиционного проекта по возведению собственных генерирующих мощностей в виде треугольного числа $\underline{F} = (F_{min}, \bar{F}, F_{max})$, значимые точки которого необходимы для оценки степени риска инвестиционного проекта (рисунок 2.6).

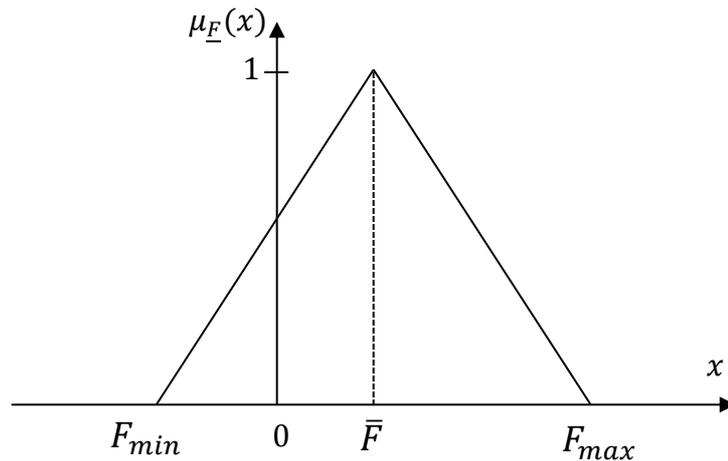


Рисунок 2.6 – Функция принадлежности нечеткого треугольного числа \underline{F}
(Составлено автором)

Приведение показателя эффективности F к треугольному виду позволяет формализовать функцию принадлежности следующим образом:

$$\mu_{\underline{F}}(x) = \begin{cases} 0, & x < F_{min} \\ \frac{x - F_{min}}{\bar{F} - F_{min}}, & F_{min} \leq x \leq \bar{F} \\ \frac{F_{max} - x}{F_{max} - \bar{F}}, & \bar{F} \leq x \leq F_{max} \\ 0, & x > F_{max} \end{cases} \quad (2.76)$$

Рассмотрим случай, когда инвестор четко задает критерий, в соответствии с которым инвестиционный проект признается эффективным, и будем считать, что инвестиционный проект по установке собственного источника энергии рекомендуется к реализации, когда $F > 0$ (то есть граница эффективности является действительным числом $G = 0$).

Функция принадлежности μ_G в этом случае совпадает с осью ординат (рисунок 2.7) и пересекает функцию принадлежности $\mu_{\underline{F}}$ в точке $(0, \alpha_1)$: $\alpha_1 = \mu_{\underline{F}}(0)$.

Значение α_1 выступает показателем информационной неопределенности в исходных данных. В случае полной определенности $\alpha_1 = 0$. Чем выше неопределенность, тем выше риск [77, с. 81].

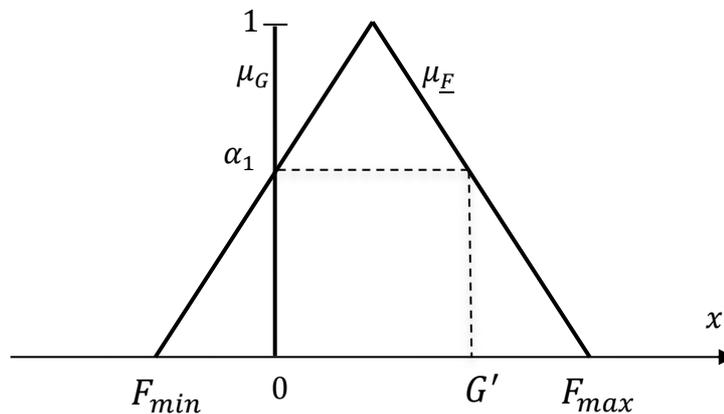


Рисунок 2.7 – Функции принадлежности треугольного числа \underline{F} и действительного числа G (составлено автором)

По аналогии с подходом, предложенным А.О. Недосекиным в [77], оценка степени риска неэффективности инвестиционного проекта по установке собственного источника энергии осуществляется по формуле:

$$Risk(G) = \frac{-F_{min}}{F_{max} - F_{min}} + \frac{\bar{F}}{F_{max} - F_{min}} \ln \frac{\bar{F}}{\bar{F} - F_{min}}, \quad (2.77)$$

где F_{min} , F_{max} , \bar{F} – минимальное, максимальное и наиболее вероятное значение показателя эффективности F соответственно.

Степень риска $Risk(G)$ может принимать значения от 0 до 1 и характеризует возможность того, что значение результирующего показателя

эффективности инвестиций окажется ниже установленного инвестором минимально допустимого уровня.

Определив для себя приемлемое значение риска, на основании полученной оценки степени риска инвестор принимает решение об участии или об отказе от участия в реализации инвестиционного проекта.

При проведении дальнейшего диссертационного исследования с использованием эмпирических данных на основе конкретных условий реализации инвестиционного проекта строительства собственной электростанции предложенный метод оценки обобщенного риска неэффективности инвестиций в создание системы собственного энергообеспечения на промышленном предприятии, базирующийся на использовании методов теории нечетких множеств, ляжет в основу расчетов для принятия инвестиционного решения.

Выводы к главе 2

Анализ применяемых моделей оценки экономической эффективности собственной генерации на промышленном предприятии показал, что основным критерием эффективности является максимум NPV, а также выявил ряд недостатков, которые приводят к погрешностям в результатах. К основным недостаткам относится учет амортизационных отчислений как элементов оттоков денежных средств, возникающих в ходе реализации инвестиционного проекта возведения собственного источника энергии, а также дисконтирование денежных потоков на основании предположения об их дискретности (то есть ежегодные платежи осуществляются одномоментно).

Кроме того, ни одна из рассмотренных методик оценки эффективности собственной генерации не предполагает оценку риска. Вместе с тем инвестиционный проект строительства собственных генерирующих мощностей реализуется в условиях риска, связанных с возможным отклонением фактических значений параметров от прогнозных, и для принятия обоснованного

инвестиционного решения необходимо оценить риск неэффективности инвестиционного проекта. В условиях недостаточности статистической базы исторических значений цен на энергоресурсы выбран метод нечетких множеств как самый подходящий метод оценки риска неэффективности инвестиционного проекта возведения собственных источников энергии.

Разработанная в данной главе модель позволяет оценить величину экономического эффекта, характеризующего сумму накопленной за период реализации проекта экономии денежных средств за счет использования собственных источников энергии по сравнению с вариантом централизованного энергоснабжения.

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

В главе 2 разработана экономико-математическая модель оценки эффективности инвестиций в создание системы собственного энергообеспечения на промышленном предприятии, основанная на сопоставлении издержек альтернативных вариантов энергоснабжения (централизованное энергоснабжение и энергоснабжение с использованием собственных источников энергии, интегрированных в единую энергосистему) в условиях риска.

В данной главе апробируем разработанную модель и оценим эффективность инвестиционного проекта строительства электростанции собственных производственных нужд нефтеперерабатывающего завода с использованием сформированной в главе 1 системы показателей, а также оценим риск неэффективности рассматриваемого проекта на основе нечетко-множественного подхода, описанного в параграфе 2.4.

В целях соблюдения конфиденциальности коммерческой информации рассмотрим пример с условными данными (максимально приближенными к реальности), в основе которого лежит реальный инвестиционный проект, а нефтеперерабатывающий завод, в целях энергоснабжения которого рассматривается возможность строительства собственной электростанции, будем называть НПЗ.

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

НПЗ является действующим предприятием с централизованным энергоснабжением.

Электроснабжение предприятия осуществляется от двух источников:

- от ТЭЦ, являющейся собственностью одной из частных генерирующих компаний региона (67 % от общего потребления предприятия);
- от региональной энергосистемы по электрической сети 110 кВ (33 % от общего потребления НПЗ).

Основным источником тепловой энергии является ТЭЦ (обеспечивает 77 % общей потребности НПЗ). Остальные 23 % от общей потребности в тепловой энергии вырабатывается на собственных котлах-утилизаторах нефтеперерабатывающего завода.

Реализация инвестиционного проекта по возведению собственной электростанции направлена на достижение следующих основных целей:

- обеспечение надежного и бесперебойного энергообеспечения производства;
- получение экономической выгоды за счет уменьшения затрат на потребляемые из внешних сетей энергоресурсы.

Рассмотрим предпосылки, лежащие в основе каждой из названных целей.

Повышение надежности энергоснабжения

Учитывая высокий износ оборудования на ТЭЦ (введена в эксплуатацию в 1957 году), существуют риски нарушения электро- и теплоснабжения нефтеперерабатывающего завода.

Перебои в электроснабжении НПЗ происходят как из-за нарушений в работе ТЭЦ, вызванных физическим износом оборудования, недостаточной выработкой электроэнергии в летнее время ввиду отсутствия тепловых нагрузок, так и из-за нарушений электроснабжения во внешних сетях 110 кВ, 220 кВ, вызванных частыми авариями ввиду их изношенности.

В результате этого за последние 10 лет произошло 4 крупных аварии с практически полной остановкой производства на НПЗ и более 60 инцидентов, повлекших за собой недоотпуск продукции.

Использование собственных генерирующих мощностей позволит обеспечить надежное и бесперебойное энергоснабжение нефтеперерабатывающего завода.

Достижение экономического эффекта

Себестоимость выработки электроэнергии на собственных источниках энергии меньше, чем цена на электроэнергию из энергосистемы [39, с. 2], которая включает в себя тариф на передачу электроэнергии по электрическим сетям (по разным оценкам, доля сетевой составляющей в конечной цене потребляемой электроэнергии составляет 40–50 %), 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. [50, с. 87].

К тому же необходимость сдерживания цен для населения привела к появлению перекрестного субсидирования, результатом которого стала дополнительная финансовая нагрузка на промышленность [13].

Себестоимость тепловой энергии, производимой на собственной электростанции, ниже цены покупаемой тепловой энергии. Это связано с тем, что 25 % тепловой энергии производится в комбинированном цикле за счет отработавших выхлопных газов [100, с. 42].

Н.Н. Сергеев считает, что при строительстве мини-ТЭЦ затраты на энергоснабжение сокращаются в среднем в два раза [100, с. 41]. Таким образом, ставится под сомнение целесообразность использования энергии из энергосистемы. Сформулирована гипотеза реализации инвестиционного проекта: строительство собственной электростанции на НПЗ позволит достичь экономический эффект за счет уменьшения затрат на потребляемые из внешних сетей энергоресурсы и обеспечить независимость от тарифной политики государства и от цен на рынке энергетических рынках.

При осуществлении моделирования сделаны следующие общие допущения.

Горизонт расчета проекта принят равным сумме срока строительства электростанции (4 года) и срока службы применяемого основного оборудования (25 лет с момента выхода на проектную мощность) и составляет 29 лет.

За базовую цену на электроэнергию принята среднегодовая цена на электроэнергию, приобретенную предприятием в 2011 году, равная 2 110 руб./МВт·ч (НПЗ оплачивает электроэнергию по одноставочному тарифу). Темп роста принят равным 4,5 % (оценка произведена на основе данных Минэкономразвития России).

В качестве базовой стоимости топлива (природного газа) на 2011 год принята нетто-цена на природный газ в Российской Федерации для промышленных потребителей региона, в котором расположен НПЗ, добываемый ПАО «Газпром», увеличенная на 25 % для учета затрат на снабженческо-сбытовые услуги и транспортировку (составляет 3 141,08 руб./м³), с последующей индексацией в соответствии с прогнозом, сделанным на основе данных Минэкономразвития России (среднегодовой темп роста принят равным 4 %).

В качестве базового тарифа на тепловую энергию принята среднегодовая стоимость тепловой энергии (пар свыше 13 кг/см²) для рассматриваемого предприятия в 2011 году, равная 682,1 руб./Гкал. Индексация проведена по среднегодовому темпу роста, равному среднегодовому темпу роста цены на электроэнергию (4,5 %).

Финансирование на протяжении всего срока реализации проекта осуществляется за счет собственных средств. Ставка дисконтирования денежных потоков принята равной стоимости собственного капитала НПЗ и составляет 15 %. Расчет эффективности инвестиций выполнен в рублях в номинальных ценах.

3.2 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):

$$P_s^{opt} = \frac{\theta - k_2\beta}{2k_1\beta}.$$

Для того, чтобы оценить коэффициенты k_1 и k_2 , необходимо построить модель, отражающую зависимость стоимости установки C (тыс. руб.) в комплектности от ее электрической мощности P (МВт).

Ранее было отмечено, что стоимость газотурбинной установки может быть аппроксимирована полиномом второй степени [84]:

$$C = k_1P^2 + k_2P + k_3.$$

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 C (тыс. руб.) от ее электрической мощности P (МВт):

$$C = 13,4P^2 + 29713P + 32282. \quad (3.1)$$

Коэффициент детерминации R^2 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 $F_{расч} = 267,75$

и превышает табличное значение при уровне значимости 0,05, составляющее $F_{\text{табл}} = 3,35$. 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 $t_{k_i} > t_{\text{табл}}$. Расчетное значение t-критерия Стьюдента определяется по формуле:

$$t_{k_i} = \frac{k_i}{m_{k_i}}, \quad (3.2)$$

где k_i – коэффициент регрессии, m_{k_i} – средняя квадратическая ошибка.

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

Для коэффициентов построенной модели расчетные значения t-критерия Стьюдента равны $t_{k_1} = 3,23$, $t_{k_2} = 28,6$ и $t_{k_3} = 354,64$, для всех параметров выполняется неравенство $t_{k_i} > t_{\text{табл}}$, что подтверждает их статистическую значимость.

Для определения оптимальной мощности электростанции P_S^{opt} необходимо оценить параметры β и θ .

Параметр β оценивается по формуле (2.48):

$$\beta = 2 \sum_{t=0}^{t_n} p_t \varepsilon_t \left(\sum_{t=0}^{t_n} p_t = 1 \right).$$

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

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

Условие $\sum_{t=0}^{t_n} p_t = 1$ выполняется.

Таблица 3.1 – Значения «весовых» коэффициентов p_t , отражающих распределение капитальных вложений по годам*

| $p_t, t = 1..4$ | Значение |
|-----------------|----------|
| p_1 | 0,09 |
| p_2 | 0,34 |
| p_3 | 0,35 |
| p_4 | 0,22 |

* Составлено автором

Коэффициент дисконтирования ε_t рассчитывается по формуле (1.6):

$$\varepsilon_t = \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{(1 + E)^t \cdot \ln(1 + E)}$$

Расчетные значения коэффициента дисконтирования ε_t для каждого года расчетного периода представлены в Приложении Б.

Таким образом, значение параметра β составляет:

$$\beta = 1,29.$$

В параграфе 2.3 отмечено, что параметр θ представляет собой сумму удельных в расчете на единицу установленной мощности энергоустановки элементов денежных потоков, включающих в себя (выражение (2.50)):

$$\theta = -\frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} T'_{t_n} b_{ge} c_{g,0} (1 + \alpha_g^*)^{-t_n} -$$

Затраты на топливо в год завершения строительства электростанции t_n

$$-\frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} k_h T'_{t_n} b_{gh} c_{g,0} (1 + \alpha_g^*)^{-t_n} +$$

Экономия затрат на оплату тепловой энергии в год t_n

$$+\frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} k_h T'_{t_n} c_{h,0} (1 + \alpha_e^*)^{-t_n} -$$

$$-\frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} T_{max} b_{ge} c_{g,0} (\widehat{\alpha}_g^* - \widehat{\alpha}_g^{*,t_n}) -$$

Затраты на топливо в период эксплуатации энергоустановки

$$-\frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} k_h T_{max} b_{gh} c_{g,0} (\widehat{\alpha}_g^* - \widehat{\alpha}_g^{*,t_n}) +$$

$$\begin{aligned}
& + \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} (1 - k_s) T_{max} c_{e,0} (\widehat{\alpha}_e^* - \widehat{\alpha}_e^{*,t_n}) + \\
& + \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} 12(1 - k_s) c_{p,0} (\widehat{\alpha}_e^* - \widehat{\alpha}_e^{*,t_n}) + \\
& + \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} k_h T_{max} c_{h,0} (\widehat{\alpha}_e^* - \widehat{\alpha}_e^{*,t_n}) - \\
& \qquad \qquad \qquad - WC' - \\
& \qquad \qquad \qquad - CFC'.
\end{aligned}$$

Экономия затрат на оплату электроэнергии, мощности и тепловой энергии внешнему поставщику за счет выработки энергии на собственной энергоустановке в период эксплуатации энергоустановки

 Удельное значение дисконтированного оборотного капитала накопленным итогом за расчетный период

 Удельное значение условно-постоянных затрат на производство энергии на собственной электростанции накопленным итогом

Исходные данные для расчета параметра θ представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Значения параметров, необходимые для оценки θ^*

| № п/п | Наименование параметра | Значение параметра | Ед. изм. |
|-------|------------------------|--------------------|---------------------------|
| 1 | T'_{t_n} | 2 000 | ч |
| 2 | T_{max} | 7 755 | ч |
| 3 | b_{ge} | 0,233 | м ³ / кВт·ч |
| 4 | b_{gh} | 114,65 | м ³ / Гкал |
| 5 | $c_{g,0}$ | 3141,1 | руб./ тыс. м ³ |
| 6 | $c_{e,0}$ | 2,11 | руб./ кВт·ч |
| 7 | $c_{h,0}$ | 682,1 | руб./ Гкал |
| 8 | k_h | 0,001261767 | тыс. Гкал/ МВт·ч |
| 9 | k_s | 0,06 | – |
| 10 | α_g^* | 0,11 | – |
| 11 | α_e^* | 0,10 | – |

| № п/п | Наименование параметра | Значение параметра | Ед. изм. |
|-------|------------------------------|--------------------|---------------|
| 12 | $\widehat{\alpha}_g^*$ | 8,94 | – |
| 13 | $\widehat{\alpha}_g^{*,t_n}$ | 3,13 | – |
| 14 | $\widehat{\alpha}_e^*$ | 9,33 | – |
| 15 | $\widehat{\alpha}_e^{*,t_n}$ | 3,17 | – |
| 16 | WC' | 1 225,58 | тыс. руб./МВт |
| 17 | CFC' | 16 534,24 | тыс. руб./МВт |

* Составлено автором

Значение коэффициента k_h автором получено на основе анализа эмпирических данных:

$$k_h = 0,001261767 \frac{\text{тыс. Гкал}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}.$$

Значения параметров α_g^* , α_e^* , $\widehat{\alpha}_g^*$, $\widehat{\alpha}_g^{*,t_n}$, $\widehat{\alpha}_e^*$, $\widehat{\alpha}_e^{*,t_n}$ 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 θ :

$$\theta = 59\,030,6.$$

Таким образом, подставив значения параметров β и θ в выражение (2.55), получим оценку оптимальной мощности энергоустановки:

$$P_s^{opt} = 599,86 \text{ МВт.}$$

На рисунке 3.1 представлен график зависимости экономического эффекта использования собственной генерации от мощности собственного источника электроэнергии, построенный по расчетным значениям.

