

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт управления бизнес-процессами и экономики
Кафедра «Экономика и организация предприятий энергетического
и транспортного комплексов»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Е. В. Кашина
« ____ » _____ 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

38.03.01.02.09 «Экономика предприятий и организаций (энергетика)

«Обоснование и оценка экономической эффективности реконструкции электростанции»

Пояснительная записка

Руководитель	_____	кандидат техн. наук	Ю.А. Хегай
	подпись, дата		
Выпускник	_____		А.В. Рогач
	подпись, дата		
Нормоконтролер	_____		Т.М. Руденко
	подпись, дата		

Красноярск 2018

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа по теме «Обоснование и оценка экономической эффективности реконструкции электростанции» содержит 85 страниц текстового документа, 60 использованных источников, 1 приложение.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ, ЭНЕРГЕТИКА, ИНВЕСТИЦИИ, АНАЛИЗ, ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ, ИНВЕСТИЦИОННЫЙ ПРОЕКТ, ДЕНЕЖНЫЕ ПОТОКИ.

Объектом исследования выбрана Красноярская ТЭЦ–1.

Целью бакалаврской работы является оценка экономической эффективности реконструкции Красноярской ТЭЦ–1 и анализ чувствительности проекта.

Для достижения поставленной цели решены следующие задачи:

- обзор нормативно–правового поля деятельности в энергетике;
- рассмотрение методологии оценки инвестиционных проектов
- анализ инвестиционной программы Красноярской ТЭЦ–1;
- обоснование реконструкции Красноярской ТЭЦ–1;
- оценка экономической эффективности инвестиционного проекта.

В работе проведена оценка эффективности реконструкции Красноярской ТЭЦ–1 путем оценки коммерческой эффективности проекта и оценка риска инвестиционных проектов с помощью анализа чувствительности.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	4
1 Теоретические основы обоснования экономической эффективности инвестиций в энергетике.....	6
1.1 Нормативно–правовое поле деятельности в энергетической области	6
1.2 Анализ и приоритетные направления развития энергетической отрасли России и Красноярского края	15
1.3 Методические основы анализа инвестиционных проектов в энергетике ..	25
2 Оценка существующего положения Красноярской ТЭЦ–1	37
2.1 Организационно–экономическая характеристика Красноярской ТЭЦ-1 как субъекта энергетики	37
2.2 Оценка инвестиционной программы Красноярской ТЭЦ–1	45
2.3 Обоснование реконструкции Красноярской ТЭЦ–1	55
3 Оценка экономической эффективности инвестиционного проекта	61
3.1 Оценка затрат и результатов реконструкции Красноярской ТЭЦ–1	61
3.2 Оценка показателей коммерческой эффективности проекта в целом	65
3.3 Анализ чувствительности показателей экономической эффективности ..	71
Заключение	78
Список использованных источников	80
Приложение А Движение денежных потоков	85

ВВЕДЕНИЕ

Инвестиционная деятельность на данный момент является достаточно актуальной темой для изучения и реализации. Это связано с тем, что осуществление инвестиций является важнейшим условием реализации стратегических и тактических задач развития и эффективной деятельности предприятия [1].

Так как основной целью инвестиционной деятельности является обеспечение реализации наиболее эффективных форм вложения капитала, направленных на расширение экономического потенциала предприятия, немаловажным аспектом, характеризующим проблематику инвестиционной деятельности предприятий, является адекватная оценка экономической эффективности инвестиционных проектов. При этом проблема принятия решения об инвестициях состоит в оценке плана предполагаемого развития событий с точки зрения того, насколько содержание плана и вероятные последствия его осуществления соответствуют ожидаемому результату. Практика инвестиционного анализа свидетельствует о наличии многочисленных подходов к оценке инвестиционных проектов. Множество подходов в определенной степени не позволяет судить о точности оценки посредством какого-либо метода в отдельности, что обуславливает необходимость комбинирования подходов и методов с целью наиболее адекватного анализа предполагаемого проекта инвестирования [2].

Сказанное выше позволяет сделать вывод об актуальности обозначенной темы исследования. В этой связи целью работы является обоснование и оценка экономической эффективности реконструкции электростанции.

Достижение цели исследования привело к необходимости решения следующих задач:

- оценить методические подходы к анализу инвестиционных проектов;
- изучить законодательное и нормативное поле инвестиционной деятельности в энергетике;

- проанализировать состояние энергетической отрасли;
- дать характеристику Красноярской ТЭЦ–1, как субъекта хозяйствования;
- обосновать инвестиционный проект реконструкции;
- дать оценку коммерческой эффективности проекта в целом;
- провести анализ чувствительности показателей экономической эффективности проекта реконструкции Красноярской ТЭЦ–1.

Объектом исследования является Красноярская ТЭЦ–1.

Предметом исследования выпускной квалификационной работы является экономическая эффективность инвестиционного проекта реконструкции Красноярской ТЭЦ–1.

Выпускная квалификационная работа состоит из введения, трех частей, заключения, списка использованных источников. Во введении раскрывается актуальность выбранной темы, цели и задачи работы. В теоретической части рассматриваются теоретические основы анализа финансовой эффективности инвестиционного проекта. В аналитической части проводится анализ инвестиционной политики исследуемого предприятия и дается обоснование реконструкции электростанции. В третьей части проводится анализ денежных потоков, оценка эффективности реконструкции и анализ чувствительности проекта.

Для написания выпускной квалификационной работы использованы различные источники: такие как нормативные акты, регламентирующие инвестиционную деятельность предприятий, научные литературные источники в виде учебной литературы и монографий, посвященных вопросам теории и практики проведения анализа эффективности инвестиционных проектов предприятий.

1 Теоретические основы обоснования экономической эффективности инвестиций в энергетике

1.1 Нормативно–правовое поле деятельности в энергетической отрасли

Правовая система регулирования является частью большого государственного механизма регулирования всей экономической жизни страны. Правовая система управления энергетической отрасли опирается на фундаментальные факторы [3]:

- защита прав частной собственности;
- равенство всех перед законом;
- свобода распространения информации;
- свобода перемещения капитала;
- свобода конкуренции и антимонопольная политика государства.

Основные правовые акты, регулирующие энергетическую деятельность можно разделить на несколько групп:

- международные законы и конвенции, в которых Россия принимает участие или ратифицировала для применения на своей территории (Вашингтонская конвенция);
- федеральные – обязательные для исполнения на территории страны;
- региональные – областные, республиканские;
- местные – на уровне городов и поселений.

Основополагающие принципы развития энергетики, закреплены в энергетической стратегии России на период до 2030 года (утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715–р). В числе основных механизмов, способствующих реализации энергетической стратегии – правовое обеспечение отношений в сфере топливно–энергетического комплекса, создание развитого стабильного

законодательства, учитывающего специфику функционирования предприятий ТЭК [4].

В Доктрине Энергетической безопасности Российской Федерации, закреплено, что обеспечение энергетической безопасности России является прерогативой государства и достигается в том числе, системой мер законодательного, нормативного характера [5].

Осуществление хозяйственной деятельности субъектов права регулируется общими нормами законодательства, содержащимися в гражданском, налоговом и других кодексах Российской Федерации, в ряде отраслевых законов и подзаконных актах.

Базисные основы законодательства об электроэнергетике заложены в Конституции Российской Федерации, согласно п. и ст. 71 которой федеральные энергетические системы относятся к ведению Российской Федерации [6].

В соответствии с Конституцией, органами законодательной власти, Правительством РФ, был разработан и принят целый пакет законов и подзаконных актов, регулирующих отношения в данной сфере. В Российской Федерации сегодня действует порядка 100 нормативных правовых актов органов исполнительной власти, регулирующих деятельность топливно–энергетического комплекса (примерно половина из которых, Федеральной службы по тарифам). На уровне федерального законодательства регулирование цен и тарифов осуществляется примерно 20 федеральными законами.

В качестве основных нормативно–правовых актов, регулирующих рассматриваемую отрасль и используемых правоприменителями, можно выделить следующие:

1) Гражданский кодекс Российской Федерации (II часть), регулирует взаимоотношения субъектов права в части договоров энергоснабжения (параграф 6 главы 30) [7];

2) Федеральный закон от 26.03.2003 N 35–ФЗ «Об электроэнергетике» устанавливает правовые основы экономических отношений в сфере электроэнергетики, определяет полномочия органов государственной власти на

регулирование этих отношений, основные права и обязанности субъектов электроэнергетики при осуществлении деятельности в сфере и потребителей электрической энергии [3];

3) Федеральный закон от 31.03.1999 N 69–ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации» определяет правовые, экономические и организационные основы отношений в области газоснабжения в Российской Федерации и направлен на обеспечение удовлетворения потребностей государства в стратегическом виде энергетических ресурсов [8];

4) Федеральный закон от 27.07.2010 N 190–ФЗ «О теплоснабжении» устанавливает правовые основы экономических отношений, возникающих в связи с производством, передачей, потреблением тепловой энергии, тепловой мощности, теплоносителя с использованием систем теплоснабжения, созданием, функционированием и развитием таких систем, а также определяет полномочия органов государственной власти, органов местного самоуправления поселений, городских округов по регулированию и контролю в сфере теплоснабжения, права и обязанности потребителей тепловой энергии, теплоснабжающих организаций, теплосетевых организаций [9];

5) Федеральный закон от 17.08.1995 N 147–ФЗ «О естественных монополиях» определяет правовые основы федеральной политики в отношении естественных монополий в Российской Федерации и направлен на достижение баланса интересов потребителей и субъектов естественных монополий, обеспечивающего доступность реализуемого ими товара для потребителей и эффективное функционирование субъектов естественных монополий [10].

Статья 4 ФЗ. № 147–ФЗ «О естественных монополиях» содержит следующие виды деятельности:

- услуги по передаче электрической энергии;
- услуги по передаче тепловой энергии;
- услуги по оперативно–диспетчерскому управлению в электроэнергетике.

Кроме того, ст. 8 указанного Закона содержит требование в отношении субъектов естественных монополий: предоставлять доступ на товарные рынки и производить товары (услуги) на не дискриминационных условиях согласно антимонопольному законодательству;

6) Федеральный закон от 26.07.2006 N 135–ФЗ «О защите конкуренции» определяет организационные и правовые основы защиты конкуренции в целях обеспечения единства экономического пространства, свободного перемещения товаров, свободы экономической деятельности в Российской Федерации, защита конкуренции и создание условий для эффективного функционирования товарных рынков [11];

7) Федеральный закон от 23.11.2009 N 261–ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», регулирующий отношения, по энергосбережению и повышению энергетической эффективности в целях создания правовых, экономических и организационных основ стимулирования энергосбережения и повышения энергетической эффективности [12];

8) Постановление Правительства РФ от 29.12.2011 N 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике», устанавливает основные принципы и методы регулирования цен (тарифов) в электроэнергетике [13];

9) Постановление Правительства РФ от 22.10.2012 N 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» определяет основные принципы и методы определения тарифов на тепловую энергию (мощность) и теплоноситель, тарифов на услуги по передаче тепловой энергии и теплоносителя, порядок установления регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, а также условия и порядок принятия решений об отмене и введении регулирования тарифов после их отмены [14];

10) Постановление Правительства РФ от 27.12.2010 N 1172 «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», которым устанавливаются правовые основы функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности включая регулирование отношений, связанных с оборотом электрической энергии и мощности на оптовом рынке, с 1 января 2011 г. [15];

11) Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 N 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии», которым устанавливаются правовые основы функционирования розничных рынков электрической энергии [16];

12) Приказ ФСТ России от 06.08.2004 N 20–э/2 «Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке», предназначен для расчета методом экономически обоснованных расходов уровней регулируемых тарифов и цен на розничном (потребительском) рынке электрической энергии (мощности) и тепловой энергии (мощности).

В Федеральном законе N 35–ФЗ «Об электроэнергетике» указаны структура, субъекты электроэнергетики, их права и обязанности [3].

Согласно главе 2 ст. 5 Федерального закона от 26.03.2003 N 35–ФЗ «Об электроэнергетике» технологическую основу функционирования электроэнергетики составляют единая национальная (общероссийская) электрическая сеть, территориальные распределительные сети, по которым осуществляется передача электрической энергии, и единая система оперативно–диспетчерского управления.

Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть представляет собой комплекс электрических сетей и иных объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих на праве собственности или на ином предусмотренном федеральными законами основании субъектам

электроэнергетики и обеспечивающих устойчивое снабжение электрической энергией потребителей, функционирование оптового рынка.

Согласно главе 3 ст.9 Федерального закона от 26.03.2003 N 35–ФЗ «Об электроэнергетике» организация по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью [3]:

1) Оказывает на возмездной договорной основе услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети субъектам оптового рынка, а также иным лицам, имеющим на праве собственности или на ином предусмотренном федеральными законами основании объекты электроэнергетики, технологически присоединенные в установленном порядке к единой национальной (общероссийской) электрической сети.

2) Осуществляет деятельность по развитию этой сети и строительству объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть,

3) В целях осуществления развития единой национальной (общероссийской) электрической сети разрабатывает схемы и программы развития единой национальной (общероссийской) электрической сети на долгосрочный период, утверждаемые в установленном Правительством Российской Федерации порядке.

Согласно главе 4 ст. 11 Федерального закона от 26.03.2003 N 35–ФЗ «Об электроэнергетике» система оперативно–диспетчерского управления в электроэнергетике включает в себя комплекс мер по централизованному управлению технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей в пределах Единой энергетической системы России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем, осуществляемому субъектами оперативно–диспетчерского управления, уполномоченными на осуществление указанных мер в порядке, установленном настоящим Федеральным законом.

Субъектами оперативно–диспетчерского управления в электроэнергетике являются:

– системный оператор – специализированная организация, единолично осуществляющая централизованное оперативно–диспетчерское управление в пределах Единой энергетической системы России и уполномоченная на выдачу оперативных диспетчерских команд и распоряжений, обязательных для субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, влияющих на электроэнергетический режим работы энергетической системы, в том числе потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой;

– иные субъекты оперативно–диспетчерского управления в электроэнергетике – организации, осуществляющие оперативно–диспетчерское управление в электроэнергетике.

В рамках Единой энергетической системы существует оптовый и розничный рынки электроэнергетики.