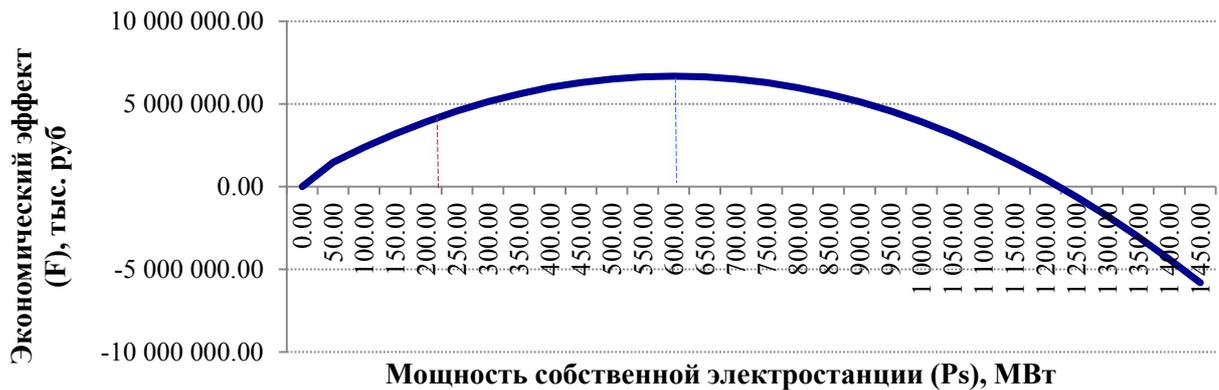


Рисунок 3.1 – График зависимости экономического эффекта собственной электростанции от мощности (составлено автором)

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.

3.3 Оценка экономической эффективности возведения электростанции на нефтеперерабатывающем заводе

Результаты расчета показали, что в условиях принятых допущений целесообразно построить электростанцию мощностью 200 МВт в целях полного удовлетворения потребности НПЗ в энергии.

В качестве возможного технологического решения рассматривается установка:

- 8 газотурбинных установок мощностью по 25 МВт типа ГТЭ-25ПА производства ОАО «Авиадвигатель» г. Пермь;
- 8 котлов - утилизаторов (КУ) паропроизводительностью по 40 т/ч с параметрами пара: давление 1,6 МПа, температура – 300 °С типа КГТ 40/1,6-300;
- 4 паровых котельных агрегата производительностью по 95 т/ч с параметрами пара: давление – 1,8 МПа, температура – 290 °С.

Установленная мощность энергоблока:

- электрическая – 200 МВт;
- тепловая – 434,6 Гкал/ч.

Чтобы повысить точность дальнейших расчетов, уточним стоимость электростанции в названной комплектации. Один из отечественных заводоизготовителей электротехнического оборудования готов построить электростанцию с указанными характеристиками за 14 117 310,2 тыс. руб. Поэтому вместо модельного значения 13 021 764,0 тыс. руб. (рассчитано по формуле (3.1)) при оценке экономического эффекта инвестиционные затраты будем учитывать в размере 14 117 310,2 тыс. руб.

Финансирование в разрезе статей затрат по годам строительства электростанции представлено в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Финансирование строительства электростанции, тыс. руб. без НДС в прогнозных ценах*

| Статьи затрат | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | Всего |
|---|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|
| Основное и вспомогательное оборудование | 1 075 800,00 | 4 058 935,73 | 1 254 626,04 | 582 246,78 | 6 971 608,55 |
| Строительно-монтажные работы (СМР) | 0,00 | 625 106,94 | 3 207 731,96 | 851 605,12 | 4 684 444,02 |
| Проектно-изыскательские работы (ПИР) | 121 876,49 | 75 188,46 | 150 218,19 | 85 428,88 | 432 712,01 |
| Прочие работы | 48 274,17 | 57 113,23 | 282 942,51 | 1 640 215,70 | 2 028 545,62 |
| Итого | 1 245 950,66 | 4 816 344,35 | 4 895 518,70 | 3 159 496,48 | 14 117 310,20 |

* Составлено автором

Экономический эффект F от установки и использования собственного источника энергии отражает экономию, которую можно получить благодаря реализации соответствующего инвестиционного проекта. В параграфе 2.3 предложено 2 способа оценки значения экономического эффекта F :

1. Непосредственно как разность суммарных приведенных затрат двух вариантов энергоснабжения ($F = C_2 - C_1$), при этом значения C_2 и C_1 могут быть оценены по формулам (2.40) и (2.20) соответственно;

2. По формуле (2.47): $F = -(k_1 P_s^2 + k_2 P_s + k_3)\beta + P_s \theta + \gamma$.

Приобретаемую у внешнего поставщика электроэнергию предприятие оплачивает по одноставочному тарифу, следовательно, будем полагать, что среднемесячная плата за кВт · ч заявленной максимальной мощности, участвующей в максимальной нагрузке энергосистемы, в формуле (2.20), равна 0.

Значение дисконтированных затрат нарастающим итогом при централизованном энергоснабжении (C_1), составляет - 42 593 449,7 тыс. руб. Сумма дисконтированных затрат нарастающим итогом при строительстве и использовании собственной электростанции (C_2) равна - 39 381 433,6 тыс. руб. Экономический эффект F от реализации инвестиционного проекта по установке собственного источника энергии в конце расчетного периода составит:

$$F = C_2 - C_1 = 3\,212\,016,1 \text{ тыс. руб.}$$

На рисунке 3.2 представлены графики, отражающие изменения сумм дисконтированных затрат по двум вариантам энергоснабжения на протяжении расчетного периода.

Оценим величину экономии вторым способом, предложенным в параграфе 2.3, – по формуле (2.47). Исходные данные для расчета γ приведены в приложении В. С учетом сделанных в параграфе 3.1 допущений по формуле (2.49) было рассчитано значение γ :

$$\gamma = 505\,791,03.$$

Величину параметра θ мы оценили ранее:

$$\theta = 59\,030,6.$$

Подставив полученные значения параметров γ и θ в выражение (2.47), а также с использованием уточненных данных об инвестиционных затратах (будем учитывать в размере 14 117 310,2 тыс. руб.) вычислим значение показателя эффективности инвестиционного проекта:

$$F = 3\,212\,016,1 \text{ тыс. руб.}$$

Таким образом, значения экономического эффекта, оцененные двумя способами, совпадают.

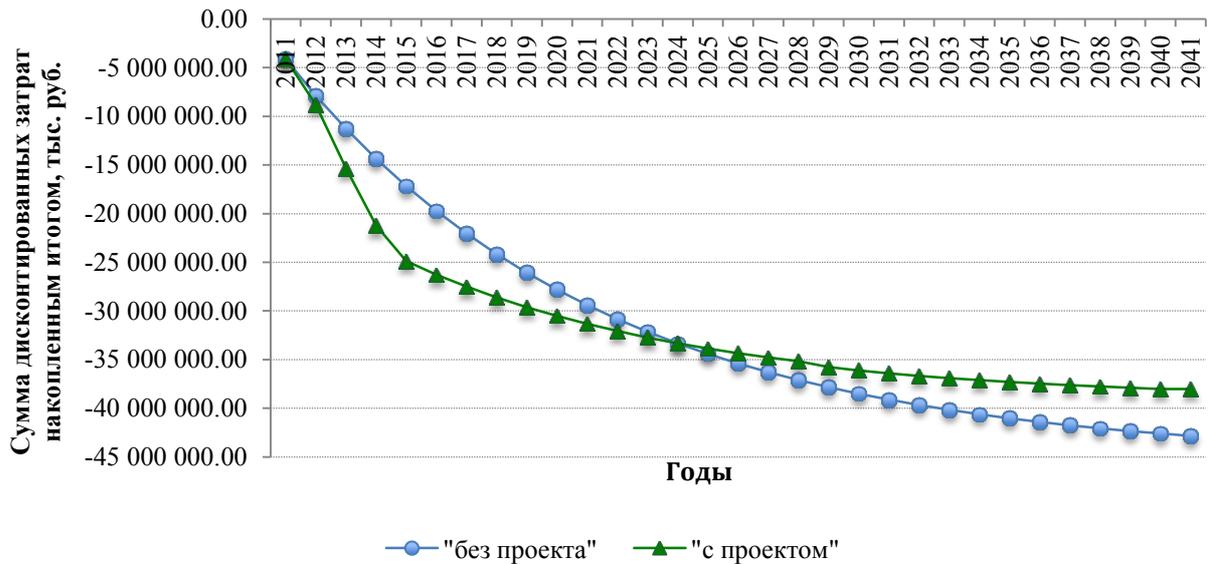


Рисунок 3.2 – График отражения изменения накопленной суммы дисконтированных затрат по двум вариантам энергоснабжения («без проекта» – централизованное энергоснабжение, «с проектом» – энергоснабжение с использованием собственной генерации) (составлено автором)

Нами было также проведено финансовое моделирование инвестиционного проекта в MS Excel, основанное на оценке возникающих денежных потоков на протяжении всего расчетного периода. Результаты моделирования совпали с полученными модельными значениями. Это подтверждает точность проведенных расчетов и адекватность построенной модели.

На рисунке 3.3 изображен график изменения показателя эффективности инвестиционного проекта F на протяжении периода реализации.

Значение показателя F на конец расчетного периода удовлетворяет критерию неотрицательности экономического эффекта, а, значит, проект может быть рекомендован к реализации.

Однако, помимо экономического эффекта необходимо также оценить и другие показатели эффективности инвестиционного проекта (параграф 1.3):

- Внутренняя норма доходности (IRR);
- Индекс доходности (PI);
- Дисконтированный срок окупаемости (PP).

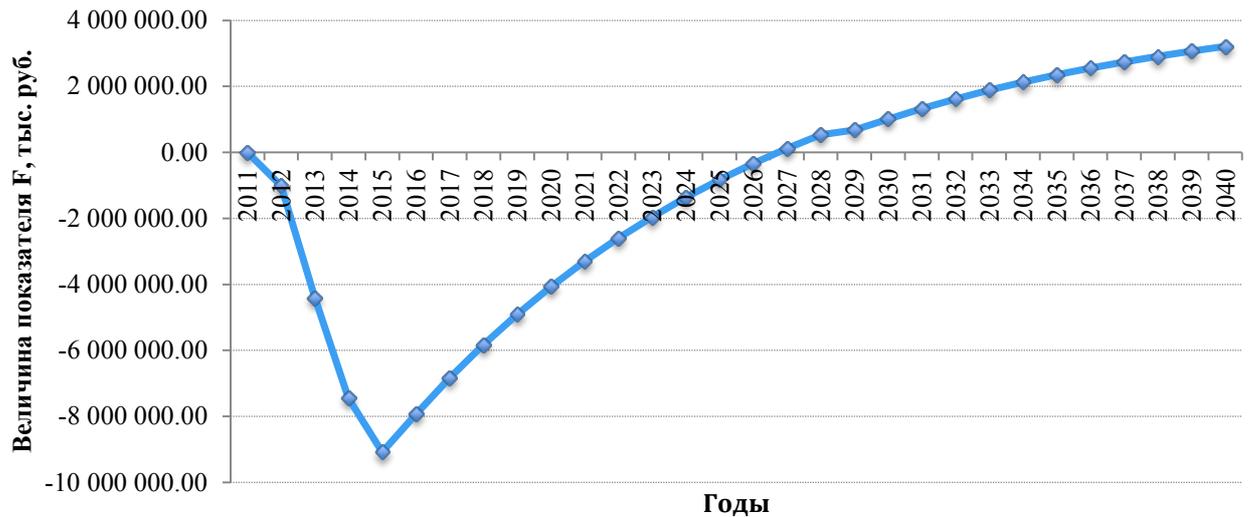


Рисунок 3.3 – График изменения во времени показателя эффективности инвестиционного проекта F (составлено автором)

Расчеты были проведены в MS Excel. Приведем результаты.

Внутренняя норма доходности (IRR) данного инвестиционного проекта равна 18,74 %, то есть на каждый 1 млн руб. вложенных средств доход будет составлять приблизительно 187 400 тыс. руб. Такое значение IRR превышает ставку дисконтирования, а значит превышает среднюю доходность, которую инвестор мог получить при инвестировании средств в проект, альтернативный данному. Это подтверждает вывод об экономической эффективности реализации рассматриваемого инвестиционного проекта строительства собственной электростанции.

Индекс доходности (PI) равен 1,1, что превышает единицу, а значит проект прибыльный.

Из графика, представленного на рисунке 3.3, видно, что положительный денежный поток возникает в 2027 году, а, значит, дисконтированный срок окупаемости составляет приблизительно 16 лет. Другими словами, через 16 лет после осуществления инвестиций накопленная экономия средств за счет использования собственной электростанции по сравнению с получением

электроэнергии из единой энергосистемы превысит сумму вложенных в строительство электростанции средств.

Таким образом, значения всех основных показателей экономической эффективности инвестиционного проекта, традиционно используемых в инвестиционном анализе, свидетельствуют об экономической целесообразности строительства собственной электростанции на нефтеперерабатывающем заводе.

Однако, как было отмечено в параграфе 1.3, при обосновании инвестиций в создание собственных генерирующих мощностей на промышленном предприятии целесообразно также оценить снижение доли энергетических затрат в себестоимости произведенной продукции, а также эффект от повышения качества и надежности энергоснабжения.

Рассматриваемый НПЗ производит продукцию широкого ассортимента. Оценка показала, что за счет снижения затрат на оплату электроэнергии доля энергетических издержек в себестоимости «корзины» нефтепродуктов, производимых предприятием (автомобильные бензины, дизельное топливо, реактивное топливо, нефтяной кокс, нефтяные битумы, вакуумный газойль и др.) снизится с 24,3 % до 15,7 %. Это говорит о повышении производственной энергоэффективности и свидетельствует о целесообразности создания системы собственного энергообеспечения нефтеперерабатывающего завода.

Что касается анализа изменения надежности энергоснабжения и соответствующих экономических последствий, то необходимо отметить, что ущерб от перебоев в энергоснабжении на НПЗ включает в себя убытки от снижения объема выпускаемой продукции и затраты на восстановление оборудования. По данным НПЗ, величина ущерба от перерывов в энергоснабжении, возникающего при централизованном энергоснабжении предприятия, составляет в среднем 800-900 млн руб./год.

В связи с тем, что НПЗ уже соединен с энергосистемой, считаем целесообразным использовать существующую интеграцию в ЕНЭС в качестве резервного источника энергии на случай реализации технологического риска выхода из строя собственной электростанции и не переходить на полностью

автономное энергоснабжение. Это означает, что использование локальных источников энергии на предприятии повысит надежность энергоснабжения и обеспечит соответствующую экономию затрат на покрытие убытков, возникающих при централизованном энергоснабжении, и является дополнительным аргументом в пользу реализации инвестиционного проекта строительства электростанции на НПЗ.

Таким образом, на основании проведенных расчетов можно сделать вывод о том, что реализация инвестиционного проекта создания системы собственного энергообеспечения нефтеперерабатывающего завода не только приносит финансовый эффект, но также обеспечивает снижение удельного веса затрат на энергоресурсы в составе себестоимости производимой продукции, а также способствует повышению надежности энергоснабжения предприятия.

Однако, вывод о целесообразности осуществления инвестиционного проекта сделан на основе допущения, которое предполагает его реализацию в условиях полной определенности, т.е. когда все прогнозные параметры примут расчетные значения. Вместе с тем реальные условия реализации проекта характеризуются значительной степенью неопределенности, точные будущие значения параметров неизвестны. Следовательно, чтобы инвестиционное решение было обоснованным, необходимо учесть возможные отклонения фактических значений параметров от прогнозных значений и оценить риск неэффективности проекта.

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

Реализация проекта по возведению собственной электростанции, как и любого другого инвестиционного проекта, сопряжена с разного рода рисками.

Так, например, к ценовым рискам строительства собственного источника энергии мы относим установление цен и тарифов на электроэнергию и тепловую энергию ниже значений, принятых в расчетах, а цены на газ и стоимости

строительства – выше прогнозных значений. Снижение макроэкономических рисков проекта также может быть достигнуто путем реализации проекта на основании заключения долгосрочных контрактов между участниками проекта, а также широкого применения инструментов хеджирования. Применение механизма двусторонних договоров позволяет максимально снизить ценовые риски. Подобные механизмы могут быть реализованы посредством заключения долгосрочных договоров на поставку оборудования, приобретение топлива. Использование данного инструмента минимизации рисков будет возможно только при условии полной либерализации рынков газа и электрической энергии.

Что касается рисков правового характера, то минимизация таких рисков осуществляется также через систему регулирования двусторонних договоров.

Технологические риски связаны с функционированием генерирующих мощностей и систем передачи энергии. Технический риск связан с техническими затруднениями в процессе строительства и обнаружением дефектов при операционной деятельности. Настоящий риск минимизируется путем выбора консервативных и протестированных технологий, получением экспертного заключения и подтверждением обеспеченности капитальных вложений на определенную в проекте сумму. Устанавливаемое на НПЗ оборудование является зарекомендовавшим себя на практике как высоконадежное, вследствие этого технический риск считаем низким.

В целях дальнейшей количественной оценки и учета рисков в инвестиционном моделировании выявим наиболее рискованные факторы, влияющие на эффективность инвестиционного проекта строительства собственной электростанции на промышленном предприятии. В качестве ключевых параметров проекта выбраны:

- цена на электроэнергию;
- цена на топливо;
- тариф на тепловую энергию;
- стоимость строительства.

Проведем анализ чувствительности основных показателей экономической эффективности проекта (экономический эффект F, внутренняя норма доходности IRR, дисконтированный срок окупаемости DPP) к изменению основных параметров проекта в диапазоне от -30 % до +30 %.

Результаты показали, что наибольшее влияние на экономический эффект проекта оказывают цена на электроэнергию и цена на газ (рисунок 3.4). Подробные результаты, отражающие характер и степень влияния изменений входных параметров на изменение других показателей эффективности, приведены в Приложении В.