В состав субъектов оптового рынка входят участники обращения электрической энергии и (или) мощности – поставщики электрической энергии (генерирующие компании) и покупатели электрической энергии (энергосбытовые организации, крупные потребители электрической энергии, гарантирующие поставщики), получившие статус субъектов оптового рынка в порядке, установленном настоящим Федеральным законом, совет рынка, коммерческий оператор и иные организации, обеспечивающие в соответствии с правилами оптового рынка и договором о присоединении к торговой системе оптового рынка функционирование коммерческой инфраструктуры оптового рынка, организации, обеспечивающие функционирование технологической инфраструктуры оптового рынка (организация по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью, системный оператор)

Субъектами розничных рынков являются:

– потребители электрической энергии;

– поставщики электрической энергии (энергосбытовые организации, гарантирующие поставщики, производители электрической энергии, не имеющие права на участие в оптовом рынке)

– территориальные сетевые организации, осуществляющие услуги по передаче электрической энергии;

Все субъекты оптового рынка должны придерживаться следующих принципов:

– свободный недискриминационный доступ к участию в оптовом рынке всех продавцов и покупателей электрической энергии, соблюдающих установленные Правительством Российской Федерации правила оптового рынка и удовлетворяющих требованиям в отношении субъектов оптового рынка, установленным статьей 35 настоящего Федерального закона [3];

– свободное взаимодействие субъектов оптового рынка, действующих по правилам оптового рынка, утверждаемым Правительством Российской Федерации;

– свобода выбора субъектами оптового рынка порядка купли–продажи электрической энергии посредством формирования рыночных цен и отбора ценовых заявок покупателей и ценовых заявок продавцов по фактору минимальных цен на электрическую энергию, складывающихся в отдельных ценовых зонах оптового рынка, в соответствии с правилами оптового рынка или посредством заключения двусторонних договоров купли–продажи электрической энергии;

– учет особенностей участия в оптовом рынке отдельных субъектов, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности и (или) производящих электрическую энергию на тепловых, атомных или гидравлических электростанциях;

– взаимодействие субъектов оптового рынка на основе безусловного соблюдения договорных обязательств и финансовой дисциплины;

– обязательность приобретения мощности субъектами оптового рынка в порядке и в случаях, которые установлены Правительством Российской Федерации;

– отсутствие дискриминации в правилах оптового рынка в отношении субъектов оптового рынка, владеющих существующими или новыми объектами электроэнергетики.

Вышеперечисленный список не является исчерпывающим, а скорее является основным, базовым перечнем Федеральных законов, постановлений, приказов и подзаконных актов.

Указом Президента от 12.05.2008 г. № 724 образовано Министерство энергетики РФ (Минэнерго России), унаследовавшее полномочия и штаты упраздненного Федерального агентства по энергетике [17].

Минэнерго России является федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно–правовому регулированию в сфере топливно–энергетического комплекса, в том числе по вопросам электроэнергетики, нефтедобывающей, нефтеперерабатывающей, газовой, угольной, сланцевой и торфяной промышленности, магистральных трубопроводов нефти, газа и продуктов их переработки, возобновляемых источников энергии, освоения месторождений углеводородов на основе соглашений о разделе продукции, и в сфере нефтехимической промышленности, а также функции по оказанию государственных услуг, управлению государственным имуществом в сфере производства и использования топливно–энергетических ресурсов.

Второй, не менее важный, государственный орган исполнительной власти – Федеральная антимонопольная служба (ФАС России).

Указом Президента РФ №373 от 21 июля 2015 года ФАС России переданы функции в сфере тарифного регулирования [18].

Тарифное регулирование в сфере электроэнергетики осуществляет Управление регулирования электроэнергетики ФАС России. ФАС является уполномоченным федеральным органом исполнительной власти,

осуществляющим функции по принятию нормативных правовых актов, контролю и надзору за соблюдением законодательства в сфере конкуренции на товарных рынках, защиты конкуренции на рынке финансовых услуг, деятельности субъектов естественных монополий и рекламы. Управление проводит мониторинг, сбор и анализ информации об утвержденных тарифах в этой сфере. Принимает меры по устранению нарушений и приведения тарифных решений в соответствии с законодательством.

1.2 Анализ и приоритетные направления развития энергетической отрасли России и Красноярского края

Россия является четвертым энергетическим рынком в мире по объему производства и потребления электроэнергии после Китая, США и Индии. В 2016 году выработка электроэнергии в РФ составила 1049 млрд кВт·ч, за девять месяцев 2017 года – 769 млрд кВт·ч.

По объему установленных мощностей Россия занимает пятое место, уступая кроме вышеназванных стран также Японии. По состоянию на конец третьего квартала 2017 года объем установленных мощностей в электроэнергетике России достиг 240 ГВт [19].

Россия является нетто–экспортером электроэнергии и мощности. В 2016 году производство электроэнергии превысило потребление на 21,6 млрд. кВт·ч. Основными странами–импортерами российской электроэнергии являлись Финляндия (26% в структуре экспорта электроэнергии в натуральном выражении), Китай (15,3%), Беларусь (12,5%), Украина (12,5%) и Литва (10,3%).

Электроэнергетика относится к базовым отраслям и имеет важнейшее межотраслевое значение, поскольку уровень и качество энергоснабжения определяют условия производственной деятельности и бытового обслуживания населения. Электроэнергетика входит в десятку отраслей с наибольшим

вкладом в ВВП России. По данным Росстата, в 2016 году на ее долю пришлось 2,6% ВВП России [20].

Согласно Федеральному закону от 26.03.2003 N 35–ФЗ «Об электроэнергетике» в России действует схема функционирования электроэнергетической отрасли, в которой представлены следующие основные сегменты: генерация, передача и распределение, сбыт электроэнергии и ее непосредственное потребление (таблица 1.1) [3].

Таблица 1.1 – Структура электроэнергетической отрасли

Генерация	Передача и распределение	Сбыт	Потребление
Конкурентный сегмент	Регулируемый сегмент	Конкурентно–регулируемый сегмент	–
Тепловые электростанции Атомные электростанции Гидроэлектростанции Возобновляемые источники энергии	Федеральная сетевая компания Межрегиональные распределительные сетевые компании Региональные распределительные сети	Гарантирующие поставщики Независимые энергосбытовые компании	Промышленные компании Инфраструктурные объекты Население

Генерирующие компании поставляют выработанную электроэнергию в сеть или напрямую крупным промышленным предприятиям.

К основным задачам сетевых компаний относятся передача электроэнергии и технологическое присоединение новых потребителей. При этом сетевая компания является естественной монополией, и ее деятельность регулируется государством, что подразумевает не только установление тарифов на передачу электроэнергии, но и предоставление потребителям равноправного, недискриминационного доступа к услугам сетей [21].

Сбытовые компании приобретают электроэнергию у сетевых компаний и в дальнейшем осуществляют ее реализацию конечным потребителям, в том числе населению.

Российская энергетическая система функционирует на основе взаимодействия технологической и коммерческой инфраструктуры,

находящейся под государственным контролем, с одной стороны, и организаций, конкурирующих между собой в процессе производства и сбыта электроэнергии, — с другой, схема регулирования приведена в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Схема регулирования рынка электроэнергетики

Инфраструктура	Участники
Регуляторная	Министерство энергетики РФ
	Федеральная антимонопольная служба РФ (ФАС России)
	Ростехнадзор
Коммерческая	АО «Администратор торговой системы» АТС
	Ассоциация «НП Совет рынка»
	АО «Центр финансовых расчетов» ЦФР
Технологическая	АО «Системный оператор единой энергетической системы» (СО ЕЭС)

Рынок электроэнергии и мощности в России представляет собой двухуровневую систему: оптовый и розничный рынки.

Участниками оптового рынка являются генерирующие компании, выступающие в качестве продавцов электроэнергии и мощности, а также покупатели — крупные промышленные предприятия, сбытовые компании и гарантирующие поставщики [22].

На розничном рынке продавцами являются сбытовые компании и гарантирующие поставщики, компании малой генерации и ВИЭ с установленной мощностью менее 25 МВт. К покупателям относится население, а также приравненные к нему категории потребителей и небольшие предприятия.

Помимо типа продукта, типа рынка и категории потребителя механизм работы и ценообразование на рынке электроэнергии и мощности зависят от региона. Территория России разделена на несколько ценовых зон, которые приведены на рисунке 1.1.

Оптовый рынок электроэнергии и мощности функционирует на территории регионов, которые объединены в ценовые зоны и различаются по механизму формирования цен на электроэнергию и мощность, а также по структуре установленной мощности и топливному балансу:

- в первую ценовую зону входят территории европейской части России и Урала;

- во вторую ценовую зону входит Сибирь;

- в неценовых зонах и изолированных энергосистемах (Архангельская и Калининградская области, Республика Коми, регионы Дальнего Востока), где по технологическим причинам организация рыночных отношений в электроэнергетике пока невозможна, реализация электроэнергии и мощности осуществляется по особым правилам и по регулируемым ценам (тарифам) [23].