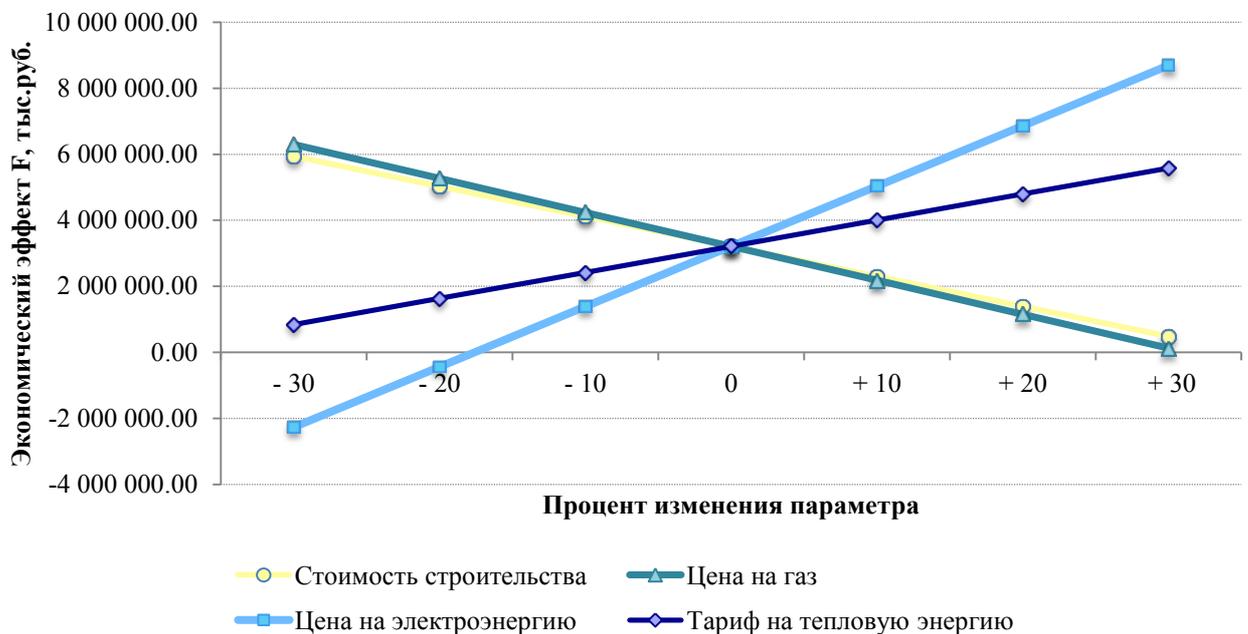


Рисунок 3.4 – Диаграмма чувствительности, отражающая влияние изменения величины капитальных затрат, цены на электроэнергию, тарифа на тепло и цена на газ на экономический эффект F, тыс. руб. (составлено автором)

К основным недостаткам анализа чувствительности как метода оценки рисков инвестиционного проекта в параграфе 2.2. была отнесена однофакторность, то есть анализ характера и степени изменения показателя эффективности при изменении одного параметра без учета остальных параметров, в то время как в действительности факторы часто коррелированы. Однако для

выявления наиболее рискованных факторов анализ чувствительности вполне применим.

Проведенный анализ рисков, сопутствующих реализации инвестиционного проекта по возведению собственной электростанции на нефтеперерабатывающем заводе, а также анализ чувствительности показал, что основные риски связаны с неблагоприятным изменением цен на электрическую энергию и на природный газ, используемый в качестве топлива.

Следовательно, в целях принятия объективного и обоснованного решения необходимо учесть возможные отклонения фактических значений цен на энергоресурсы (газ и электрическую энергию) от прогнозных значений. Другими словами, необходимо оценить эффективность инвестиционного проекта в условиях «нечетких» или «размытых» исходных данных.

Оценим риск неэффективности инвестиционного проекта по установке и использованию собственных источников энергии на основе нечетко-множественного подхода, описанного в параграфе 2.4.

Определено, что основными факторами инвестиционного риска проекта по возведению собственного источника энергии являются цены на энергоносители.

С учетом того, что будущие значения темпов роста цен на энергоносители нельзя определить однозначно, их прогнозные значения целесообразно представить в форме треугольного числа, то есть выделить наименьшее, наибольшее и наиболее ожидаемое возможные значения. Получить эти значения предлагается на основе проведения экспертного опроса.

Для этой цели нами было проведено интервьюирование экспертов, в числе которых представители государственных органов исполнительной власти (Минэнерго России, Минэкономразвития России), государственных и частных компаний энергетического сектора, университетов и научно-исследовательских институтов, областью деятельности которых является, в том числе, прогнозирование макроэкономических показателей, и, в частности, – цен на энергоресурсы. Всего в опросе приняло участие 23 эксперта.

По результатам обработки заполненных экспертами анкет параметры α_g (среднегодовой темп роста цены на природный газ) и α_e (среднегодовой темп роста цены на электроэнергию) представлены в форме треугольных чисел $\underline{\alpha}_g$ и $\underline{\alpha}_e$:

$$\underline{\alpha}_g = (3,7\%, 4,0\%, 4,5\%)$$

$$\underline{\alpha}_e = (4,1\%, 4,5\%, 5,0\%)$$

То есть ожидаемый среднегодовой темп роста цены на природный газ приблизительно равен 4,0% и однозначно находится в диапазоне [3,7%; 4,5%], а ожидаемый среднегодовой темп роста цены на электроэнергию приблизительно равен 4,5% и однозначно находится в диапазоне [4,1%; 5,0%].

При задании указанных исходных параметров в виде нечетких треугольных чисел результирующий показатель эффективности F также является нечетким треугольным числом. Для оценки инвестиционного риска необходимо определить его значимые точки $(F_{min}, \bar{F}, F_{max})$. Это достигается через построение функции принадлежности на основе оценки интервалов достоверности результирующего показателя F при заданных уровнях принадлежности α , что в свою очередь предполагает знание границ интервалов достоверности нечетких треугольных чисел $\underline{\alpha}_e$ и $\underline{\alpha}_g$.

В качестве примера оценки границ интервалов достоверности рассмотрим нечеткое треугольное число $\underline{\alpha}_e = (\alpha_{e_{min}}, \bar{\alpha}_e, \alpha_{e_{max}})$.

Величины левой и правой границ интервала достоверности $[a_{e1}, a_{e2}]$ при заданном уровне принадлежности α рассчитываются по формулам:

$$a_{e1} = \alpha_{e_{min}} + \alpha(\bar{\alpha}_e - \alpha_{e_{min}}), \quad (3.3)$$

$$a_{e2} = \alpha_{e_{max}} - \alpha(\alpha_{e_{max}} - \bar{\alpha}_e). \quad (3.4)$$

В таблице 3.4 представлены результаты расчетов интервалов достоверности нечетких треугольных чисел $\underline{\alpha}_e$ и $\underline{\alpha}_g$ по уровню принадлежности α с шагом 0,25.

Таблица 3.4 – Результаты расчета интервалов достоверности нечетких треугольных чисел $\underline{\alpha}_e$ и $\underline{\alpha}_g$ *

| Уровень принадлежности α | Интервалы достоверности $[a_{g1}, a_{g2}]$ нечеткого числа $\underline{\alpha}_g$ | Интервалы достоверности $[a_{e1}, a_{e2}]$ нечеткого числа $\underline{\alpha}_e$ |
|---------------------------------|---|---|
| 1 | 0,040 | 0,045 |
| 0,75 | [0,039; 0,041] | [0,044; 0,046] |
| 0,5 | [0,039; 0,043] | [0,043; 0,048] |
| 0,25 | [0,038; 0,044] | [0,042; 0,049] |
| 0 | [0,037; 0,045] | [0,041; 0,050] |

* Составлено автором

Функции принадлежности нечетких треугольных чисел $\underline{\alpha}_g$ и $\underline{\alpha}_e$ изображены на рисунке 3.5.

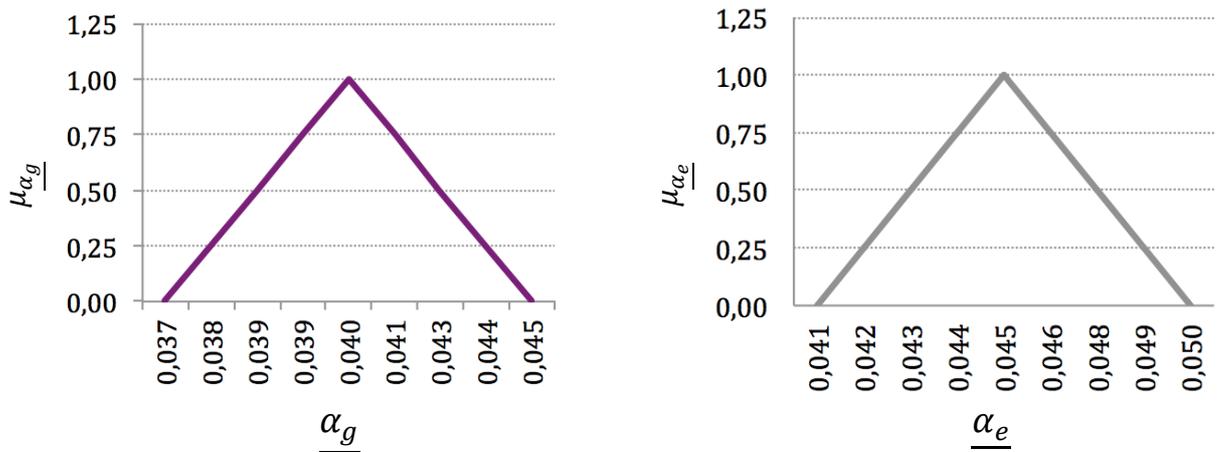


Рисунок 3.5 – Функции принадлежности нечетких треугольных чисел (слева – $\underline{\alpha}_g$, справа – $\underline{\alpha}_e$) (составлено автором)

Теперь можем оценить интервальные границы показателя F для заданного уровня принадлежности α по формулам (2.74) и (2.75). Результаты вычислений для уровней принадлежности α (с шагом 0,25) представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Результаты расчета интервалов достоверности нечеткого
треугольного числа \underline{F} *

| Уровень принадлежности α | Интервалы достоверности $[F_1, F_2]$ нечеткого числа \underline{F} |
|---------------------------------|---|
| 1 | 3 212 016,07 |
| 0,75 | [946 150,62; 5 685 569,90] |
| 0,5 | [-1 427 170,27; 8 087 731,71] |
| 0,25 | [-3 816 444,74; 10 512 969,49] |
| 0 | [-6 223 149,67; 12 962 858,84] |

* Составлено автором

Видно, что для уровня принадлежности $\alpha = 1$ интервал достоверности вырождается в действительное число, равное значению показателя F , рассчитанному по формуле (2.46). При приближении значения α к нулю интервал увеличивается, что объясняется увеличением интервалов достоверности нечетких параметров.

Следующим этапом является непосредственно оценка степени риска. Подставив в формулу (2.77) значения F_{min} и F_{max} , которые соответствуют левой и правой границам интервала достоверности при уровне принадлежности $\alpha = 0$, а также значение \bar{F} , представляющее собой наиболее ожидаемое значение экономического эффекта ($\alpha = 1$), получим величину степени риска:

$$Risk(G) = \frac{6\,223\,149,67}{12\,962\,858,84 + 6\,223\,149,67} + \\ + \frac{3\,212\,016,07}{12\,962\,858,84 + 6\,223\,149,67} \ln \frac{3\,212\,016,07}{3\,212\,016,07 + 6\,223\,149,67} = 0,144.$$

Отметим, что аргумент G в наименовании показателя, характеризующего степень риска $Risk(G)$, указан не случайно. Проанализируем выражение (2.57). Величина $Risk(G)$ зависит от α_1 и R , которые в свою очередь определяются границей эффективности G (выражения (2.58) и (2.59)). То есть $Risk(G)$ можно рассматривать как риск-функцию, принимающую значения от 0 до 1,

отражающую зависимость величины степени риска от значения границы эффективности G .

С использованием значимых точек полученного треугольного числа $\bar{F} = (-6\ 223\ 149,67; 3\ 212\ 016,07; 12\ 962\ 858,84)$ построим зависимость $Risk(G)$ от G , назначив G значения от $-6\ 223\ 149,67$ до $12\ 962\ 858,84$, что соответствует F_{min} и F_{max} , с шагом $1\ 000\ 000$ (рисунок 3.6).

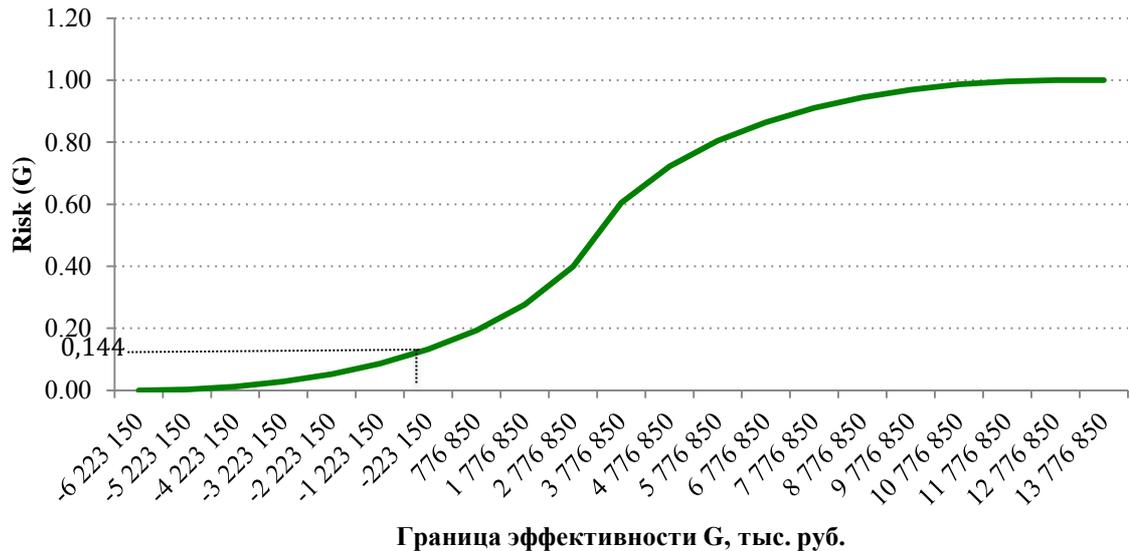


Рисунок 3.6 – Риск-функция $Risk(G)$ при показателе эффективности F в виде нечеткого треугольного числа $\bar{F} = (-6\ 223\ 149,67; 3\ 212\ 016,07; 12\ 962\ 858,84)$ (Составлено автором)

Исследуем характер этой зависимости. Условно можно выделить 3 интервала характера поведения функции. Наблюдается умеренный рост функции с достижением ее значения $Risk(G)=0,28$ в точке $(1\ 776\ 850; 0,28)$. Затем бурный рост примерно до точки $(3\ 776\ 850; 0,61)$ и дальнейшее насыщение.

Аналогично тому, как анализ функции $Risk(G)$ проводится А.О. Недосекиным [78], будем считать точку $(1\ 776\ 850; 0,28)$ границей между условно-приемлемыми и неприемлемыми значениями риска инвестиционного проекта.

Собственник нефтеперерабатывающего завода, выступающий в роли инвестора строительства электростанции в качестве значения границы эффективности установил $G = 0$. Значение риска инвестиций, составляющее

0,114, лежит в области условно-приемлемых значений. Следовательно, проект может быть рекомендован к реализации.

В случае если мы имеем лишь интервальную оценку показателя эффективности F (без учета степени принадлежности), риск неэффективности проекта определяется по следующей формуле:

$$Risk(G) = \begin{cases} 0, & G < F_{min} \\ \frac{G - F_{min}}{F_{max} - F_{min}}, & F_{min} \leq G \leq F_{max} \\ 1, & G > F_{max} \end{cases} \quad (3.5)$$

Риск-функция имеет линейный вид (рисунок 3.7).

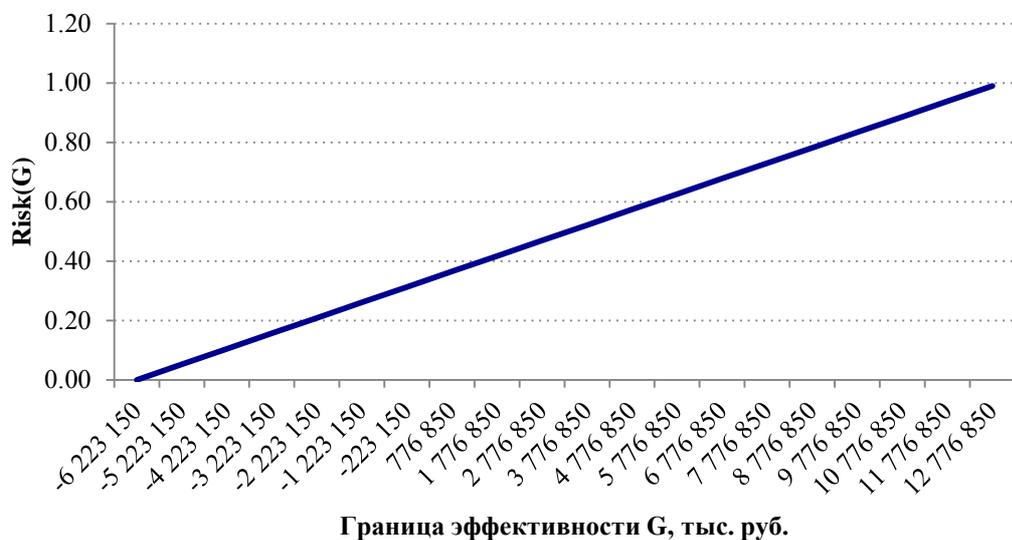


Рисунок 3.7 – Риск-функция Risk (G) при интервальной оценке показателя эффективности F (составлено автором)

Для анализа совместим два графика риск-функции на одном рисунке (рисунок 3.8).

Линейный характер риск-функции Risk(G) в случае интервального представления показателя эффективности имеет недостаток, заключающийся в «преувеличении» степени риска на интервале $G \in (-6\,223\,150; 3\,776\,850)$ и «преуменьшении» на интервале $G \in (3\,776\,850; 12\,776\,850)$. Например, рассмотрим, значение границы эффективности $G = 1\,776\,850$. Риск-функция Risk(G) показателя эффективности в форме треугольного числа в этой точке

имеет значение 0,28, а риск-функция экономического эффекта в виде интервала принимает значение 0,42.

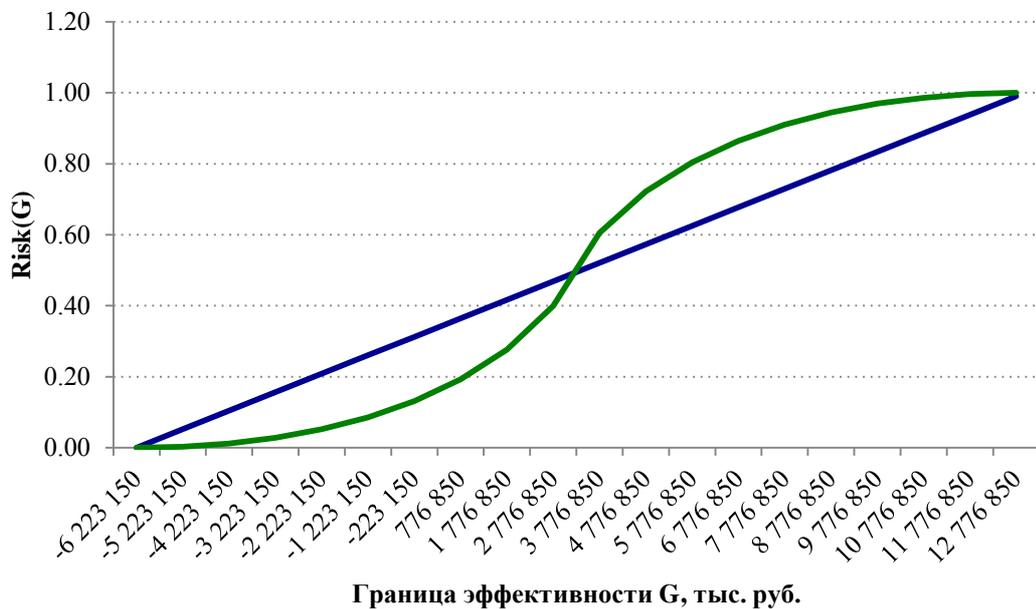


Рисунок 3.8 – Совмещенные графики риск-функции Risk (G) при интервальной оценке показателя эффективности F (синий маркер) и при показателе эффективности F в виде нечеткого треугольного числа (зеленый маркер)
(Составлено автором)

Однако в действительности логично предположить обратное, а именно, при низких значениях границы экономического эффекта степень риска, то есть возможность того, что экономический эффект будет ниже предельно допустимого, низкая. На наш взгляд, более адекватно отражает риск неэффективности инвестиционного проекта риск-функция в случае треугольного представления экономического эффекта. Это подтверждает точность метода нечетких множеств.

Таким образом, проведенная оценка показала, что степень риска неэффективности инвестиционного проекта по установке и использованию собственной электростанции на нефтеперерабатывающем заводе (в качестве критерия эффективности принята неотрицательность экономического эффекта, отражающего накопленную экономию за период эксплуатации собственной

электростанции) составляет 0,144. Это значение попадает в зону условно-приемлемых значений риска, а значит, инвестиционный проект может быть рекомендован к реализации.

3.5 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 ($c_{g,0}/c_{e,0}$), 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.

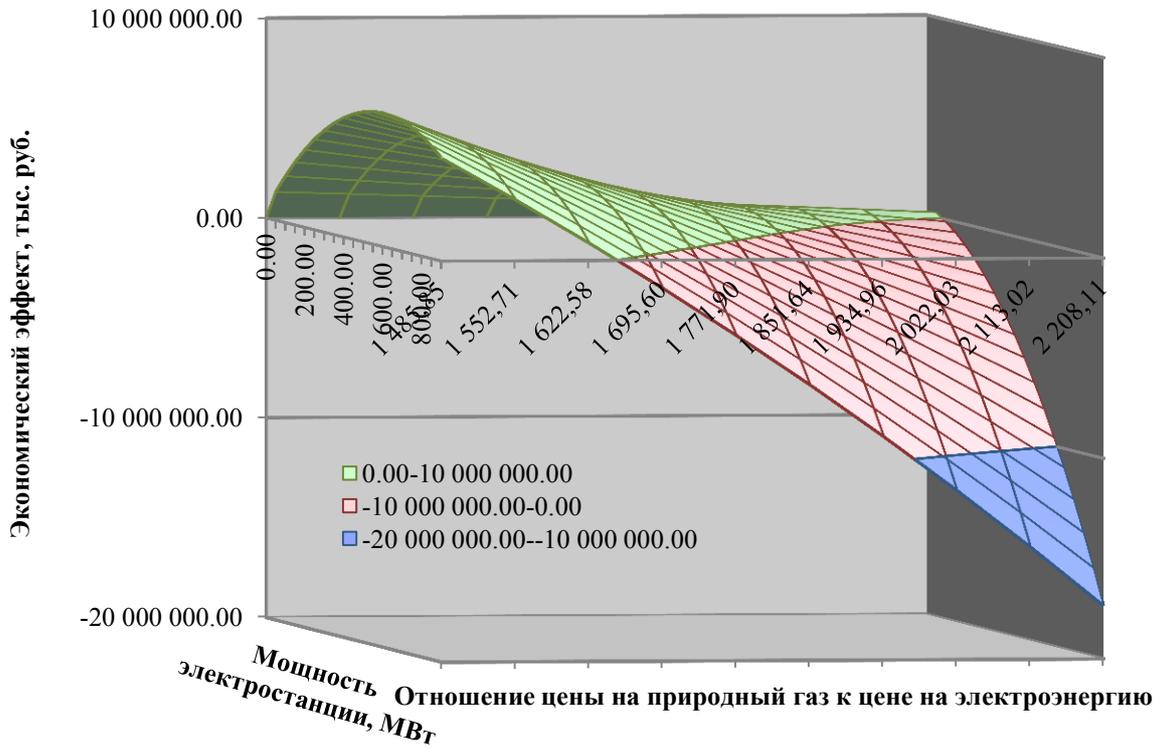


Рисунок 3.9 – Зависимость экономического эффекта F от мощности электростанции и отношения базовой цены на природный газ ($c_{g,0}$) к базовой цене на электроэнергию ($c_{e,0}$) (составлено автором)

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 $\alpha_e - \alpha_g > 0$), 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.

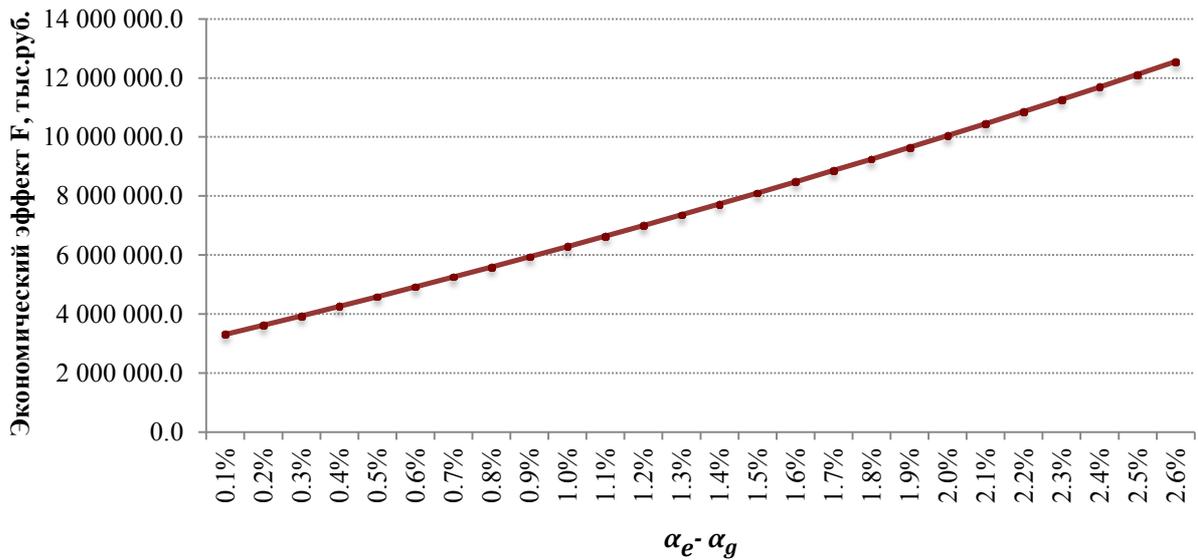


Рисунок 3.10 – Форма зависимости экономического эффекта F от разницы в темпах роста цен на электроэнергию и на газ ($\alpha_e - \alpha_g$) (составлено автором)

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).

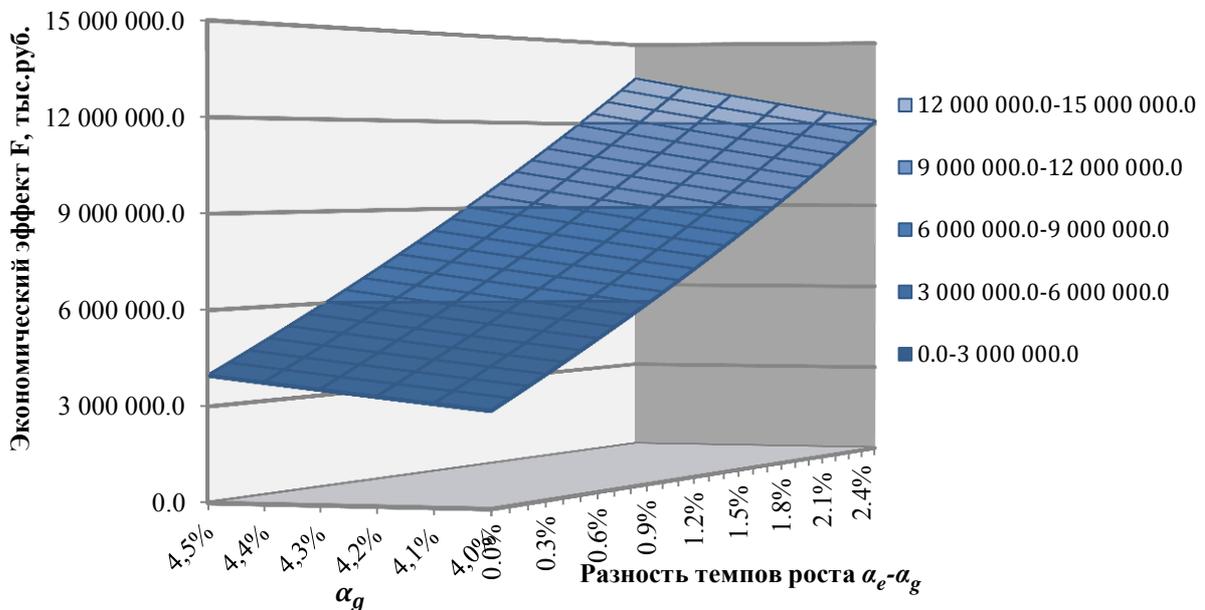


Рисунок 3.11 – Вид зависимости экономического эффекта от разницы в темпах роста цен на электроэнергию и на газ ($\alpha_e - \alpha_g$) и среднегодового темпа роста цен на газ α_g (составлено автором)

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 α_e может быть представлена следующим образом:

$$c_{e,t} = c_{e,t-1} \cdot (1 + \alpha_e) = c_{e,t-2} \cdot (1 + \alpha_e) \cdot (1 + \alpha_e) = \dots = c_{e,t-n} \cdot (1 + \alpha_e)^n = c_{e,0} \cdot (1 + \alpha_e)^t$$

Рассмотрим пример. В качестве базовой цены на электроэнергию $c_{e,0}$ 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 %.

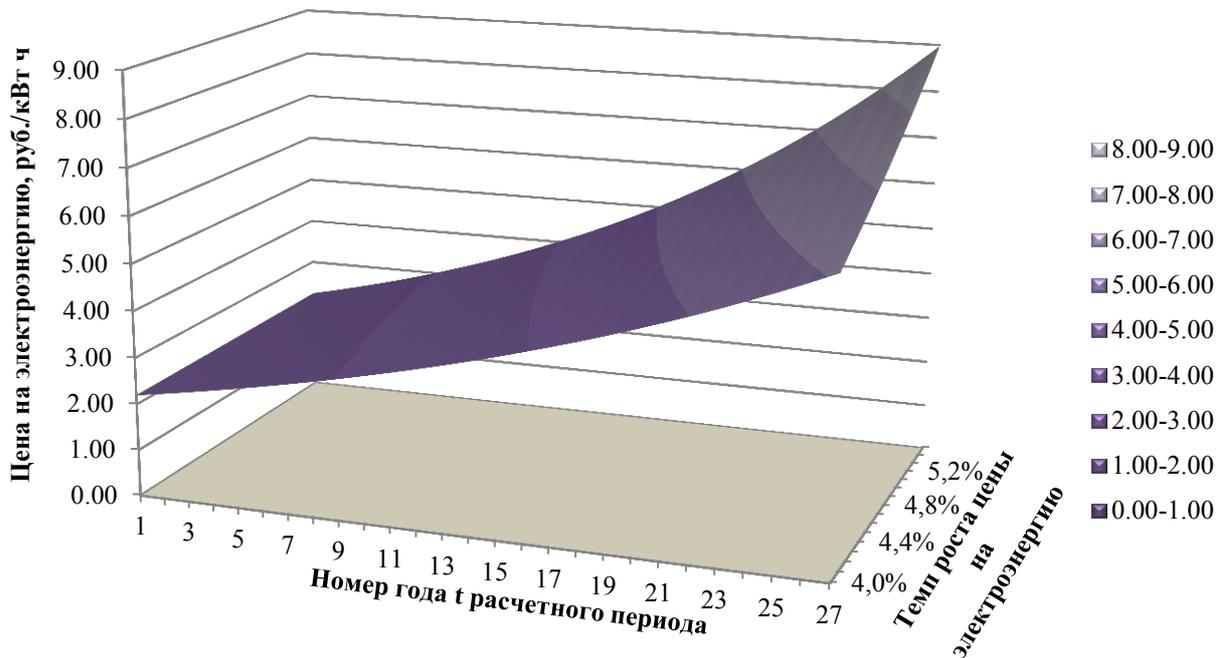


Рисунок 3.12 – Вид зависимости цены на электроэнергию (руб./кВт·ч) от темпа ее роста в течение расчетного периода (составлено автором)

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.

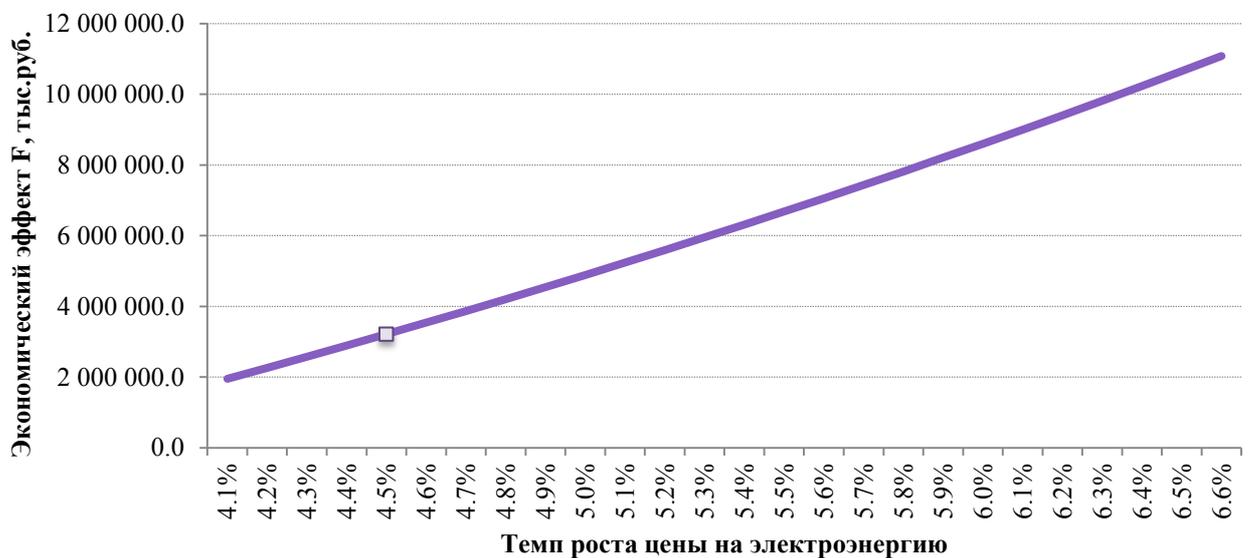


Рисунок 3.13 – Зависимость экономического эффекта F от темпа роста цены на электроэнергию при темпе роста цены на газ, равном 4 % (составлено автором)

Таким образом, проведенный анализ позволяет сделать важный вывод, что инфляционные процессы благоприятно влияют на экономическую эффективность собственной генерации.

Выводы к главе 3

На основе разработанной в главе 2 модели проведена оценка экономической эффективности реального инвестиционного проекта строительства

электростанции собственных нужд нефтеперерабатывающего завода. Выявлено, что экономический эффект F , характеризующий размер накопленной экономии издержек на энергоснабжение за период реализации проекта, полученной предприятием за счет использования энергии, произведенной на собственной энергоустановке, составляет 3,2 млрд руб. Остальные финансовые показатели (внутренняя норма доходности, дисконтированный срок окупаемости, индекс доходности), а также результаты оценки снижения доли энергетических затрат в себестоимости произведенной продукции и эффекта от повышения качества и надежности энергоснабжения также свидетельствуют о целесообразности строительства электростанции.

По результатам анализа рисков, присущих реализации инвестиционного проекта строительства электростанции, определено, что основными факторами риска неэффективности инвестиционного проекта возведения собственного источника энергии можно считать ценовые факторы.

Анализ влияния ценовых факторов на эффективность инвестиционного проекта показал, что на экономический эффект от строительства и эксплуатации собственной электростанции существенное влияние оказывает фактор роста цен на электроэнергию и природный газ, а именно:

- соотношение темпов роста;
- величины значений темпов роста;
- величины базовых цен.

Сделан вывод о благоприятном влиянии инфляционных процессов на экономическую эффективность собственной генерации.

На основе подхода теории нечетких множеств, описанного в параграфе 2.4, произведена оценка степени риска неэффективности инвестиционного проекта (в качестве критерия эффективности принята неотрицательность показателя экономический эффект F , отражающий накопленную экономию денежных средств на оплату энергоснабжения, возникшую в результате замещения энергии, приобретаемой у внешнего поставщика, энергией, выработанной на собственной электростанции, за расчетный период), которая составляет 0,144. Это означает,

что строительство электростанции собственных нужд нефтеперерабатывающего завода окажется экономически неэффективным с вероятностью 14,4 %. Однако это значение степени риска лежит в области условно-приемлемых значений, поэтому проект может быть рекомендован к реализации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основываясь на полученных в диссертационном исследовании результатах, можно сделать следующие выводы.

Высокая стоимость электроэнергии для промышленных потребителей, значительный износ электроэнергетического оборудования, приводящий к росту аварий и, как следствие, вызывающий экономический ущерб от перерывов в энергоснабжении, который выражается в стоимости невыработки продукции, стоимости простоя рабочей силы и оборудования и стоимости потерь, связанных с расстройством технологического процесса и порчи оборудования, вынуждает промышленные предприятия искать альтернативные, более выгодные варианты энергоснабжения.

В работе выделены три варианта энергоснабжения промышленного предприятия:

- централизованное энергоснабжение;
- автономное энергоснабжение (локальная генерация энергии);
- энергоснабжение с использованием собственных энергоисточников, интегрированных в ЕНЭС.

Каждый вариант энергоснабжения характеризуется специфическими рисками, общая совокупность которых в работе разделена на 4 группы: технологические риски, ценовые риски, риски государственного регулирования и риски террористических атак. В работе обосновано, что с точки зрения минимизации рисков наиболее предпочтительным является вариант энергоснабжения с использованием собственных энергоисточников, интегрированных в ЕНЭС.

Кроме того, в условиях роста цен на энергоресурсы и с учетом изменчивости российского законодательства в области тарифного регулирования переход промышленного предприятия на собственное энергообеспечение может способствовать в конечном итоге снижению энергетических издержек в

себестоимости производимой продукции, а значит может рассматриваться как фактор повышения эффективности производственно-хозяйственной деятельности предприятия.