В первой ценовой зоне преобладают тепловые электростанции, работающие на природном газе, а также атомные электростанции, во второй — гидроэлектростанции, а также тепловые электростанции, работающие на угле. Это приводит к существенной разнице в стоимости производства 1 кВтч. Как следствие, конечные цены в двух ценовых зонах сильно различаются.

Ценообразование на розничных рынках электроэнергии зависит от тарифной группы потребителя:

- население и приравненные к нему группы потребителей приобретают электроэнергию по регулируемым государством тарифам;

- для прочих потребителей логика ценообразования зависит от того, в ценовой или неценовой зоне оптового рынка расположены энергопринимающие устройства потребителя.



Рисунок 1.1 – Ценовые зоны

На сегодняшний день стратегическое управление отраслью осуществляется на основе Энергетической стратегии России на период до 2030 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715–р, которая направлена на максимально эффективное использование природных энергетических ресурсов и потенциала энергетического сектора для устойчивого роста экономики, повышения качества жизни населения страны и содействия укреплению ее внешнеэкономических позиций [24].

На основе Энергетической стратегии России в Сибирском федеральном округе к 2030 году производство первичных источников энергии увеличится в 3,2 – 3,9 раза к уровню 2008 года, а объемы их потребления – в 1,4 – 1,6 раза. В результате обеспеченность региона собственными первичными энергоресурсами повысится с 42 процентов в 2008 году до 99 – 100 процентов к 2030 году. Также возрастут их поставки в другие регионы страны и на экспорт.

На первом этапе реализации Стратегии в Сибирском федеральном округе возрастут объемы добычи угля в Канско–Ачинском угольном бассейне при их

стабилизации в Кузнецком угольном бассейне. Продолжится строительство нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан. Будут развернуты работы по газификации промышленности и жилищно–коммунального хозяйства региона. В изолированных промышленных узлах получит развитие производство тепла и электроэнергии на базе возобновляемых источников энергии.

На втором этапе реализации Стратегии получит дальнейшее развитие гидроэнергетика и угольная электрогенерация с использованием современных инновационных технологий сжигания твердого топлива. Крупные гидроэлектростанции станут основой для формирования территориальных энергопромышленных комплексов в регионе. Будет активно осваиваться сырьевая база атомной энергетики на базе урановых месторождений в Забайкальском крае и Республике Бурятия. Получит дальнейшее развитие угольная промышленность, в том числе за счет освоения новых месторождений в Республике Тыва и Забайкальском крае. Будут увеличены поставки угля в европейские регионы России, для чего потребуются расширение пропускной способности железных дорог в западном направлении. Расширится использование возобновляемых источников энергии в удаленных и изолированных районах Сибирского федерального округа. Продолжится газификация региона [25].

На третьем этапе реализации Стратегии завершится газификация региона. Будет завершено строительство межрегиональных магистральных электрических связей для транспортировки электроэнергии в европейскую часть России.

К 2030 году регион будет устойчиво занимать первое место в России по добыче коксующегося и энергетического угля, второе место по добыче нефти и газа, одно из ведущих мест в российской нефтехимии, а также будет играть лидирующую роль в поставках гелия на российский и мировой рынки.

Благодаря развитию энерготранспортной инфраструктуры и использованию возобновляемых источников энергии будет не только обеспечена энергетическая безопасность всех районов Сибирского

федерального округа, но и организованы стабильные поставки энергоресурсов в энергодефицитные районы страны и на экспорт. Основные инвестиционные проекты приведены в таблице 1.3 [25].

Таблица 1.3 - Основные инвестиционные проекты Стратегии

Проекты	Ожидаемые результаты
<p>Развитие ТЭК предусматривает создание новых генерирующих мощностей на базе энергетических углей и гидроресурсов края.</p> <p>С целью переработки бурых углей Канско–Ачинского бассейна предусматривается создание перерабатывающих предприятий по производству буроугольного полукокса и брикетированных продуктов, а также углехимических предприятий по производству жидкого моторного, котельного топлива, искусственного горючего газа.</p> <p>В западной части Таймырского Долгано–Ненецкого района предусматривается освоение Сырадасайского месторождения коксующихся углей с созданием коксохимического производства.</p> <p>В секторе атомной энергетики продолжится реализация проектов по переработке отработанного ядерного топлива и созданию МОКС – топлива для использования в атомных реакторах.</p>	<p>Увеличение к 2030 году производства электроэнергии в 1,5 раза до 95 млрд кВт·ч в год.</p> <p>Обеспечение стабильного вклада в общероссийское производство электроэнергии на уровне 5–6%</p>

В проекте Стратегии социально–экономического развития Красноярского края до 2030 года от 23.06.2016 указаны следующие направления развития топливно–энергетического комплекса.

Высокие запасы энергоресурсов и избыточная мощность красноярской энергосистемы позволяют осуществлять развитие топливно–энергетического комплекса (ТЭК) края по двум направлениям – как по пути обеспечения растущих внутренних потребностей края в электроэнергии, в первую очередь в цветной металлургии, нефтегазовом и лесопромышленном комплексах, так и по пути осуществления поставок избыточной электроэнергии на оптовый рынок

для сокращения сложившегося дефицита электроэнергии в Сибири, на Урале и в Европейской части России.

Основной рост мощностей генерации будет происходить за счет традиционных для края источников: энергетических углей и гидроресурсов. При этом негативное влияние угольной генерации на окружающую среду предусматривается минимизировать путем внедрения новых инновационных технологий сжигания угля.

Увеличение энергетических мощностей края позволит к 2030 году производить почти 100 млрд кВт·ч электроэнергии в год, что в 1,5 раза превосходит имеющийся уровень производства. На протяжении всего предстоящего периода край будет сохранять свои лидирующие позиции в энергетическом комплексе страны, обеспечивая производство 5–6% от российской электроэнергии [25].

Расширение производства и сбыта электроэнергии будет сопровождаться развитием электросетевой инфраструктуры: строительством магистральных линий, сетей высокого напряжения и узловых подстанций для транспорта произведенной в крае электроэнергии на дальние расстояния, а также строительством и модернизацией энергетической инфраструктуры для ликвидации сетевых ограничений и поставки электроэнергии в любой существующий и формируемый на территории края центр энергопотребления.

Наряду с развитием традиционных подотраслей ТЭКа в районах добычи углеводородного сырья (Северо–Западный и Приангарский нефтегазовые центры) будет развиваться использование для нужд энергетики попутного нефтяного газа и нефти.

В секторе атомной энергетики края продолжится внедрение проектов по переработке отработанного ядерного топлива и созданию МОКС – топлива для сжигания в атомных реакторах.

В целях повышения эффективности локальных энергосистем, прежде всего в удаленных районах края, получит развитие использование

альтернативных источников энергии (ветроэнергетических установок, малых гидростанций и пр.).

Развитие угольной отрасли будет осуществляться не только по пути увеличения объемов добычи угля для нужд энергетики, но и по пути обеспечения рационального и эффективного использования угольных ресурсов в результате внедрения технологий по глубокой переработке бурых углей Канско–Ачинского бассейна угля и развития углехимии, в частности новой для региона отрасли коксохимии, производящей на базе коксующихся углей Западно–Таймырского угленосного района кокс для нужд отечественных и зарубежных горно–металлургических предприятий [24].

Учитывая экспансию зарубежного производства на российском рынке, оборудование для топливно–энергетического комплекса, будет осуществляться, особенно на первом этапе реализации настоящей Стратегии, политика защиты отечественных производителей способом таможенно–тарифного регулирования.