Особенностью инвестиционных проектов в энергетике, в частности установки собственных источников энергии, является высокая степень зависимости экономической эффективности их реализации от цен на электроэнергию и топливо. Как показано в исследовании, на экономический эффект от строительства и эксплуатации собственной электростанции существенное влияние оказывает фактор роста цен на электроэнергию и природный газ, а именно:

- соотношение темпов роста цен;
- величины значений темпов роста цен;
- величины базовых цен.

Проведенный анализ динамики изменения цен на энергоносители, основанный на данных Минэкономразвития России, позволяет сделать вывод о том, что со временем экономия затрат на электроэнергию за счет автономного энергоснабжения по сравнению с использованием электроэнергии из единой сети будет возрастать.

Это свидетельствует о благоприятных перспективах использования собственной генерации на промышленных предприятиях России. Также сделан вывод о позитивном влиянии инфляционных процессов на экономическую эффективность собственной генерации.

С учетом специфики инвестиционных проектов, затрагивающих энергоснабжение промышленного предприятия, сформирована система показателей эффективности инвестиций в создание собственных генерирующих установок на промышленном предприятии, характеризующих преимущества собственной генерации энергии с точки зрения финансового эффекта, повышения надежности энергоснабжения и производственной энергоэффективности.

Важнейшим показателем эффективности инвестиций в систему собственного энергообеспечения промышленного предприятия является

экономический эффект F , отражающий размер накопленной экономии издержек на энергоснабжение за период реализации проекта за счет использования энергии, произведенной на собственной энергоустановке.

В диссертационном исследовании разработана экономико-математическая модель оценки эффективности инвестиций в создание системы собственного энергообеспечения на промышленном предприятии, базирующаяся на сопоставлении издержек альтернативных вариантов энергоснабжения. В основе модели лежит оценка экономического эффекта F , характеризующего накопленную сумму экономии издержек энергоснабжения промышленного предприятия за период реализации проекта за счет использования энергии, произведенной на собственной энергоустановке.

Преимуществами предлагаемой модели заключаются в том, что в ней учитываются специфические особенности структур денежных потоков рассматриваемых вариантов в течение расчетного периода реализации инвестиционного проекта (в период строительства энергоисточника, в год его ввода в эксплуатацию и в течение дальнейшей эксплуатации), предусматривается непрерывное дисконтирование денежных потоков, что способствует повышению точности результатов, и не учитываются амортизационные отчисления, что позволяет избежать двойной учет инвестиционных затрат.

В связи с тем, что инвестиционный проект возведения собственных источников энергии имеет длительный срок реализации и осуществляется в условиях неопределенности, обоснована необходимость оценки риска неэффективности инвестиционного проекта, обусловленного возможным отклонением фактических значений ключевых параметров от прогнозных.

Под риском неэффективности инвестиций в создание системы собственного энергообеспечения на промышленном предприятии в работе понимается вероятность того, что значение экономического эффекта F окажется ниже установленного инвестором приемлемого значения.

В работе показано, что ключевыми параметрами, определяющими эффективность инвестиционных проектов по возведению собственных

генерирующих мощностей на промышленном предприятии, являются прогнозные оценки цен (тарифов) на электрическую энергию и природный газ в рассматриваемом периоде.

Ценовые характеристики в работе определены на основе их базовых значений и прогнозов ежегодных темпов роста. При этом в отсутствие достаточной статистической базы исторических значений цен на электроэнергию и на природный газ темпы роста цен предложено задавать экспертным путем в виде нечетких чисел, а оценку инвестиционного риска проводить на основе использования аппарата теории нечетких множеств.

Ключевыми результатами диссертационного исследования являются:

- Обоснована целесообразность использования системы собственного энергообеспечения как способа повышения экономической эффективности производственно-хозяйственной деятельности промышленного предприятия в условиях роста стоимости электроэнергии для промышленных потребителей и возрастающего износа электрических сетей и объектов электросетевого хозяйства единой энергетической системы.

- Выявлены и обоснованы риски альтернативных вариантов энергоснабжения промышленного предприятия.

- Разработана экономико-математическая модель оценки эффективности инвестиций в создание системы собственного энергообеспечения на промышленном предприятии, в основе которой лежит сопоставление издержек двух альтернативных вариантов энергоснабжения (централизованное энергоснабжение и энергоснабжение с использованием собственных источников энергии, интегрированных в единую энергосистему).

- Разработан метод оценки оптимальной мощности возводимой энергоустановки, базирующийся на решении оптимизационной задачи максимизации экономического эффекта от собственной генерации энергии на промышленном предприятии, оцениваемого по величине накопленной экономии энергетических издержек за период реализации инвестиционного проекта, с

ограничениями по уровню приемлемого для инвестора экономического эффекта и потребности предприятия в энергии.

- Предложен модифицированный метод оценки риска неэффективности инвестиций в создание системы собственного энергообеспечения на промышленном предприятии, базирующийся на использовании аппарата теории нечетких множеств, на основе которого получена оценка инвестиционного риска строительства электростанции на нефтеперерабатывающем заводе.

- Получено решение практической задачи оценки целесообразности инвестиций в строительство электростанции на нефтеперерабатывающем заводе, Результаты расчетов показали целесообразность строительства электростанции мощностью 200 МВт в целях удовлетворения потребности предприятия в энергии. Определено, что реализация инвестиционного проекта создания системы собственного энергообеспечения нефтеперерабатывающего завода не только приносит экономический эффект в размере 3,2 млрд рублей (накопленная экономия денежных средств на оплату энергоснабжения, возникшая в результате замещения энергии, приобретаемой у внешнего поставщика, энергией, выработанной на собственной электростанции, за расчетный период), но также обеспечивает снижение удельного веса затрат на энергоресурсы в составе себестоимости производимой продукции и способствует повышению надежности энергоснабжения предприятия.

Перечень сокращений и условных обозначений

NPV – чистый дисконтированный доход;

F – экономический эффект;

C_1 – суммарное значение дисконтированных издержек на оплату электроэнергии и тепловой энергии, получаемой из ЕНЭС, за расчетный период T, приведенных к началу расчетного периода;

C_2 – суммарное значение дисконтированных издержек на производство энергии на собственной энергоустановке за расчетный период T, приведенных к началу расчетного периода;

СМР – строительно-монтажные работы;

ПИР – проектно-изыскательские работы;

САРМ – модель оценки капитальных активов;

IRR – внутренняя норма доходности;

DPP – дисконтированный срок окупаемости;

PI – индекс доходности;

WACC – средневзвешенная стоимость капитала;

k_d – ставка банка за предоставление кредита;

t – ставка налога на прибыль;

W_d – доля заемного капитала в общей структуре капитала;

k_e – ставка дисконта, равная требуемой собственником отдаче на вложенный капитал;

W_e – доля собственного капитала в общей структуре капитала;

ε_m – коэффициент дисконтирования;

E – ставка дисконтирования;

α_m – множитель, отражающий влияние неравноценности разновременных эффектов;

γ_m – коэффициент распределения, отражающий внутришаговое распределение денежного потока и позволяющий привести распределенный внутри шага денежный поток к началу шага;

Δ_m – длина шага расчетного периода;

\hat{Y}_m – коэффициент распределения среднегодовых чистых доходов;

t – номер шага

$У$ – ущерб от перерыва электроснабжения, руб./год;

N – математическое ожидание числа перерывов, раз/год;

a – математическое ожидание убытков от одного перерыва, руб/пер.;

b – математическое ожидание среднего убытка от одного часа простоя технологического агрегата, руб/час;

M – математическое ожидание суммарной длительности перерывов, час/год;

NPV_2 – NPV варианта использования собственного источника энергии;

NPV_1 – NPV варианта без собственной генерации;

$K_{\text{ээ}}^{\text{пр}}$ – затраты на присоединение к электрическим сетям энергосистемы;

$K_{\text{тэ}}^{\text{пр}}$ – затраты на присоединение к тепловым сетям энергосистемы;

$P_t^{\text{ээ}}$ – ежегодные платежи за потребленную от внешнего поставщика электрическую энергию;

$P_t^{\text{тэ}}$ – ежегодные платежи за потребленную от внешнего поставщика тепловую энергию;

α – ставка дисконтирования;

T – расчетный период;

$K_{\text{АИП}}^{\text{пр}}$ – затраты на присоединение автономного источника питания к энергосистеме;

$K_{\text{АИП}}$ – капитальные вложения в автономный источник питания;

$I_{a,0,t}$ – годовые издержки на амортизацию и обслуживание (t – номер года);

$I_{T,t}$ – годовые издержки на топливо (t – номер года);

$P_t^{e,\text{от}}$ – выручка от отпуска энергии в централизованную сеть ($e \in \{\text{ээ}, \text{тэ}\}$, ээ – электроэнергия, тэ – тепловая энергия, t – номер года);

$P_t^{e,s}$ – плата за потребленную из централизованной сети энергию ($e \in \{\text{ээ}, \text{тэ}\}$, ээ – электроэнергия, тэ – тепловая энергия, t – номер года);

M_t^e – рыночная цена на энергию ($e \in \{E_э, E_T\}$, $E_э, E_T$ – индексы, обозначающие электрическую и тепловую энергию соответственно, t – номер часа в сутках);

P_t^e – мощность нагрузки ($e \in \{E_э, E_T\}$, $E_э, E_T$ – индексы, обозначающие электрическую и тепловую энергию соответственно, t – номер часа в сутках);

ϑ_t^e – коэффициент согласованности графиков цены и генерируемой мощности ($e \in \{E_э, E_T\}$, $E_э, E_T$ – индексы, обозначающие электрическую и тепловую энергию соответственно, t – номер часа в сутках);

$v(M_t^e)$ – коэффициент вариации рыночной цены на энергию;

$v(P_t^e)$ – коэффициент вариации мощности нагрузки;

$k(M_t^e, P_t^e)$ – коэффициент корреляции рыночной цены на энергию и мощности нагрузки;

$K_{пс}$ – капиталовложения в подключение потребителя к централизованным сетям энергоснабжения;

$K_{рг}$ – капиталовложения в сооружение установки распределенной генерации;

γ – коэффициент, определяемый ежегодными отчислениями на амортизацию и обслуживание установки собственной генерации;

$\bar{M}^{E_э}$ – среднесуточная рыночная цена электрической энергии;

\bar{M}^{E_T} – среднесуточная рыночная цена тепловой энергии;

$W^{E_э}$ – среднесуточная выработка электрической энергии;

W^{E_T} – среднесуточная выработка тепловой энергии;

$D_{т1}$ – издержки в текущем году;

τ – эквивалентный срок службы;

D_t' – сумма дисконтированных денежных потоков за расчетный период T для варианта централизованного энергоснабжения;

R_g – выручка от продажи газа;

Z_e – затраты на покупку электроэнергии и оплату мощности;

α_e – темп роста цены на электроэнергию;

α_g – темп роста цены на газ;

V_g – объем продаваемого газа;

P_m – максимальная мощность, потребляемая предприятием;

c_g – нерегулируемая цена на газ;

c_e – нерегулируемая цена на электроэнергию;

c_p – нерегулируемая цена на мощность (в месяц);

D_t'' – сумма дисконтированных денежных потоков за расчетный период T для варианта использования собственного источника энергии;

P_s – мощность собственного источника энергии;

$K_s(P_s)$ – капитальные вложения в собственный энергоисточник, которые аппроксимируются квадратичной зависимостью $k_1 + k_2 P_s + k_3 P_s^2$;

k_1, k_2, k_3 – коэффициенты аппроксимации капитальных вложений в собственный источник энергии;

Z_{ee} – годовые издержки, связанные с производством энергии;

Z_e – годовые издержки на покупку оставшегося объема энергии и оплату мощности;

E_s – годовые издержки на амортизацию, ремонты и обслуживание;

$\Delta W_e = (P_m - P_s) T_{max}$ – объем электроэнергии, который потребитель оплачивает после внедрения собственного источника энергии;

$\Delta P_e = P_m - P_s$ – заявленный максимум мощности, который потребитель оплачивает после внедрения собственного источника энергии;

a – коэффициент отчислений на амортизацию, ремонт и обслуживание нового источника энергии;

$\alpha_g^* = \frac{\alpha - \alpha_g}{1 + \alpha_g}$ – реальный коэффициент дисконтирования затрат на оплату газа;

$\alpha_e^* = \frac{\alpha - \alpha_e}{1 + \alpha_e}$ – реальный коэффициент дисконтирования затрат на оплату электрической энергии, мощности и тепловой энергии;

E_t^l – экономия затрат от снижения потерь энергии при ее передаче в год t ;

ΔD_t^{dg} – экономический эффект от повышения надежности энергоснабжения (сокращение ущерба потребителей от недоотпуска электроэнергии);

ΔK_t^{nw} – экономия капитальных вложений в строительство распределительных сетей для подключения новых потребителей;

R_t – выручка от реализации электрической и тепловой энергии в год t периода реализации проекта T ;

C_t – себестоимость производства электрической и тепловой энергии без амортизационных отчислений;

K_t – капитальные вложения в сооружение мини-ТЭЦ.

$Z_{e,t}$ – годовые затраты на приобретенную у внешнего поставщика энергию в текущем году t (тыс. руб.);

$W_{e,t}$ – количество потребленной электрической энергии за год t (тыс. кВт·ч);

$c_{e,t}$ – среднегодовая ставка за каждый потребленный кВт·ч электроэнергии в году t (руб./кВт·ч);

$P_{m,t}$ – максимальная мощность, потребляемая предприятием в год t (МВт);

$c_{p,t}$ – среднемесячная плата за МВт заявленной максимальной мощности, участвующей в максимальной нагрузке энергосистемы, в год t ;

$W_{h,t}$ – количество потребленной тепловой энергии за год t (тыс. Гкал);

$c_{h,t}$ – среднегодовой тариф за каждую потребленную Гкал тепловой энергии в году t (руб./Гкал);

$T_{max,t}$ – число часов использования максимальной мощности предприятием в год t ;

$c_{e,0}$ – среднегодовая ставка за каждый потребленный кВт·ч электроэнергии в начале расчетного периода ($t=0$) (руб./кВт·ч);

$c_{p,0}$ – среднемесячная плата за МВт заявленной максимальной мощности, участвующей в максимальной нагрузке энергосистемы, в начале расчетного периода ($t=0$) (тыс. руб./МВт);

$c_{h,0}$ – среднегодовой тариф за каждую потребленную Гкал тепловой энергии в начале расчетного периода ($t=0$) (руб./Гкал);

E – ставка дисконтирования;

α_e – темп роста цен (тарифов) на электрическую, тепловую энергию и электрическую мощность;

$\widehat{\alpha}_e^*$ – коэффициент, равный сумме коэффициентов дисконтирования затрат на оплату электрической энергии, мощности и тепловой энергии за весь период реализации проекта T , рассчитан по формуле суммы геометрической прогрессии:

$$\widehat{\alpha}_e^* = \sum_{t=1}^T (1 + \alpha_e^*)^{-t} = \begin{cases} T, E = \alpha_e \\ \frac{1 - (1 + \alpha_e^*)^{-T}}{\alpha_e^*}, E \neq \alpha_e \end{cases}$$

I_t – значение инвестиционного потока в год t ;

K_t – величина капитальных вложений, осуществленных в год t ;

WC_t – оборотный капитал в год t ;

C – стоимость установки;

p_t – доля капитальных вложений, осуществляемых в год t , от всего объема капитальных вложений;

t_n – номер года, в котором заканчивается осуществление капитальных вложений;

k_s – коэффициент расхода электроэнергии на собственные нужды электростанции;

W_e – потребность в электроэнергии предприятия;

FF (Flow of Funds) – финансовый поток;

T – налог на добавленную стоимость;

$WC_{t+1} - WC_t$ – прирост оборотного капитала;

OCF (Operating Cash Flow) – операционный поток;

CVC (Conditionally Variable Costs) – условно-переменные затраты на производство энергии на собственной энергоустановке;

CVC_t – условно-переменные затраты в год t (тыс. руб.);

T_{max} – число часов использования максимальной электрической мощности (ч);

b_{ge} – расход газа на выработку 1 кВт·ч электроэнергии ($\text{м}^3/\text{кВт}\cdot\text{ч}$);

$c_{g,0}$ – цена на газ в начале расчетного периода ($t=0$) ($\text{руб.}/\text{м}^3$);

$c_{g,t}$ – цена на газ в год t ($\text{руб.}/\text{м}^3$);

W'_h – количество тепловой энергии, выработанной на собственной энергоустановке (Гкал);

b_{gh} – расход газа на выработку 1 Гкал тепловой энергии ($\text{м}^3/\text{Гкал}$);

$W'_{h,t}$ – величина выработанной на собственной энергоустановке тепловой энергии;
 k_h – коэффициент, отражающий долю выработанной тепловой энергии от выработанной электрической энергии ($\frac{\text{тыс.Гкал}}{\text{МВт}\cdot\text{ч}}$);

b_{fe} – расход условного топлива на отпуск 1 кВт·ч электроэнергии (кг/кВт·ч);

$h\nu_f$ – теплота сгорания (теплотворная способность) условного топлива (ккал/кг);

$h\nu_g$ – теплота сгорания (теплотворная способность) газа (ккал/м³);

b_{fn} – расход условного топлива на отпуск 1 Гкал тепловой энергии (кг/Гкал);

$h\nu_f$ – теплота сгорания (теплотворная способность) условного топлива (ккал/кг);

$h\nu_g$ – теплота сгорания (теплотворная способность) газа (ккал/м³);

CFC (Conditionally Fixed Costs) – условно-постоянные затраты на производство энергии на собственной энергоустановке;

T'_{t_n} – число часов использования максимальной мощности собственной энергоустановки в год t_n (ч);

W'_{h,t_n} – количество тепловой энергии, выработанной на собственной энергоустановке в год t_n (тыс. Гкал);

OC (Owned Capital) – собственный капитал;

C'_2 – суммарное значение дисконтированных денежных потоков за расчетный период T , возникающих при реализации инвестиционного проекта по установке собственного источника энергии в целях полного замещения энергии из единой энергетической системы;

$CV C'_t$ – затраты на оплату приобретаемой электроэнергии и тепловой энергии после введения в эксплуатацию собственной энергоустановки;

$\Delta W_e = (P_m - (1 - k_s)P_s)T_{max}$ – объем приобретаемой электрической энергии у внешнего поставщика после установки собственного генератора;

$\Delta P_e = P_m - (1 - k_s)P_s$ – объем оплачиваемой мощности после установки собственного генератора;

$\Delta W_{h,t} = W_{h,t} - W'_{h,t}$ – объем приобретаемой тепловой энергии у внешнего поставщика после установки собственного генератора;

$\widehat{\alpha}_e^{*,t_{n-1}}$ – коэффициент, представляющий собой сумму коэффициентов дисконтирования затрат на электрическую энергию, мощность и тепловую энергию за период t_{n-1} :

$$\widehat{\alpha}_e^{*,t_{n-1}} = \sum_{t=1}^{t_{n-1}} (1 + \alpha_e^*)^{-t} = \begin{cases} t_{n-1}, E = \alpha_e \\ \frac{1 - (1 + \alpha_e^*)^{-t_{n-1}}}{\alpha_e^*}, E \neq \alpha_e \end{cases}$$

$\widehat{\alpha}_g^{*,t_n}$ – коэффициент, равный сумме коэффициентов дисконтирования затрат на оплату газа за период t_n :

$$\widehat{\alpha}_g^{*,t_n} = \sum_{t=1}^{t_n} (1 + \alpha_g^*)^{-t} = \begin{cases} t_n, E = \alpha_g \\ \frac{1 - (1 + \alpha_g^*)^{-t_n}}{\alpha_g^*}, E \neq \alpha_g \end{cases}$$

β – обобщенный коэффициент дисконтирования, рассчитываемый по выражению:

$$\beta = 2 \sum_{t=0}^{t_n} p_t \varepsilon_t \left(\sum_{t=0}^{t_n} p_t = 1 \right)$$

θ – множитель, представляющий собой сумму удельных в расчете на единицу установленной мощности энергоустановки элементов денежных потоков, включающих в себя:

$$\begin{aligned} \theta = & -\frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} T'_{t_n} b_{ge} c_{g,0} (1 + \alpha_g^*)^{-t_n} - & \left. \begin{array}{l} \text{Затраты на топливо в год} \\ \text{завершения строительства} \\ \text{электростанции } t_n \end{array} \right\} \\ & -\frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} k_h T'_{t_n} b_{gh} c_{g,0} (1 + \alpha_g^*)^{-t_n} + \\ & +\frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} k_h T'_{t_n} c_{h,0} (1 + \alpha_e^*)^{-t_n} - & \left. \begin{array}{l} \text{Экономия затрат на оплату} \\ \text{тепловой энергии в год } t_n \end{array} \right\} \\ & -\frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} T_{max} b_{ge} c_{g,0} (\widehat{\alpha}_g^* - \widehat{\alpha}_g^{*,t_n}) - & \left. \begin{array}{l} \text{Затраты на топливо в} \\ \text{период эксплуатации} \\ \text{энергоустановки} \end{array} \right\} \\ & -\frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} k_h T_{max} b_{gh} c_{g,0} (\widehat{\alpha}_g^* - \widehat{\alpha}_g^{*,t_n}) + \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& + \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} (1 - k_s) T_{max} c_{e,0} (\widehat{\alpha}_e^* - \widehat{\alpha}_e^{*,t_n}) + \\
& + \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} 12(1 - k_s) c_{p,0} (\widehat{\alpha}_e^* - \widehat{\alpha}_e^{*,t_n}) + \\
& + \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} k_h T_{max} c_{h,0} (\widehat{\alpha}_e^* - \widehat{\alpha}_e^{*,t_n}) - \\
& \qquad \qquad \qquad - WC' - \\
& \qquad \qquad \qquad - CFC',
\end{aligned}$$

Экономия затрат на оплату электроэнергии, мощности и тепловой энергии внешнему поставщику за счет выработки энергии на собственной энергоустановке в период эксплуатации энергоустановки

 Удельное значение дисконтированного оборотного капитала накопленным итогом за расчетный период

 Удельное значение условно-постоянных затрат на производство энергии на собственной электростанции накопленным итогом

γ – параметр, характеризующий экономию затрат на оплату электрической энергии и мощности внешнему поставщику в год завершения строительства электростанции t_n , определяемый по формуле:

$$\gamma = \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} (P_m T'_{t_n} c_{e,0} (1 + \alpha_e^*)^{-t_n} + 12 P_m c_{p,0} (1 + \alpha_e^*)^{-t_n})$$

P_s^{opt} – оптимальная мощность собственной энергоустановки;

G – значение приемлемого экономического эффекта, установленное инвестором;

α_1 – ордината точки пересечения функций принадлежности μ_{NPV} и μ_G (верхняя граница зоны риска);

NPV – показатель NPV в виде треугольного нечеткого числа ($NPV_{min}, NPV_{av}, NPV_{max}$);

NPV_{min} – минимальное значение показателя NPV;

NPV_{av} – наиболее вероятное значение показателя NPV;

NPV_{max} – максимальное значение показателя NPV;

$Risk(G)$ – степень риска неэффективности инвестиционного проекта;

l – значение показателя NPV_{min} , взятое со знаком «минус» ($l = -NPV_{min}$);

m – разность между NPV_{av} и NPV_{min} ($m = NPV_{av} - NPV_{min}$);

q – разность между NPV_{max} и NPV_{min} ($q = NPV_{max} - NPV_{min}$).

$\underline{\alpha}_e$ – темп роста цены на электроэнергию в виде треугольного нечеткого числа

$(\alpha_{e_{min}}, \overline{\alpha}_e, \alpha_{e_{max}})$;

$\underline{\alpha}_g$ – темп роста цены на газ в виде треугольного нечеткого числа

$(\alpha_{g_{min}}, \overline{\alpha}_g, \alpha_{g_{max}})$;

\underline{F} – экономический эффект F в виде треугольного нечеткого числа $(F_{min}, \overline{F}, F_{max})$;

F_{min} – минимальное значение показателя F;

\overline{F} – наиболее вероятное значение показателя F;

F_{max} – максимальное значение показателя F;

$\mu_{\underline{F}}(x)$ – функция принадлежности треугольного числа \underline{F} .

Список литературы

1. Федеральный закон от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_40241/ (дата обращения: 08.02.2016).
2. Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_41502/ (дата обращения: 03.12.2016).
3. Сценарные условия, основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и предельные уровни цен (тарифов) на услуги компаний инфраструктурного сектора на 2017 год и на плановый период 2018 и 2019 годов [Электронный ресурс]: Министерство экономического развития Российской Федерации. – Режим доступа: <http://economy.gov.ru/minec/about/structure/depmacro/20160506> (дата обращения: 10.03.2017).
4. Постановление Правительства Российской Федерации от 29.12.2000 № 1021 (ред. от 17.05.2016) «О государственном регулировании цен на газ, тарифов на услуги по его транспортировке и платы за технологическое присоединение газоиспользующего оборудования к газораспределительным сетям на территории Российской Федерации (вместе с «Основными положениями формирования и государственного регулирования цен на газ, тарифов на услуги по его транспортировке и платы за технологическое присоединение газоиспользующего оборудования к газораспределительным сетям на территории Российской Федерации»)» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_29748/ (дата обращения: 10.01.2017).

5. Постановление Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 № 1172 (ред. от 10.11.2015) «Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc;base=LAW;n=209747#0> (дата обращения: 10.12.2015).

6. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 3.04.2013 № 511-р. (ред. от 18 июля 2015 г. № 1399-р) «Об утверждении Стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_144676/ (дата обращения: 02.01.2017).

7. ГОСТ Р 51897 – 2011/Руководство ИСО 73:2009 Менеджмент риска. Термины и определения. – Введ. 01.12.2012. – М.: Стандартинформ, 2012. – 16 с.

8. Рекомендации по стандартизации Р 50.1.094 – 2014 Менеджмент риска. Идентификация, оценка и обработка риска проекта на прединвестиционном, инвестиционном и эксплуатационном этапах. – М.: Стандартинформ, 2015. – 20 с.

9. Об утверждении официальной статистической методологии составления топливно-энергетического баланса Российской Федерации: приказ Росстата от 04.04.2014 № 229. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_162224/ (дата обращения: 02.03.2017).

10. Афанасьева О.В., Мингалеева Г.Р. Возможности использования различных видов твердого топлива в малой энергетике [Текст] / О.В. Афанасьева, Г.Р. Мингалеева // Малая энергетика. – 2011. – № 3-4. – С. 81-85.

11. Бабенко Н.И. Имитационное моделирование инвестиционных рисков в бизнес-процессах [Текст] / Н.И. Бабенко // Молодой ученый. – 2010. – №7. – С. 75-83.

12. Беренс П., Хавранек М.П. Руководство по оценке эффективности инвестиций [Текст] / П. Беренс, М.П. Хавранек. – М.: Интерэкспорт, 1998. – 320 с.
13. Бикбаев Р.А. Распределенная энергетика в операционной зоне Тюменского РДУ [Текст] / Р.А. Бикбаев // Электроэнергетика глазами молодежи: научн. труды III н.т. конференции: сб. статей. В 2 т. – Екатеринбург: УрФУ, 2012. Т.1. – С. 328-332.
14. Бочаров В.В. Современный финансовый менеджмент [Текст] / В.В. Бочаров. – СПб.: Питер, 2006. – 464 с.
15. Бригхэм Ю., Гапенски Л. Финансовый менеджмент [Текст]: в 2 т. Т. 1: пер. с англ. под ред. В.В. Ковалева / Ю. Бригхэм, Л. Гапенски. – СПб.: Экономическая школа, 1997. – 497 с.
16. Бригхэм Ю., Эрхардт М. Финансовый менеджмент [Текст] / Ю. Бригхэм, М. Эрхардт. – 10-е изд. – СПб.: Питер, 2009. – 960 с.
17. Булгаков Ю.В. Экспресс-диагностика проектного риска [Текст] / Ю.В. Булгаков // Финансовый менеджмент. – 2007. - № 2. – С. 82-92.
18. Бурцев А.К., Гудков А.В., Степанов В.П. [и др.] Уточнение математической модели расчета электрических нагрузок промышленных предприятий [Текст] / А.К. Бурцев, А.В. Гудков, В.П. Степанов, О.В. Соляков // Электроэнергетика глазами молодежи: научн. труды международной научно-технической конференции: сб. статей. В 3 т. – Самара: СамГТУ, 2011. Т.1. – С. 126-130.
19. Виленский П.Л., Лившиц В.Н., Смоляк С.А. Оценка эффективности инвестиционных проектов: Теория и практика [Текст]: учеб. пособие / П.Л. Виленский, В.Н. Лившиц, С.А. Смоляк. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательство «Дело» АНХ, 2002. – 1104 с.
20. Волков И.М., Грачева М.В., Алексанов Д.С. Критерии оценки проектов [Электронный ресурс] / И.М. Волков, М.В. Грачева, Д.С. Алексанов // Институт экономического развития Всемирного банка. – Режим доступа: http://www.cfin.ru/finanalysis/cf_criteria.shtml (дата обращения: 15.08.2016).

21. Ганина О.А. Процесс управления инвестиционной политикой на предприятии [Текст] / О.А. Ганина // Управление риском. – 2009. – № 4. – С. 24-33.
22. Гареев Т.Ф. Оценка эффективности инноваций с использованием нечетких чисел [Текст] / Т.Ф. Гареев // Вестник Казанского государственного аграрного университета. – 2008. - № 4 (10). – С. 14-17.
23. Гельруд Я.Д. Экономическая оценка инвестиций [Текст]: Учебное пособие / Я.Д. Гельруд. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2003. – 39 с.
24. Герасименко Т.В. Основные критерии оценки эффективности инвестиционных проектов [Текст]: Учебное пособие / Т.В. Герасименко. – Новороссийск: НГМА, 2005. – 60 с.
25. Гительман Л.Д. Экономика и бизнес в электроэнергетике [Текст]: междисциплинарный учебник / Л.Д. Гительман, Б.Е. Ратников. – Москва: Экономика, 2013. – 432 с.
26. Голомшток Л.И., Халдей К.З. Снижение потребления энергии в процессах переработки нефти. (Экономия топлива и электроэнергии) [Текст] / Л.И. Голомшток, К.З. Халдей. – М.: Химия, 1990. – 144 с.
27. Гранатуров В.М. Экономический риск: сущность, методы измерения, пути снижения [Текст]: Учебное пособие/ В.М. Гранатуров. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Дело и Сервис, 2010. – 208 с.
28. Грачев И.Д., Некрасов С.А. О подходах к развитию распределенной энергетики в Российской Федерации [Текст] / И.Д. Грачев, С.А. Некрасов // Промышленная энергетика. – 2012. – № 12. – С. 2-8.
29. Дамодаран А. Инвестиционная оценка: Инструменты и методы оценки любых активов [Текст] / А. Дамодаран. Пер. с англ. – М.: Альпина Паблишерз, 2010. – 1338 с.
30. Денисов В.И. Техничко-экономические расчеты в энергетике [Текст] / В.И. Денисов. – М.: Энергия, 1974. – 48 с.
31. Дзюба С.А. Анализ и сравнение инвестиционных проектов с учетом риска [Текст] / С.А. Дзюба. – Иркутск: Сибирский энергетический институт им. Л.А. Мелентьева, 1994. – 19 с.

32. Долматов А.С. Математические методы риск-менеджмента [Текст] / А.С. Долматов. – М.: Экзамен, 2007. – 320 с.
33. Дубинин Е. Анализ рисков инвестиционных проектов [Электронный ресурс] / Е. Дубинин // Финансовый директор. – Режим доступа: http://www.cfin.ru/finanalysis/invrisk/inv_risk.shtml (дата обращения: 15.08.2016).
34. Елистратов В.В. Энергетическое снабжение изолированных территорий России [Текст] / В.В. Елистратов // Академия Энергетики. – 2015. – № 4 (66). – С. 26-33.
35. Елистратов В.В., Кудряшева И.Г. Разработка принципов комплексного подхода к определению эффективности ветродизельных энергетических комплексов автономного энергоснабжения [Текст] / В.В. Елистратов, И.Г. Кудряшева // Электрические станции. – 2015. – №10. – С. 38-42.
36. Жданов И.Ю. Ставка дисконтирования. 10 современных методов расчета [Электронный ресурс] / И.Ю. Жданов. – Режим доступа: <http://finzz.ru/stavka-diskontirovaniya.html> (дата обращения: 15.09.2016).
37. Жежеленко И.В. Методы вероятностного моделирования в расчетах характеристик электрических нагрузок потребителей [Текст] / И.В. Жежеленко, Е.А. Кротков, В.П. Степанов. – 2-е изд, перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 217 с.
38. Жуков В.П., Барочкин Е.В., Уланов Д.А. [и др.] Оптимальная выработка и передача энергии в тепловых и электрических сетях [Текст] / В.П. Жуков, Е.В. Барочкин, Д.А. Уланов, Г.В. Ледуховский, А.А. Зубанов. // Теплоэнергетика. – 2011. – № 8. – С. 8-12.
39. Зайченко В.М., Чернявский А.А. Сравнение характеристик распределенных и централизованных систем энергоснабжения [Текст] / В.М. Зайченко, А.А. Чернявский // Промышленная энергетика. – 2016. – №1. – С.2-8.
40. Зак Ю.А. Принятие решений в условиях нечетких и размытых данных: Fuzzy-технологии [Текст] / Ю.А. Зак – М.: Книжный дом «Либроком», 2013 – 352 с.

41. Зубакин В.А. Модели и методы управления гидроэнергетическими компаниями в условиях либерализации рынка [Текст]: дис. ... д-ра экон. наук: 08.00.13 / Зубакин Василий Александрович. – М., 2006. – 383 с.
42. Зубакин В.А. Модели управления производством электроэнергии в гидроэнергетических компаниях с учетом рисков [Текст] / В.А. Зубакин. – М.: Изд-во ГОУ ВПО «Российская экономическая академия им. Г.В. Плеханова», 2006. – 244 с.
43. Зубакин В.А. Управление проектом. Основы риск-менеджмента гидрогенерирующей компании [Текст]: учеб. пособие/ В.А. Зубакин. – СПб.: Изд-во Политехн. Ун-та, 2007. – 99 с.
44. Зубакин В.А., Климовец О.В. Методы оценки эффективности инвестиций в собственную генерацию в условиях риска [Текст] / В.А. Зубакин, О.В. Климовец // Эффективное антикризисное управление, 2016. – № 2. – С. 78-84.
45. Зысин Л.В. Парогазовые и газотурбинные тепловые электростанции [Текст]: учеб. пособие / Л.В. Зысин. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2010. – 368 с.
46. Интернет-портал альтернативной энергетики, энергосбережения и экологии [Электронный ресурс]. – Режим доступа <http://altenergetics.ru/articles/319-virtualnye-elektrostantsii> (дата обращения: 25.10.2014).
47. Кирпиков А.В., Кирпикова И.Л., Обоскалов В.П. Стратегии загрузки устройств распределенной генерации в течение суток [Текст] / А.В. Кирпиков, И.Л. Кирпикова, В.П. Обоскалов // Промышленная энергетика. – 2014. – № 4. – С. 12-15.
48. Кирпиков А.В., Обоскалов В.П., Померанец Д.И. Оптимальное размещение устройств распределенной генерации в радиальной электрической сети [Текст] / А.В. Кирпиков, В.П. Обоскалов, Д.И. Померанец // Электроэнергетика глазами молодежи: научн. труды IV международной научно-технической конференции: сб. статей. В 2 т. – Новочеркасск: Лик, 2013. Т.2. – с. 336-340.
49. Климовец О.В. Экономико-математическое моделирование эффективности инвестиций в сооружение собственной энергоустановки

на промышленном предприятии // Проблемы современной экономики. Евразийский международный научно-аналитический журнал. – 2016. – № 3 (59). – С. 111-115. – 0,5 п.л.

50. Климовец О.В. Экономико-технологические преимущества использования распределенной генерации [Текст] / О.В. Климовец // Вопросы экономики и права. – 2015. – № 10. – С. 86-90.

51. Ковалев А.И., Привалов В.П. Анализ финансового состояния предприятия [Текст] / А.И. Ковалев, В.П. Привалов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Центр экономики и маркетинга, 1997. – 192 с.

52. Ковалев В.В. Введение в финансовый менеджмент [Текст] / В.В. Ковалев. – М.: Финансы и статистика, 2005. – 768 с.

53. Кожевников Н.Н., Чинакаева С.И., Чернова Е.В. Практические рекомендации по использованию методов экономической оценки инвестиций в энергосбережение [Текст] / Н.Н. Кожевников, С.И. Чинакаева, Е.В. Чернова. – М.: Изд-во МЭИ, 2000. – 130 с.

54. Косарев А.С., Костина С.В. Развитие системы управления валютными рисками в ОАО «ММК» как части комплексной системы управления рисками [Текст] / А.С. Косарев, С.В. Костина // Управлением финансовыми рисками. – 2007. – № 2(10). – С.142-150.

55. Коссов В.В., Лившиц В.Н., Шахназаров А.Г. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов [Текст]: вторая редакция / В.В. Коссов, В.Н. Лившиц, А.Г. Шахназаров // Мин-во экономики РФ, Мин-во финансов РФ, ГК по стр-ву, архит. и жил. политике. – М: ОАО «НПО», Изд-во «Экономика», 2000. – 421 с.

56. Кривоногов Г.П., Галиахметов Р.А., Ан Т.Е. [и др.] Финансово-математические методы бизнес-планирования [Текст] / Г.П. Кривоногов, Р.А. Галиахметов, Т.Е. Ан, М.И. Безносова, Е.В. Михайлова. – Ижевск : Изд-во ИжГТУ, 2006. – 184 с.