Одним из важнейших направлений совершенствования методов сотрудничества промышленности и топливно–энергетического комплекса является обеспечение на долгосрочной основе поставки машиностроительных и металлургических изделий высокой степени комплектности и заводской готовности. Реализация этого направления необходима для сокращения объемов строительно–монтажных работ в целях обеспечения прогнозируемого ввода в действие новых и реконструируемых мощностей и других основных производственных фондов, размеры которого возрастают во всех отраслях топливно–энергетического комплекса. Необходима также организация системы качественного сервисного обслуживания оборудования его производителями в течение всего срока эксплуатации.

Необходимо создание и развитие современной информационной среды взаимодействия между предприятиями топливно–энергетического комплекса и промышленности (специализированные базы данных, информационно–аналитические и справочные системы, интернет–порталы, электронные

торговые площадки и др.). Целесообразно применение современных информационных технологий как инструмента организации и поддержки всех участников процесса создания, производства и использования оборудования и материалов для топливно–энергетического комплекса, позволяющих повысить эффективность их деятельности за счет ускорения процессов исследования и разработки изделий, сокращения издержек в процессах производства и эксплуатации оборудования, а также повышения уровня его технического обслуживания [25].

Одной из важных задач является решение проблемы импортозамещения (производства импортозамещающей продукции и запчастей для импортной техники). Потребность отраслей топливно–энергетического комплекса к 2030 году в основном должна удовлетворяться за счет отечественного оборудования. Доля зарубежных машин в объеме закупаемого оборудования составит на конец первого этапа реализации настоящей Стратегии не более 12 процентов, второго этапа – не более 8 процентов, а к 2030 году она уменьшится до 3 – 5 процентов. При этом прогнозируется, что российская промышленность освоит до 95 – 98 процентов номенклатуры изделий для топливно–энергетического комплекса.

С целью удовлетворения перспективного спроса на топливо и энергию объемы инвестиций и строительно–монтажных работ должны существенно возрасти в целом по топливно–энергетическому комплексу и по всем его отраслям. По оценке специалистов, объемы годовых строительно–монтажных работ могут увеличиться по топливно–энергетическому комплексу к 2030 году в 2 – 2,5 раза. Это потребует увеличения мощностей стройиндустрии и строительно–монтажных организаций. Для ускорения работ и сокращения трудозатрат непосредственно на строительных площадках необходимо повысить заводскую готовность изделий стройиндустрии, а также производительность средств механизации работ.

В целом в Красноярском крае отрасль электроэнергетики продолжает развиваться: растет потребление электроэнергии, происходит постепенное

увеличение и обновление установленной мощности генерирующих компаний, а также повышение их рентабельности.

В соответствии с нормативными актами и практикой осуществления инвестиционной деятельности проводят оценку эффективности предлагаемого к осуществлению проекта.

1.3 Методические основы анализа инвестиционных проектов в энергетике

На сегодняшний день, эффективность всех промышленных сфер деятельности, в том числе и энергетики, зависит от эффективного вложения инвестиций с целью преумножить их, и как следствие, получить помимо экономического эффекта, еще и социальный. То есть, создать какое-то благо для общества, а так же увеличить рыночную стоимость компании.

Сущность анализа инвестиционных проектов заключается в обосновании целесообразности, объема и сроков осуществления капитальных вложений.

В российской практике для анализа и оценки эффективности инвестиционных проектов применяются «Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов вторая редакция от 21 июня 1999 г.». Методические рекомендации содержат описание корректных (непротиворечивых и отражающих правила рационального экономического поведения хозяйствующих субъектов) методов расчета эффективности инвестиционных проектов (ИП) [26]. Также разработаны и используются отраслевые методические указания, учитывающие особенности энергетики «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике (с типовыми примерами)», «Методические рекомендации по оценке эффективности и

разработке инвестиционных проектов и бизнес–планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО (с типовыми примерами)» [27].

В основу оценок эффективности ИП положены следующие основные принципы, применимые к любым типам проектов независимо от их технических, технологических, финансовых, отраслевых или региональных особенностей:

- рассмотрение проекта на протяжении всего его жизненного цикла (расчетного периода) – от проведения прединвестиционных исследований до прекращения проекта;

- моделирование денежных потоков, включающих все связанные с осуществлением проекта денежные поступления и расходы за расчетный период с учетом возможности использования различных валют;

- сопоставимость условий сравнения различных проектов (вариантов проекта);

- принцип положительности и максимума эффекта (для того чтобы ИП, с точки зрения инвестора, был признан эффективным, необходимо, чтобы эффект реализации порождающего его проекта был положительным; при сравнении альтернативных ИП предпочтение должно отдаваться проекту с наибольшим значением эффекта);

- учет фактора времени (при оценке эффективности проекта должны учитываться различные аспекты фактора времени, в том числе динамичность (изменение во времени) параметров проекта и его экономического окружения; разрывы во времени (лаги) между производством продукции или поступлением ресурсов и их оплатой; неравноценность разновременных затрат и/или результатов (предпочтительность более ранних результатов и более поздних затрат));

- учет только предстоящих затрат и поступлений (при расчетах показателей эффективности должны учитываться только предстоящие в ходе осуществления проекта затраты и поступления, включая затраты, связанные с

привлечением ранее созданных производственных фондов, а также предстоящие потери, непосредственно вызванные осуществлением проекта).

Все методы оценки эффективности инвестиционных проектов можно условно разделить на две группы: статические и динамические (таблица 1.4). Это деление носит условный характер, поскольку результаты применения статических методов оценки дополняют динамические оценки, а оценка экономической эффективности инвестиционного проекта включает обе группы методов. Статические методы оценки эффективности не учитывают фактор времени в стоимости денег, а динамические методы подвергают все денежные потоки в процессе инвестирования дисконтированию по неким критериям, определяемым разработчиками проектного инвестирования [28].

Таблица 1.4 – Методы оценки экономической эффективности

Методы или критерии	Статические	Динамические
Абсолютные	Суммарный доход (прибыль) Чистые денежные поступления Максимальный денежный отток	Чистая текущая стоимость (ЧДД) (NPV) Годовой эквивалент (аннуитет)
Относительные	Рентабельность инвестиций (ROI) (ARR)	Индекс доходности дисконтированных инвестиций (ИДД) (DPI) Внутренняя норма доходности (ВНД) (IRR) Модифицированная внутренняя норма доходности (MIRR)
Временные	Период возврата (срок окупаемости) проекта (PP, DPP)	

Методические рекомендации содержат систему показателей, критериев и методов оценки эффективности инвестиционных проектов в процессе их разработки и реализации, применяемых на различных уровнях управления. Более подробно рассмотрим следующие показатели:

- чистый приведенный доход – NPV (Net Present Value);
- дисконтированный индекс доходности – DPI (Discounted Profitability Index);
- внутренняя норма доходности – IRR (Internal Rate of Return);
- период окупаемости – PP (Payback Period);
- дисконтированный период окупаемости – DPP (Discounted Playback Period).

NPV (от английского Net Present Value) – чистая приведенная (текущая) стоимость. Этот показатель характеризует изменение потоков денежных средств. Его рассчитывают как разность между всеми поступившими инвестициями и затратами на внедрение проекта (текущие расходы, погашение кредитов и т.д.) с учетом принятой ставки дисконтирования. Другими словами, при положительном значении данного показателя инвесторы могут надеяться на то, что генерируемые основной деятельностью проекта денежные потоки покроют все затраты и принесут ожидаемую прибыль на уровне не ниже ставки дисконтирования [29].

NPV относится к тем показателям, которые можно рассчитать быстро, сразу же после поступления инвестиционного предложения. Он дает в результате абсолютную величину, опираясь на которую, можно выбрать из нескольких предложений наиболее привлекательное. Для вычисления текущей стоимости применяют такую формулу:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} - CF_0, \quad (1.1)$$

где CF_t – поток денег за отрезок времени t , тыс.руб.;

r – величина барьерной ставки, %;

CF_0 – стартовый денежный поток, в основном он равен размеру инвестиционного капитала, тыс.руб.

Чистый денежный поток, как правило, определяется по каждому направлению деятельности (инвестиционная, операционная, финансовая) отдельно [30].

Инвестиции с положительным значением чистой текущей стоимости NPV суммируются с существовавшей стоимостью производственного капитала. В случае, когда NPV имеет отрицательное значение, стоимость производственного капитала уменьшается на эту величину.

Первоначальные инвестиции или чистые денежные оттоки I_0 складываются из расходов на приобретение и установку основных фондов, увеличение оборотных средств, налоги, кредиты и пр [28].

Показатель дисконтируемого срока окупаемости определяет период времени, в течение которого сумма текущей стоимости чистых денежных достигнет уровня первоначальных инвестиций [14]:

$$DPP = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t} > I_0 \quad (1.2)$$

Методика расчета дисконтированного периода окупаемости такова: приблизительно оценивается минимальный срок окупаемости инвестиций на основе данных о сумме ожидаемых денежных потоков за период. Выявляется год (месяц, квартал), когда сумма поступлений по проекту впервые превысит сумму первоначальных затрат. Целая часть дисконтированного срока окупаемости проекта равна этому периоду за минусом единицы. Дробная часть отношения накопленного за период дохода к первоначальным инвестициям показывает часть года (квартала, месяца), которая будет затрачена в следующем периоде до покрытия инвестиций [26].

Инвестиционный проект целесообразен, если, при прочих равных условиях, время погашения первоначальных инвестиций не превышает установленного для проекта срока окупаемости.

IRR (от английского Internal Rate of Return) – это внутренняя норма прибыли (доходности). Она представляет собой максимально допустимую стоимость вложений, то есть такую норму дисконта, при которой показатель NPV равняется нулю (затраты на инициативу и доходы от нее равны) [31].

Как таковой, отдельной формулы расчета IRR не существует, она находится путем изменения формулы чистой приведенной стоимости:

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+IRR)^t} - CF_0, \quad (1.3)$$

где CF_t – поток денег за отрезок времени t , тыс. руб.;

IRR – норма прибыли внутренняя, %;

CF_0 – стартовый денежный поток, в основном он равен размеру инвестиционного капитала, тыс. руб.

DPI, дисконтированный индекс доходности вычисляется делением всех дисконтированных по времени доходов от инвестиций на все дисконтированные вложения в проект. Формула для вычисления показателя:

$$DPI = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+r)^t}}, \quad (1.4)$$

где CF_t – поток денежных поступлений от инвестиционного проекта в период t , тыс. руб.;

I_t – затраты в инвестиционный проект в период t , тыс. руб.;

r – ставка дисконтирования, %;

n – сумма количества периодов.

PP, период окупаемости показывает время в течение которого доходы от вложений в инвестиционный проект сравниваются с затратами в него.

Используется с показателями NPV и IRR для оценки эффективности инвестиционных проектов.

Рассчитывается по формуле:

$$T_{ok} = n, \text{ при котором } \sum_{t=1}^n CF_t > I_0, \quad (1.5)$$

где T_{ok} – срок окупаемости затрат в проект (инвестиций), год;

CF_t – поток денежных поступлений от инвестиционного проекта в период t, тыс. руб.;

I_0 – первоначальные затраты, тыс. руб.;

n – сумма количества периодов.

Экономическая эффективность ИП оценивается по двум направлениям (рисунок 1.2) [32]:

1) эффективность проекта в целом – обычно оценивается с общественной (социально–экономической) и коммерческой позиции. Оба эти вида эффективности рассматриваются с точки зрения единственного участника, реализующего проект за счет собственных средств.

Оценивается для решения двух задач:

– определение потенциальной привлекательности проекта для участников;

– поиск источников финансирования.

2) эффективность участия в проекте – оценивается с позиции каждого участника, им может быть предприятие, реализующее проект, его акционеры, банки, лизинговые компании, бюджетные структуры.

Эффективность оценивается для каждого участника в отдельности. Включает эффективность участия предприятия в проекте, инвестирования в акции предприятий, эффективность участия более высокого уровня – региональная, общенациональная эффективность.

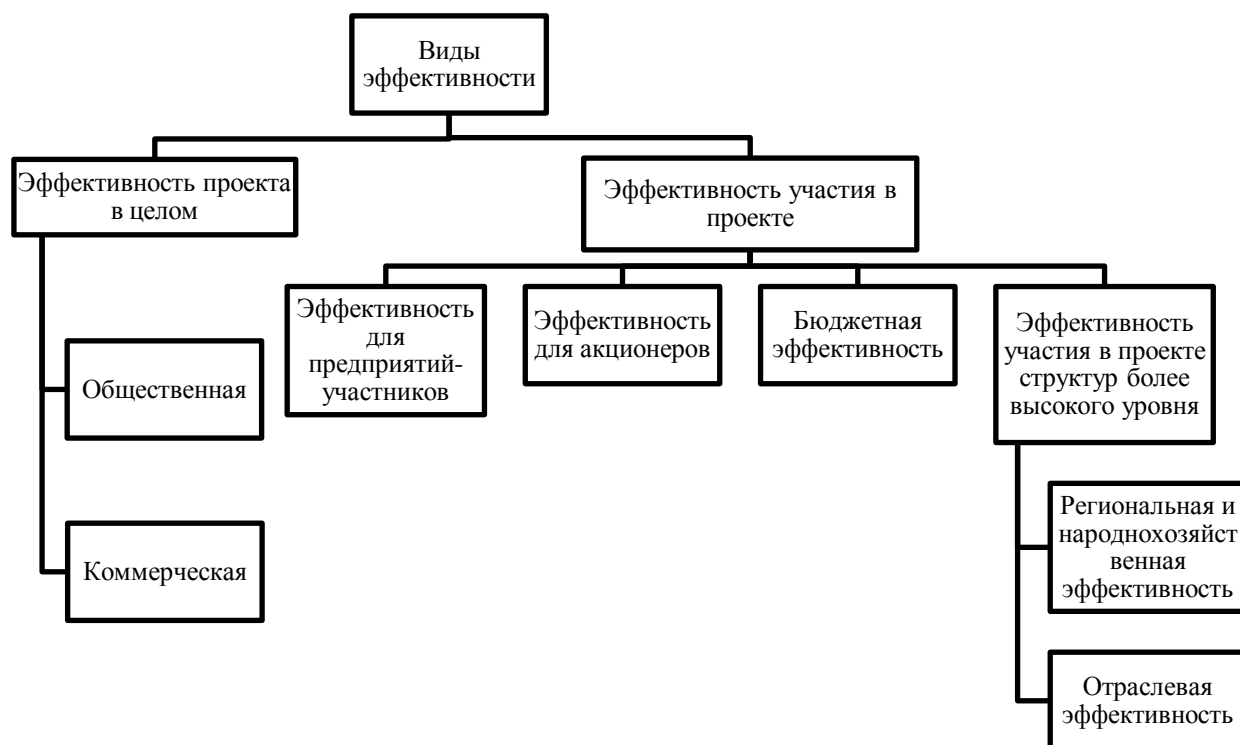


Рисунок 1.2 – Виды эффективности

На первом этапе оценки эффективности определяют [33]:

1) показатели общественной эффективности учитывают социально-экономические последствия осуществления инвестиционного проекта для общества в целом, в том числе как непосредственные результаты и затраты проекта, так и "внешние": затраты и результаты в смежных секторах экономики, экологические, социальные и иные внешнеэкономические эффекты.