57. Крылов Э.И., Журавкова И.В. Анализ эффективности инвестиционной и инновационной деятельности предприятия [Текст]: учеб. пособие / Э.И. Крылов, И.В. Журавкова. – М.: Финансы и статистика, 2001. – 384 с.: ил.
58. Крянев А.В. Основы финансового анализа и портфельного инвестирования в рыночной экономике [Текст] / А.В. Крянев. – М.: МИФИ, 2001. – 54 с.
59. Кудрин Б.И. Об энергетической стратегии и энергетической безопасности России [Текст] / Б.И. Кудрин // Промышленная энергетика. – 2008. – № 12. – С. 2-7.
60. Кудрин Б.И. Расчет электрических нагрузок потребителей: история, состояние, комплексный метод [Текст] / Б.И. Кудрин // Промышленная энергетика. – 2015. – №5. – С. 14-22.
61. Кукшин А.И. Методы управления финансовыми рисками [Текст] / А.И. Кукшин. – М.: МГУЛ, 1999. – 97 с.
62. Лихтенштейн В.Е. Выбор оптимальных вариантов проектов (на примере планирования работ по автоматизации нефтеперерабатывающей и нефтехим. пром-сти) [Текст] : автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. экон. наук (607) / Лихтенштейн Владимир Ефраимович. – АН СССР. Центр. экон.-матем. ин-т. – Москва, 1969. – 18 с.
63. Лихтенштейн В.Е. Дискретность и случайность в экономико-математических задачах [Текст] / В.Е. Лихтенштейн. – Москва: Наука, 1973. – 375 с.
64. Лихтенштейн В.Е., Павлов В.И. Экономико-математическое моделирование [Текст]: учеб. пособие / В.Е. Лихтенштейн, В.И. Павлов. – Рос. гос. гуманитар. ун-т. Ин-т экономики, упр. и права. Фак. упр. Каф. информ.-вычисл. систем. – М.: РГГУ : Приор, 2001. – 448 с.
65. Лихтенштейн В.Е., Росс Г.В. Новые подходы в экономике [Текст] / В.Е. Лихтенштейн, Г.В. Росс. – Москва : Финансы и статистика, 2013. – 159 с.

66. Лопатников Л.И. Экономико-математический словарь: Словарь современной экономической науки [Текст] / Л.И. Лопатников. – 5-е изд., перераб. и доп. – М.: Дело, 2003. – 520 с.
67. Магнус Я.Р. Эконометрика. Начальный курс [Текст]: учебник / Я.Р. Магнус, П.К. Катышев, А.А. Пересецкий. – М.: Дело, 2007. – 504 с.
68. Мади Л.В. Совершенствование механизма количественной оценки рисков инвестиционных проектов (на примере проектов по добыче углеводородных ресурсов): Обз. инф. Сер.: Экономика, организация и управление производством в газовой промышленности [Текст] / Л.В. Мади. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. – 52 с.
69. Матвеев Б.А. Теоретические основы исследования статистических рисков: монография [Текст] / Б.А. Матвеев. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2008. – 248 с.
70. Мелентьев Л.А., Штейнгауз Е.О. Экономика энергетики СССР [Текст] / Л.А. Мелентьев. – Государственное энергетическое издательство. – 1963. – 431 с.
71. Мельников А.В. Риск-менеджмент: Стохастический анализ рисков в экономике финансов и страхования [Текст] / А.В. Мельников. – М.: Изд-во «Анкил», 2001. – 112 с.
72. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО (с типовыми примерами). Книга 1. Методические особенности оценки эффективности проектов в электроэнергетике [Текст] / С.К. Дубинин, П.В. Горюнов, В.Н. Бусаров [и др.] / под ред. С.К. Дубинина и П.В. Горюнова. – М.: ГУУ, 2008. – 181 с.
73. Милосердов А.А., Герасимова Е.Б. Рыночные риски: формализация, моделирование, оценка качества моделей [Текст] / А.А. Милосердов, Е.Б. Герасимова. – Тамбов: Изд-во Тамб. гос. техн. ун-та, 2004. – 116 с.
74. Мочалина Я.В. Анализ и оценка рисков инновационных проектов [Текст] / Я.В. Мочалина // Финансовый менеджмент. – 2010. - № 6. – С. 79-85.

75. Надежность электроснабжения промышленных предприятий [Текст]: монография / В.И. Бирюлин, А.Н. Горлов, О.М. Ларин, Н.В. Хорошилов, Д.В. Чернышева; под ред. В.И. Бирюлина. – Юго-Зап. гос. ун-т, Курск, 2013. – 108 с.

76. Найт Ф.Х. Риск, неопределенность и прибыль [Текст] / Ф.Х. Найт. - Пер. с англ. – М.: Дело, 2003. – 360 с.

77. Недосекин А.О. Методологические основы моделирования финансовой деятельности с использованием нечетко-множественных описаний [Текст]: дис. ... д-ра экон. наук: 08.00.13 / Недосекин Алексей Олегович. – СПб., 2003. – 302 с.

78. Недосекин А.О. Нечетко-множественный анализ риска фондовых инвестиций [Электронный ресурс] / А.О. Недосекин. – 2002. – Режим доступа: http://www.mirkin.ru/_docs/book23.pdf (дата обращения: 24.08.2016).

79. Недосекин А.О. Применение теории нечетких множеств к задачам управления финансами [Электронный ресурс] / А.О. Недосекин // Аудит и финансовый анализ, 2000. – № 2. – Режим доступа: <http://www.cfin.ru/press/afa/2000-2/08-2.shtml> (дата обращения: 17.08.2016).

80. Непомнящий В.А. Надежность в задачах развития, управления и эксплуатации электроэнергетических систем и электрических сетей в условиях рыночных отношений и управление качеством электроэнергии в электрических сетях ОАО «РЖД» (методы, модели и практика расчетов) [Текст] / В.А. Непомнящий, В.А. Овсейчук, С.Н. Епифанцев. – М.: «Эко-Пресс», 2010. – 208 с.

81. Непомнящий В.А. Оптимизация структуры генерирующих мощностей ЕЭС России при прогнозировании ее развития на долгосрочную перспективу [Текст] / В.А. Непомнящий // Академия энергетики. – 2014. – № 2. – С. 20-28.

82. Ньюшлосс Д., Ряпин И. Развитие распределенной генерации [Текст] / Д.Ньюшлосс, И. Ряпин. – Энергетический центр московской школы управления Сколково. – 2012. – 33 с.

83. Обоскалов В.П., Померанец Д.И. Оценка эффективности применения устройств распределенной генерации с учетом динамики цен на энергоносители

[Текст] / В.П. Обоскалов, Д.И. Померанец // Промышленная энергетика, 2013. – № 9. – С. 2-7.

84. Официальный сайт Федеральной службы государственной статистики [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.gks.ru/free_doc/new_site/technol/5-12.xls (дата обращения: 01.02.2017).

85. Паниковская Т.Ю. Комплексная оценка экономической эффективности размещения источников малой генерации [Текст] / Т.Ю. Паниковская // Промышленная энергетика. – 2013. – № 8. – С. 2-6.

86. Петров А. Формирование инвестиционной политики компании: синергетический подход [Текст] / А. Петров // Проблемы теории и практики управления. – 2007. – № 7. – С. 85-90.

87. Петрович В.В. Экономический анализ повышения эффективности производства [Текст] / В.В. Петрович. – К.: Общество «Знание» Украинской ССР, 1980. – 20 с.

88. Планирование, пути рационализации энергоснабжения предприятия [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.mybntu.com/techno/production/planirovanie-puti-racionalizacii-energospabzheniya-predpriyatiya.html> (дата обращения: 19.07.2016).

89. Подключаться к электросетям или строить собственную электростанцию – что выбирают российские предприниматели? [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.manbw.ru/analytics/podkljuchenie_elektroseti_ili_avtonomnaja_elektrstan tsija_mini_tets.html (дата обращения: 14.09.2016).

90. Попов Г.Э. Основные инструменты стимулирования инвестиций в распределенную энергетику регионов с экстремальными природно-климатическими условиями [Текст] / Г.Э. Попов // Вестник ЮРГТУ (НПИ). Серия «Социально-экономические науки». – Новочеркасск. – 2013. – № 3. – С. 132-143.

91. Попов Г.Э., Тульчинская Я.И. Инновационный подход к построению системы энергетического менеджмента удаленных населенных пунктов [Текст] / Г.Э. Попов, Я.И. Тульчинская // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 3. – С. 413-424.

92. Промышленное производство в России. 2016: Стат.сб./Росстат. – М., 2016. – 347 с.
93. Промышленность России [Текст]: Статистический сборник. – М.: Росстат. – 2014. – 326 с.
94. Проскряков А.В. Оценка и управление рисками инновационного проекта с применением имитационного моделирования // Управление риском, 2009. – № 4. – С. 7-14.
95. Рекшинская Ю.Ю., Ульянычев И.В. Оценка эффективности инвестиционных проектов на предприятиях электроэнергетики [Текст] / Ю.Ю. Рекшинская, И.В. Ульянычев // Менеджмент в России и за рубежом. – 2005. – № 3. – С. 38-44.
96. Романов В.С. Понятие рисков в экономической деятельности [Электронный ресурс] / В.С. Романов. – Режим доступа к ресурсу: <http://www.aup.ru/articles/finance/1.htm> (дата обращения: 10.08.2016).
97. Российский статистический ежегодник [Текст]: Стат. сб. – М.: Росстат. – 2015. – 728 с.
98. Семенов А.А. Техничко-экономические расчеты и обоснования в энергетике [Текст]: учебное пособие / А.А. Семенов. – Ленинград, 1973. – 100 с.
99. Сергеев В.А. Основы инновационного проектирования: учебное пособие [Текст] / В.А. Сергеев, Е.В. Кипчарская, Д.К. Подымало; под ред. д-ра техн. наук В.А. Сергеева. – Ульяновск : УлГТУ, 2010. – 246 с.
100. Сергеев Н.Н. Методологические аспекты энергосбережения и повышения энергетической эффективности промышленных предприятий [Текст]: монография / Н.Н. Сергеев. – Ижевск: Удмуртский гос. ун-т, 2013. – 114 с.
101. Справочник по математике для экономистов [Текст]: Учеб. пособие / Под ред. проф. В.И. Ермакова. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ИНФРА-М, 2009. – 464 с.
102. Тарасенко В.В. Оптимизация развития и функционирования системы энергоснабжения с распределенной генерацией [Текст] : автореф. дис. на соиск.

учен. степ. канд. техн. наук: 05.14.02 / Тарасенко Виктор Викторович. – Екатеринбург, 2012. – 21 с.

103. Тен А.В. Многокритериальная оптимизация как инструмент управления рисками инвестиционной деятельности [Текст] / А.В. Тен // Управление риском, 2009. – № 4. – С. 34-37.

104. Тимофеев Т. Анализ и оценка рисков инвестиционных проектов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://fd.ru/articles/38763-analiz-i-otsenka-riskov-investitsionnyh-proektov> (дата обращения: 16.10.2016).

105. Тихомиров Н.П. Методы эконометрики и многомерного статистического анализа [Текст]: учебник / Н.П. Тихомиров, Т.М. Тихомирова, О.С. Ушмаев. – Москва: Экономика, 2011. – 647 с.

106. Тихомиров Н.П. Риск-анализ в экономике [Текст]: монография / Н.П. Тихомиров, Т.М. Тихомирова. – Москва: ЗАО «Издательство «Экономика», 2010. – 318 с.

107. Тихомиров Н.П. Эконометрика [Текст]: учебник / Н.П. Тихомиров, Е.Ю. Дорохина. – М.: Изд-во Рос. экон. акад., 2002. – 640 с.

108. Управление инновационными проектами [Текст]: учеб. пособие / под ред. проф. В.Л. Попова. – М.: ИНФРА-М, 2007. – 336 с.

109. Форрестер Дж. Основы кибернетики предприятия [Текст] / Дж. Форрестер. – М.: Прогресс, 1971. – 336 с.

110. Хабачев Л.Д., Плоткина У.И. Методы оценки системных эффектов от ввода объектов малой распределенной энергетики в региональные энергосистемы [Текст] / Л.Д. Хабачев, У.И. Плоткина // Промышленная энергетика. – № 2. – 2016. – С. 13-18.

111. Хорольский В.Я., Таранов М.А. Надежность электроснабжения [Текст]: учеб. пособие / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов. – М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2013. – 128 с.

112. Четыркин Е.М. Финансовая математика [Текст]: учебник / Е.М. Четыркин. – М.: Дело, 2000. – 400 с.

113. Четыркин Е.М. Финансовый анализ производственных инвестиций [Текст] / Е.М. Четыркин. – М.: Дело. – 1998. – 256 с.

114. Четыркин Е.М., Васильева Н.Е. Финансово-экономические расчеты [Текст] / Е.М. Четыркин, Н.Е. Васильева. – М.: Финансы и статистика, 1990. – 302 с.

115. Чечушков Д.А., Паниковская Т.Ю., Бунькова Е.А. Метод оптимального размещения источников распределенной генерации для повышения надежности электроснабжения [Текст] / Д.А. Чечушков, Т.Ю. Паниковская, Е.А. Бунькова // Промышленная энергетика. – 2014 – № 9 – С. 17-21.

116. Шерemet В.В., Павлюченко В.М., Шапиро В.Д. [и др.] Управление инвестициями [Текст]: В 2-х т. Т.1 / В.В. Шерemet, В.М. Павлюченко, В.Д. Шапиро и др. – М.: Высшая школа, 1998. – 512 с.

117. Шершов С.Ф., Прузнер С.Л., Завадский И.М. Экономика и организация энергетического производства [Текст] / под общ. ред. С.Ф. Шершова. – Государственное энергетическое издательство. – 1959. – 463 с.

118. Щелоков Я.М. Энергетический анализ хозяйственной деятельности (Энергетические проблемы энергоемких производств) [Текст]: Учебно-методическое издание / Я.М. Щелоков. – Екатеринбург: РУО АИН им. А.М. Прохорова, 2010. – 388 с.

119. Щетинина Е.Д. Стратегическое управление энергоэффективностью промышленных предприятий [Текст]: монография / Е.Д. Щетинина, Е.В. Чумаков. – Белгород: Изд-во БГТУ, 2013. – 129 с.

120. Энергетические газотурбинные установки и энергетические установки на базе газопоршневых и дизельных двухтопливных двигателей. Ч. 1. Энергетические газотурбинные установки. Аналитический отчет [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=787&p=22 (дата обращения: 08.06.2015).

121. Энергодемографические показатели регионов России как фактор развития энергообеспечивающих инфраструктур / Г.Э. Попов [и др.]. // Вестник

ЮРГТУ (НПИ). Серия «Социально-экономические науки». – Новочеркасск. – 2015. – № 1. – С.11-27.

122. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях [Текст]: учебник для вузов / О.Л. Данилов, А.Б. Гаряев, И.В. Яковлев и др.; под ред. А.В. Клименко. – М.: Издательский дом МЭИ, 2010. – 424 с.

123. Энциклопедия финансового риск-менеджмента [Текст] / Под ред. А.А. Лобанова, А.В. Чугунова. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Альпина Бизнес Букс, 2005. – 878 с.

124. Applications of Fuzzy Capital Budgeting Techniques [Электронный ресурс] // Fuzzy Applications in Industrial Engineering, p. 197. Режим доступа: <http://link.springer.com/book/10.1007/3-540-33517-X> (дата обращения: 11.02.2014).

125. Borlakova A. Environmental and Economic Evaluation of the Investment Project Basing on Fuzzy Sets Theory [Электронный ресурс] / A. Borlakova // World review of Business Research. – 2014. – Vol.4. No.1. – Pp. 212-227. Режим доступа: <http://www.wrbrpapers.com/static/documents/March/2014/14.%20Asiyat.pdf> (дата обращения: 12.07.2016).

126. Bryson T., Major W., Darrow K. Assessment of on-site power Opportunities in the Industrial Sector [Текст] / T. Bryson, W. Major, K. Darrow. – Onsite Energy Corporation, 2001. – 75 p.

127. Cooper D., Grey S., Raymond G. [etc.]. Project risk management guidelines: managing risk in large projects and complex procurements [Текст] / D. Cooper, S. Grey, G. Raymond, P. Walker. – John Wiley & Sons Ltd, 2005. – 400 p.

128. Distributed Generation in Liberalized Electricity Markets [Электронный ресурс] / International Energy Agency – 2002. – Режим доступа: <http://gasunie.eldoc.ub.rug.nl/FILES/root/2002/3125958/3125958.pdf> (дата обращения: 16.03.2013).

129. Energy Policy Act of 2005 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gpo.gov/fdsys/pkg/PLAW-109publ58/pdf/PLAW-109publ58.pdf> (дата обращения: 12.11.2016).

130. Gil Aluja J. Investment in Uncertainty [Текст] / J. Gil Aluja. – Kluwer Academic Publishers, 1998. – 807 p.

131. Hadley S.W., Van Dyke J.W., Poore W.P. [et al]. Quantitative Assessment of Distributed Energy Resource Benefits [Электронный ресурс]/ S.W.Hadley, J.W.Van Dyke, W.P.Poore, T.K.Stovall – 2003. – Режим доступа: <http://www.ornl.gov/~webworks/cppr/y2001/rpt/116227.pdf> (дата обращения: 16.03.2013).

132. Hoff T.E. Distributed Generation: an alternative to electric utility investments in system capacity [Текст] / T.E. Hoff, H.J. Wenger, B.K. Farmer // Energy Policy, Elsevier. – 1996. – Vol. 24 № 2. – P. 137-147.

133. Kahraman C. [et al.] Fuzzy Applications in Industrial Engineering [Текст] / C. Kahraman (ed.) // Springer-Verlag Berlin Heidelberg. – 2006. – 598 p.

134. Kaufmann A., Gupta M. Introduction to Fuzzy Arithmetic: Theory and Applications [Текст] / A. Kaufmann, M. Gupta. – Van Nostrand Reinhold, 1991. – 177 p.

135. Klimovets O.V. Reliability of power supply as an economic category // Science, Technology and Higher Education [Текст]: materials of the VI International research and practice conference, Westwood, Canada, November 12-13, 2014 / publishing office Accent Graphics communications. – 2014. – P. 137–140.

136. Lovins A.B., Datta E., Feiler T. [et al.] Small is profitable: The Hidden Economic Benefits of Making Electrical Resources the Right Size [Электронный ресурс]/ A.B. Lovins, E. Datta, T. Feiler, K. Rabago, J.N. Swisher, A. Lehmann, K. Wicker // Rocky Mountain Institute. – 2002. – Режим доступа: http://library.uniteddiversity.coop/Money_and_Economics/Small-is-Profitable.pdf (дата обращения: 16.05.2014).

137. Martin J. Distributed vs. centralized electricity generation: are we witnessing a change of paradigm? [Электронный ресурс] / J. Martin // НЕС Paris. – 2009. – P. 40. – Режим доступа: http://www.vernimmen.com/ftp/An_introduction_to_distributed_generation.pdf (дата обращения: 16.12.2016).