2) показатели коммерческой эффективности проекта учитывают финансовые последствия его осуществления для участника, реализующего инвестиционный проект, в предположении, что он производит все необходимые для реализации проекта затраты и пользуется всеми его результатами.

На втором этапе оценки эффективности определяют:

1) эффективность проекта с точки зрения предприятий–участников проекта характеризуется показателями эффективности их участия в проекте. При расчетах показателей эффективности участия предприятия в проекте принимается, что возможности использования денежных средств не зависят от того, что эти средства собой представляют (собственные, заемные, прибыль и т.д.). В этих расчетах учитываются денежные потоки от всех видов деятельности (инвестиционной, операционной и финансовой) и используется схема финансирования проекта. Заемные средства считаются денежными притоками, платежи по займам – оттоками.

2) оценка показателей эффективности для акционеров производится на основании индивидуальных денежных потоков для каждого типа акций (обыкновенные, привилегированные). Расчеты этих потоков носят ориентировочный характер, поскольку на стадии разработки проекта дивидендная политика неизвестна.

3) показатели региональной эффективности отражают финансовую эффективность проекта с точки зрения соответствующего региона с учетом влияния реализации проекта на предприятия региона, социальную и экологическую обстановку в регионе, доходы и расходы регионального бюджета. В случае, когда в качестве региона рассматривается страна в целом, эти показатели именуется также показателями народнохозяйственной эффективности.

4) отраслевая эффективность оценивается аналогично эффективности участия предприятий в проекте. Однако при этом:

- учитывается влияние реализации проекта на деятельность других предприятий данной отрасли;
- в состав затрат предприятий–участников не включаются отчисления и дивиденды, выплачиваемые ими в отраслевые фонды;
- исключаются взаиморасчеты между входящими в отрасль предприятиями–участниками;

– не учитываются проценты за кредит, предоставляемые отраслевыми фондами предприятиям–участникам проекта.

В процессе оценки эффективности и привлекательности проектов нового строительства, технического перевооружения и реконструкции энергетических объектов необходимо корректно учитывать общую целевую структуру отрасли, организационные формы энергетических компаний и сценарии развития внешнего окружения проекта, уметь прогнозировать в складывающихся условиях (в период и после реструктуризации) возможные объемы поставок произведенной конечной продукции и услуг, а также темпы роста цен и тарифов на них на основе прогнозов развития разных энергетических бизнесов и конкурентной внешней среды. Для этого необходимо иметь представление об организационных аспектах деятельности энергокомпаний в современных условиях [34].

Учитывая две функции энергообъектов (производственно–распределительную и резервирующую), потребителям устанавливается двухставочный тариф, включающий абонентную плату, отображающую постоянные издержки производства, и тариф на энергию, характеризующий переменные издержки эксплуатации. Вследствие этого, при исследовании эффективности инвестиционных проектов, необходимо пользоваться или двухставочным тарифом у потребителей, или обобщенным одноставочным тарифом, но обязательно учитывающим как производственно–распределительную, так и резервирующую функции энергообъектов [35].

Для оценки финансовой реализуемости проекта необходимо проанализировать сальдо денежных потоков проекта, т.е. рассчитать разницу между притоком и оттоком денежных средств проекта. Его неотрицательность в течение всего жизненного цикла проекта является обязательным условием для его осуществления. Отрицательное сальдо между притоком и оттоком денежных средств в каком–либо периоде реализации проекта (рассчитанное нарастающим итогом) свидетельствует о недостатке денежных средств и

требует соответствующей корректировки финансовой деятельности и, соответственно, схемы финансирования проекта.

В анализе рисков и чувствительности проекта необходимо определить, насколько сильно изменится эффективность проекта при определенном изменении одного из исходных параметров проекта. Чем сильнее эта зависимость, тем выше риск реализации проекта. Иначе говоря, незначительное отклонение от первоначального замысла окажет серьезное влияние на успех всего проекта [36].

Под общеэкономическим риском понимаются риски возникновения высокой инфляции, изменения процентной ставки в ЦБ страны, колебания курса валют – практически все, что мы наблюдаем у нас в стране. Эти риски очень важны, если привлекается зарубежный инвестор или проект ориентирован на импортное оборудование. Эти риски серьезно снижают привлекательность страны для зарубежных инвесторов, а внутренние инвесторы стремятся инвестировать свои капиталы за рубежом в стабильную экономику со спокойной экономической ситуацией в стране.

Отраслевой риск определяется положением отрасли в экономике страны, ее динамикой развития, стоимостью сырья и основных видов продукции. Подбирается группа показателей, характеризующих отрасль, и прослеживается динамика изменения их в ближайшем прошлом. Далее на основе экстраполяции делается прогноз сохранения этих показателей в допустимых рамках для инвестирования [37].

Оценка корпоративных рисков базируется на анализе предприятия в экономическом окружении, т.е. на рынке. Анализу подвергаются показатели положения предприятия на рынке, его доля в производстве профильной продукции, экономические показатели, оценивается влияние инвестиционного проекта на основные показатели предприятия и проводится анализ чувствительности с помощью финансового моделирования. Выделяется группа показателей, важнейших для предприятия, и моделируются ситуации с их изменениями до критического уровня, при котором наблюдается падение

прибыли корпорации или приведенной чистой стоимости. Так определяется вероятность отклонений от заданной величины доходности инвестиций по каждому параметру, затем вероятности суммируются, и определяется степень риска получения негативного результата от реализации проекта в целом [38].

При оценке чувствительности проектов энергообъектов в качестве факторов, отражающих изменение внешних условий реализации и способных оказать наиболее существенное влияние на эффективность проекта, как правило, рассматриваются:

- инвестиционные затраты;
- тарифы на электро– и теплоэнергию;
- стоимость топлива.

Проект считается устойчивым и эффективным, если во всех рассмотренных ситуациях интересы участников соблюдаются, а возможные неблагоприятные последствия устраняются за счет созданных запасов и резервов или возмещаются страховыми выплатами.

Эффективность инвестиционного проекта – категория, отражающая соответствие ИП целям и интересам его участников [40].

В рамках выпускной квалификационной работы оценивалась коммерческая эффективность проекта в целом, а анализ риска проводился методом анализа чувствительности показателей экономической эффективности проекта к изменению основных факторов.

2 Оценка существующего положения Красноярской ТЭЦ–1 в энергетике

2.1 Организационно–экономическая характеристика Красноярской ТЭЦ–1 как субъекта энергетики

Сибирская генерирующая компания – единый комплекс производства, транспортировки, сбыта тепловой и электрической энергии. Рассмотрим ниже структуру и предприятия входящие в СГК.

Основу СГК составили энергетические объекты, ранее входившие в «Кузбассэнерго» и «Енисейскую ТГК». До 2009 года они работали в составе Сибирской угольной энергетической компании (СУЭК). Выделение и организация отдельного предприятия, завершённое в 2012 году, было связано со стремлением модернизировать производство, адаптировать его к новым требованиям, а также реализовать новые возможности, открывавшиеся перед отраслью.

В 2013 году в составе компании были организованы четыре филиала (таблица 2.1):

- Абаканский (Республика Хакасия, Республика Тува, часть Красноярского края);
- Барнаульский (Алтайский край);
- Кузбасский (Кемеровская область);
- Красноярский (Красноярский край).

Разделение филиалов практически совпало с административными границами соответствующих субъектов федерации. Данное решение призвано улучшить взаимодействие с региональными и муниципальными властями, обеспечить более гибкое управление на местах. В компании внедряется принцип разумного сочетания координирующей роли центральной управляющей компании и самостоятельности на местах. Руководители

филиалов, отдельных предприятий получили больше возможностей для решения стратегических задач с учетом региональных особенностей [41].