138. Mena R., Hennebelb M., Lia Yan-Fu. A risk-based simulation and multi-objective optimization framework for the integration of distributed renewable generation and storage [Текст] / Rodrig Mena, Martin Hennebelb, Yan-Fu Lia. – Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2014, vol. 37, no. 9. – 35 p.

139. Nedosekin A. Financial management with fuzzy sets [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://an.ifel.ru/docs/FFM_AN.pdf (дата обращения: 12.06.2016).

140. Nikonowicz L. Virtual Power Plants – general review: structure, application and optimization [Текст] / L. Nikonowicz, J. Milewski // Open Access Journal «Journal of Power Technologies». – 2012. – Vol. 92, No 9. – P. 135-149.

141. Perpermans G., Driesen J., Haeseldonckx D. [et al.] Distributed Generation: definition, benefits and issues [Электронный ресурс] / G. Perpermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, W. D'haeseleer // Energy Policy. – 2005. – 33. – P. 787-798.

– Режим доступа: https://www.researchgate.net/publication/222561651_Distributed_generation_definition_benefits_and_issues (дата обращения: 16.12.2016).

142. Setiawan. E.A. Concept and Controllability of VPP [Текст] / E.A. Setiawan – Kassel university press GmbH, Kassel. – 2007. – 110 p.

143. Steeley W. Case Study for Transmission and Distribution Support Applications Using Distributed Energy Resources [Текст] / W. Steeley // Electric Power Research Institute, Palo Alto, CA. – 2005.

144. Stevenson T. Analysis of barriers to Distributed Generation (DG) [Электронный ресурс]: A report prepared for the Energy Efficiency and Conservation Authority (EECA) – 2010. – P.78. – Режим доступа: <http://www.eeca.govt.nz/sites/all/files/dg-barriers-report-june-2010.pdf> (дата обращения: 17.05.2013).

145. Stouge A. Distributed power participation in the Danish electricity market: regulation and dispatch issues [Электронный ресурс] / A. Stouge. – 2013. – Режим доступа: <http://www.np->

ace.ru/media/presentations_documents/2_Anders_Stouge_IFC.pdf (дата обращения: 16.10.2013).

146. The Potential Benefits of Distributed Generation and Rate-Related Issues That May Impede Their Expansion. A Study Pursuant to Section 1817 of the Energy Policy Act of 2005 [Электронный ресурс] / U.S. Department of Energy. – 2007. – Режим доступа: <http://www.ferc.gov/legal/fed-sta/exp-study.pdf> (дата обращения: 16.09.2015).

147. Wang D. DG Impact on Investment Deferral: Network Planning and Security of Supply [Текст] / D. Wang, L.F. Ochoa, G.P. Harrison // IEEE Transactions on Power Systems. – 2010. – Vol. 25 №2. – P.1134-1141.

**Приложение А Промежуточные вычисления границ интервала
достоверности $[F_1, F_2]$ экономического эффекта F**

$$\begin{aligned}
& (W_e c_{e,0} + 12P_m c_{p,0} + W_h c_{h,0}) \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} \cdot \underline{\alpha_e^{*,t_{n-1}}} = \\
& = (W_e c_{e,0} + 12P_m c_{p,0} + W_h c_{h,0}) \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} \times \\
& \quad \times \left[\frac{1 - \left(\frac{1 + E}{1 + a_{e2}}\right)^{-t_{n-1}}}{\frac{E - a_{e1}}{1 + a_{e1}}}, \frac{1 - \left(\frac{1 + E}{1 + a_{e1}}\right)^{-t_{n-1}}}{\frac{E - a_{e2}}{1 + a_{e2}}} \right] = \\
& = \left[(W_e c_{e,0} + 12P_m c_{p,0} + W_h c_{h,0}) \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} \left(\frac{1 - \left(\frac{1 + E}{1 + a_{e2}}\right)^{-t_{n-1}}}{\frac{E - a_{e1}}{1 + a_{e1}}} \right), \right. \\
& \quad \left. (W_e c_{e,0} + 12P_m c_{p,0} + W_h c_{h,0}) \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} \left(\frac{1 - \left(\frac{1 + E}{1 + a_{e1}}\right)^{-t_{n-1}}}{\frac{E - a_{e2}}{1 + a_{e2}}} \right) \right] \\
& \\
& \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} P_s T'_{t_n} b_{ge} c_{g,0} (1 + \underline{\alpha_g^*})^{-t_n} = \\
& = \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} P_s T'_{t_n} b_{ge} c_{g,0} \left[\left(\frac{1 + E}{1 + a_{g1}} \right)^{-t_n}, \left(\frac{1 + E}{1 + a_{g2}} \right)^{-t_n} \right] = \\
& = \left[\frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} P_s T'_{t_n} b_{ge} c_{g,0} \left(\frac{1 + E}{1 + a_{g1}} \right)^{-t_n}, \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} P_s T'_{t_n} b_{ge} c_{g,0} \left(\frac{1 + E}{1 + a_{g2}} \right)^{-t_n} \right]
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} k_h P_s T'_{t_n} b_{gh} c_{g,0} (1 + \underline{\alpha}_g^*)^{-t_n} = \\
& = \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} k_h P_s T'_{t_n} b_{gh} c_{g,0} \left[\left(\frac{1 + E}{1 + a_{g1}} \right)^{-t_n}, \left(\frac{1 + E}{1 + a_{g2}} \right)^{-t_n} \right] = \\
& = \left[\frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} k_h P_s T'_{t_n} b_{gh} c_{g,0} \left(\frac{1 + E}{1 + a_{g1}} \right)^{-t_n}, \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} k_h P_s T'_{t_n} b_{gh} c_{g,0} \left(\frac{1 + E}{1 + a_{g2}} \right)^{-t_n} \right]
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} P_m (T_{max} - T'_{t_n}) c_{e,0} (1 + \underline{\alpha}_e^*)^{-t_n} = \\
& = \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} P_m (T_{max} - T'_{t_n}) c_{e,0} \left[\left(\frac{1 + E}{1 + a_{e1}} \right)^{-t_n}, \left(\frac{1 + E}{1 + a_{e2}} \right)^{-t_n} \right] = \\
& = \left[\frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} P_m (T_{max} - T'_{t_n}) c_{e,0} \left(\frac{1 + E}{1 + a_{e1}} \right)^{-t_n}, \right. \\
& \quad \left. \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} P_m (T_{max} - T'_{t_n}) c_{e,0} \left(\frac{1 + E}{1 + a_{e2}} \right)^{-t_n} \right]
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} (W_h - k_h P_s T'_{t_n}) c_{h,0} (1 + \underline{\alpha}_e^*)^{-t_n} = \\
& = \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} (W_h - k_h P_s T'_{t_n}) c_{h,0} \left[\left(\frac{1 + E}{1 + a_{e1}} \right)^{-t_n}, \left(\frac{1 + E}{1 + a_{e2}} \right)^{-t_n} \right] = \\
& = \left[\frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} (W_h - k_h P_s T'_{t_n}) c_{h,0} \left(\frac{1 + E}{1 + a_{e1}} \right)^{-t_n}, \right. \\
& \quad \left. \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} (W_h - k_h P_s T'_{t_n}) c_{h,0} \left(\frac{1 + E}{1 + a_{e2}} \right)^{-t_n} \right]
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} (P_s T_{\max} b_{ge} c_{g,0} + k_h P_s T_{\max} b_{gh} c_{g,0}) (\widehat{\alpha}_g^* - \widehat{\alpha}_g^{*,t_n}) = \\
& = \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} (P_s T_{\max} b_{ge} c_{g,0} + k_h P_s T_{\max} b_{gh} c_{g,0}) \times \\
& \times \left[\frac{1 - \left(\frac{1 + E}{1 + a_{g2}}\right)^{-T}}{\frac{E - a_{g1}}{1 + a_{g1}}} - \frac{1 - \left(\frac{1 + E}{1 + a_{g1}}\right)^{-t_n}}{\frac{E - a_{g2}}{1 + a_{g2}}}, \frac{1 - \left(\frac{1 + E}{1 + a_{g1}}\right)^{-T}}{\frac{E - a_{g2}}{1 + a_{g2}}} - \frac{1 - \left(\frac{1 + E}{1 + a_{g2}}\right)^{-t_n}}{\frac{E - a_{g1}}{1 + a_{g1}}} \right] = \\
& = \left[\frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} (P_s T_{\max} b_{ge} c_{g,0} + k_h P_s T_{\max} b_{gh} c_{g,0}) \times \right. \\
& \quad \times \left(\frac{1 - \left(\frac{1 + E}{1 + a_{g2}}\right)^{-T}}{\frac{E - a_{g1}}{1 + a_{g1}}} - \frac{1 - \left(\frac{1 + E}{1 + a_{g1}}\right)^{-t_n}}{\frac{E - a_{g2}}{1 + a_{g2}}} \right), \\
& \quad \left. \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} (P_s T_{\max} b_{ge} c_{g,0} + k_h P_s T_{\max} b_{gh} c_{g,0}) \times \right. \\
& \quad \times \left(\frac{1 - \left(\frac{1 + E}{1 + a_{g1}}\right)^{-T}}{\frac{E - a_{g2}}{1 + a_{g2}}} - \frac{1 - \left(\frac{1 + E}{1 + a_{g2}}\right)^{-t_n}}{\frac{E - a_{g1}}{1 + a_{g1}}} \right) \left. \right]
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} (W_e c_{e,0} + 12P_m c_{p,0} + W_h c_{h,0}) \cdot \left(\widehat{\alpha}_g^* - \widehat{\alpha}_g^{*,t_n} \right) = \\
& = \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} (W_e c_{e,0} + 12P_m c_{p,0} + W_h c_{h,0}) \times \\
& \times \left[\frac{1 - \left(\frac{1 + E}{1 + a_{g2}} \right)^{-T}}{\frac{E - a_{g1}}{1 + a_{g1}}} - \frac{1 - \left(\frac{1 + E}{1 + a_{g1}} \right)^{-t_n}}{\frac{E - a_{g2}}{1 + a_{g2}}}, \frac{1 - \left(\frac{1 + E}{1 + a_{g1}} \right)^{-T}}{\frac{E - a_{g2}}{1 + a_{g2}}} - \frac{1 - \left(\frac{1 + E}{1 + a_{g2}} \right)^{-t_n}}{\frac{E - a_{g1}}{1 + a_{g1}}} \right] = \\
& = \left[\frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} (W_e c_{e,0} + 12P_m c_{p,0} + W_h c_{h,0}) \times \right. \\
& \quad \times \left(\frac{1 - \left(\frac{1 + E}{1 + a_{g2}} \right)^{-T}}{\frac{E - a_{g1}}{1 + a_{g1}}} - \frac{1 - \left(\frac{1 + E}{1 + a_{g1}} \right)^{-t_n}}{\frac{E - a_{g2}}{1 + a_{g2}}} \right), \\
& \quad \left. \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} (W_e c_{e,0} + 12P_m c_{p,0} + W_h c_{h,0}) \times \right. \\
& \quad \times \left(\frac{1 - \left(\frac{1 + E}{1 + a_{g1}} \right)^{-T}}{\frac{E - a_{g2}}{1 + a_{g2}}} - \frac{1 - \left(\frac{1 + E}{1 + a_{g2}} \right)^{-t_n}}{\frac{E - a_{g1}}{1 + a_{g1}}} \right) \left. \right]
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} \left((1 - k_s)P_s T_{max} c_{e,0} + 12(1 - k_s)P_s c_{p,0} + k_h P_s T_{max} c_{h,0} \right) \left(\underline{\widehat{\alpha}_g^*} - \underline{\widehat{\alpha}_g^{*,t_n}} \right) = \\
& = \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} \left((1 - k_s)P_s T_{max} c_{e,0} + 12(1 - k_s)P_s c_{p,0} + k_h P_s T_{max} c_{h,0} \right) \times \\
& \times \left[\frac{1 - \left(\frac{1 + E}{1 + a_{g2}} \right)^{-T}}{\frac{E - a_{g1}}{1 + a_{g1}}} - \frac{1 - \left(\frac{1 + E}{1 + a_{g1}} \right)^{-t_n}}{\frac{E - a_{g2}}{1 + a_{g2}}}, \frac{1 - \left(\frac{1 + E}{1 + a_{g1}} \right)^{-T}}{\frac{E - a_{g2}}{1 + a_{g2}}} - \frac{1 - \left(\frac{1 + E}{1 + a_{g2}} \right)^{-t_n}}{\frac{E - a_{g1}}{1 + a_{g1}}} \right] = \\
& = \left[\frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} \left((1 - k_s)P_s T_{max} c_{e,0} + 12(1 - k_s)P_s c_{p,0} + k_h P_s T_{max} c_{h,0} \right) \times \right. \\
& \quad \times \left. \left(\frac{1 - \left(\frac{1 + E}{1 + a_{g2}} \right)^{-T}}{\frac{E - a_{g1}}{1 + a_{g1}}} - \frac{1 - \left(\frac{1 + E}{1 + a_{g1}} \right)^{-t_n}}{\frac{E - a_{g2}}{1 + a_{g2}}} \right), \right. \\
& \quad \left. \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} \left((1 - k_s)P_s T_{max} c_{e,0} + 12(1 - k_s)P_s c_{p,0} + k_h P_s T_{max} c_{h,0} \right) \times \right. \\
& \quad \left. \times \left(\frac{1 - \left(\frac{1 + E}{1 + a_{g1}} \right)^{-T}}{\frac{E - a_{g2}}{1 + a_{g2}}} - \frac{1 - \left(\frac{1 + E}{1 + a_{g2}} \right)^{-t_n}}{\frac{E - a_{g1}}{1 + a_{g1}}} \right) \right]
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& (W_e c_{e,0} + 12P_m c_{p,0} + W_h c_{h,0}) \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} \underline{\widehat{\alpha}_e^*} = \\
& = (W_e c_{e,0} + 12P_m c_{p,0} + W_h c_{h,0}) \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} \times \\
& \quad \times \left[\frac{1 - \left(\frac{1 + E}{1 + a_{e2}} \right)^{-T}}{\frac{E - a_{e1}}{1 + a_{e1}}}, \frac{1 - \left(\frac{1 + E}{1 + a_{e1}} \right)^{-T}}{\frac{E - a_{e2}}{1 + a_{e2}}} \right] = \\
& = \left[(W_e c_{e,0} + 12P_m c_{p,0} + W_h c_{h,0}) \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} \left(\frac{1 - \left(\frac{1 + E}{1 + a_{e2}} \right)^{-T}}{\frac{E - a_{e1}}{1 + a_{e1}}} \right), \right. \\
& \quad \left. (W_e c_{e,0} + 12P_m c_{p,0} + W_h c_{h,0}) \frac{1 - (1 + E)^{-1}}{\ln(1 + E)} \left(\frac{1 - \left(\frac{1 + E}{1 + a_{e1}} \right)^{-T}}{\frac{E - a_{e2}}{1 + a_{e2}}} \right) \right]
\end{aligned}$$

**Приложение Б Результаты расчета значений коэффициента
дисконтирования ε_t**

Таблица Б.1 – Расчетные значения коэффициента дисконтирования ε_t ,

$$t = 0 \dots 29$$

| Номер года t | ε_t |
|--------------|-----------------|
| 0 | 0,933 |
| 1 | 0,812 |
| 2 | 0,706 |
| 3 | 0,614 |
| 4 | 0,534 |
| 5 | 0,464 |
| 6 | 0,403 |
| 7 | 0,351 |
| 8 | 0,305 |
| 9 | 0,265 |
| 10 | 0,231 |
| 11 | 0,201 |
| 12 | 0,174 |
| 13 | 0,152 |
| 14 | 0,132 |
| 15 | 0,115 |
| 16 | 0,100 |
| 17 | 0,087 |
| 18 | 0,075 |
| 19 | 0,066 |
| 20 | 0,057 |
| 21 | 0,050 |
| 22 | 0,043 |
| 23 | 0,037 |
| 24 | 0,033 |
| 25 | 0,028 |
| 26 | 0,025 |
| 27 | 0,021 |
| 28 | 0,019 |
| 29 | 0,016 |

Приложение В Анализ чувствительности инвестиционного проекта строительства электростанции собственных нужд на нефтеперерабатывающем заводе

Таблица В.1 – Результаты анализа чувствительности инвестиционного проекта строительства электростанции собственных нужд на нефтеперерабатывающем заводе

| Оценка влияния изменения величины капитальных затрат на основные финансовые показатели проекта | | | | | | | |
|--|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Изменение стоимости строительства, % | -30 | -20 | -10 | 0 | 10 | 20 | 30 |
| Экономический эффект F, тыс. руб. | 5 941 986,45 | 5 031 996,32 | 4 122 006,20 | 3 212 016,07 | 2 302 025,95 | 1 392 035,83 | 482 045,70 |
| Внутренняя норма доходности, % | 18,74% | 18,74% | 18,74% | 18,74% | 18,74% | 18,74% | 18,74% |
| Дисконтированный срок окупаемости, лет | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 |
| Оценка влияния изменения цены на газ на основные финансовые показатели проекта | | | | | | | |
| Изменение цены на газ, % | -30 | -20 | -10 | 0 | 10 | 20 | 30 |
| Экономический эффект F, тыс. руб. | 6 295 766,95 | 5 267 849,99 | 4 239 933,03 | 3 212 016,07 | 2 184 099,11 | 1 156 182,15 | 128 265,20 |
| Внутренняя норма доходности, % | 22,04% | 20,97% | 19,87% | 18,74% | 17,59% | 16,39% | 15,16% |
| Дисконтированный срок окупаемости, лет | 13 | 14 | 15 | 16 | 19 | 22 | 28 |
| Оценка влияния изменения цены на электроэнергию на основные финансовые показатели проекта | | | | | | | |
| Изменение цены на электроэнергию, % | -30 | -20 | -10 | 0 | 10 | 20 | 30 |
| Экономический эффект F, тыс. руб. | -2 260 713,86 | -436 470,55 | 1 387 772,76 | 3 212 016,07 | 5 036 259,38 | 6 860 502,69 | 8 684 746,01 |
| Внутренняя норма доходности, % | 12,04% | 14,45% | 16,67% | 18,74% | 20,70% | 22,58% | 24,37% |
| Дисконтированный срок окупаемости, лет | не окупается | не окупается | 21 | 16 | 14 | 12 | 11 |
| Оценка влияния изменения стоимости реализации тепловой энергии на финансовые показатели проекта | | | | | | | |
| Изменение величины тарифов на т/э, % | -30 | -20 | -10 | 0 | 10 | 20 | 30 |
| Экономический эффект F, тыс. руб. | 841 830,72 | 1 631 892,50 | 2 421 954,29 | 3 212 016,07 | 4 002 077,86 | 4 792 139,65 | 5 582 201,43 |
| Внутренняя норма доходности, % | 16,02% | 16,96% | 17,86% | 18,74% | 19,60% | 20,45% | 21,27% |
| Дисконтированный срок окупаемости, лет | 24 | 21 | 18 | 16 | 15 | 14 | 13 |