Менее чем за пять лет Сибирская генерирующая компания превратилась в один из ведущих энергохолдингов России. Компания обеспечивает надежное теплоснабжение, участвует в рынке электрической энергии, активно развивает инфраструктуру городов присутствия. Главным конкурентным преимуществом компании остается использование местных энергетических углей, добываемых предприятиями СУЭК. Именно этот фактор позволяет станциям производить самое дешевое тепло в стране (данные тарифов с коллекторов на вторую половину 2015 года). Перспектива дальнейшего развития связана с завершением реформы в энергетике, прежде всего в сфере теплоснабжения на рисунке 2.1 представлена структура потребителей тепла СГК.

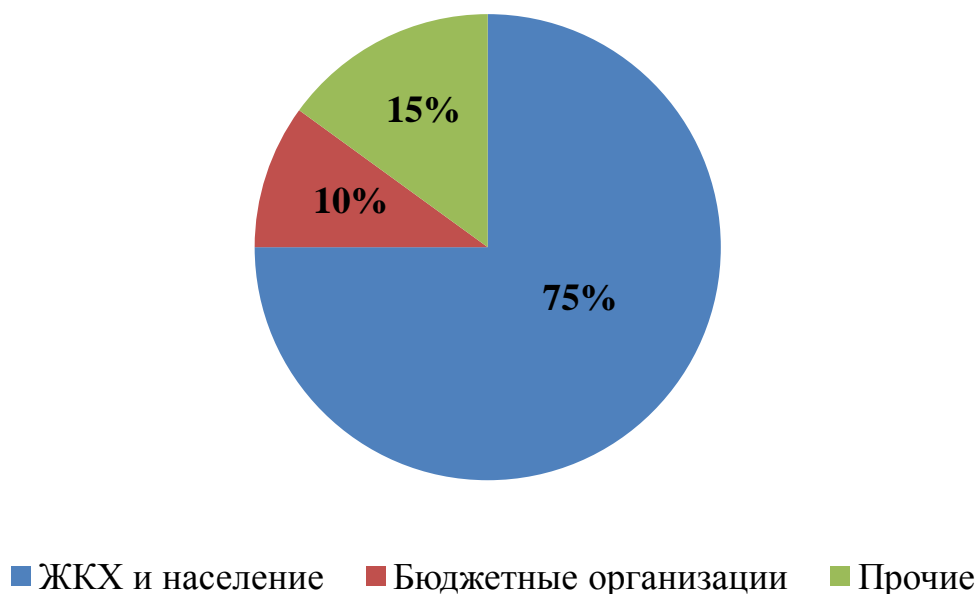


Рисунок 2.1 – Структура потребителей тепла СГК

Общая протяженность тепловых сетей предприятий СГК в однотрубном исчислении составляет порядка 2 300 км, из которых более 1 300 км — магистральные (передают тепло и ГВС от теплоисточника до крупных промышленных потребителей и микрорайонов города), остальные —

распределительные (передают тепло от магистральных тепловых сетей до абонентов). Абонентами теплосетевых компаний, входящих в контур СГК, являются более 3 млн человек.

Сибирская генерирующая компания создана ее главным акционером, известным российским предпринимателем Андреем Мельниченко. Все активы компании зарегистрированы в России [42].

В январе 2018 году Сибирская генерирующая компания приобрела 78% акций СИБЭКО (Сибирская энергетическая компания), в связи с чем бизнес увеличился в полтора раза: суммарная установленная мощность объектов СГК увеличится на 38% до 10,9 ГВт, тепловая – на 53% до 23,9 тыс. Гкал/час.

Таблица 2.1 – География деятельности СГК

Регион	Генерация	Передача тепла
Алтайский край	ОАО «Барнаульская генерация» ОАО «Барнаульская ТЭЦ-3»	ОАО «Барнаульская теплосетевая компания»
Кемеровская область	ОАО «Кемеровская генерация» ОАО «Кузбассэнерго» ОАО «Кузнецкая ТЭЦ» ОАО «Ново-Кемеровская ТЭЦ»	ОАО «Кемеровская теплосетевая компания» ОАО «Межрегиональная теплосетевая компания»
Красноярский край	ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)» ОАО «Канская ТЭЦ» ОАО «Назаровская ГРЭС» ОАО «Красноярская ТЭЦ-1» ОАО «Красноярская электростанция»	ОАО «Красноярская теплосетевая компания»
Республика Тыва Республика Хакасия	ОАО «Абаканская ТЭЦ» ОАО «Кызылская ТЭЦ»	ООО «Южно-Сибирская теплосетевая компания»

За последние пять лет Сибирская генерирующая компания успешно реализовала инвестиционную программу в рамках договоров о предоставлении мощности (ДПМ), направив на ее осуществление более 80 миллиардов рублей.

С 2009 по 2014 год наша компания в рамках проектов по ДПМ суммарно ввела в эксплуатацию порядка 2 ГВт новых и модернизированных мощностей.

Инвестиции компании позволили полностью реконструировать 9 энергоблоков электростанций Красноярского, Алтайского края и Кемеровской области, а также построить с нуля новый энергоблок на Абаканской ТЭЦ и газотурбинную электростанцию «Новокузнецкая».

Ключевые показатели производственной основы SGK, состоящей из 4 ГРЭС, 12 ТЭЦ и одной ГТЭС, приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Ключевые показатели

Показатель	Значение
Установленная электрическая мощность, МВт	7820
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	16052
Потребителей тепловой энергии, чел	2700000
Протяженность тепловых сетей в городах присутствия, км	4000
Производство электроэнергии, млн кВт·ч	31386
Производство тепловой энергии, тыс.Гкал	25390

В Красноярском крае в состав SGK входят ГРЭС, пять ТЭЦ, теплосетевая компания и несколько котельных. Предприятия осуществляют свою деятельность в Красноярске, Березовке, Дивногорске, Сосновоборске, Канске, Назарове, Минусинске, Теси, Ильичеве, Шушенском, Кодинске (Таблица 2.3).

Таблица 2.3 – Структура генерации SGK Красноярского края

Название	Установленная электрическая мощность, МВт.	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч.
Назаровская ГРЭС		
Красноярская ТЭЦ–1		
Красноярская ТЭЦ–2		
Красноярская ТЭЦ–3		
Канская ТЭЦ		
Минусинская ТЭЦ		
Суммарная		

Объект исследования Красноярская ТЭЦ–1 рассмотрим ее более подробно.

Красноярская ТЭЦ-1 – одна из крупнейших станций Сибирской генерирующей компании по установленной тепловой мощности, составляющей 1677 Гкал/час. Установленная электрическая мощность станции – 481МВт.

ТЭЦ-1 дает тепло и горячую воду более 400 тысячам жителей правого и левого берега Красноярска и пригородного поселка Березовка, обеспечивает тепловой энергией такие крупные промышленные предприятия, как АО «КЖБМК», АО «Гамбит», АО «Красноярский завод синтетического каучука», ОАО «Красноярский завод цветных металлов», АО «Красмаш».

Оборудование станции составляют 4 котлоагрегата паропроизводительностью 230 тонн/час каждый, 9 котлоагрегатов паропроизводительностью 220 тонн/час, 4 котлоагрегата паропроизводительностью 270 тонн/час, 4 турбины мощностью 25 МВт каждая, 2 турбины мощностью 60 МВт, 1 турбина мощностью 64,9 МВт, 1 турбина мощностью 87 МВт и 2 турбины мощностью 57 МВт.

Электростанция может работать как в теплофикационном режиме, так и в режиме комбинированной выработки тепла и электроэнергии.

Строительство Красноярской ТЭЦ-1 велось в годы Великой Отечественной войны – круглосуточно и без выходных. Первую теплоэлектроцентраль Красноярска возводил эвакуированный персонал энергетических предприятий со всего Советского Союза. Основное оборудование было привезено со второй Ленинградской электростанции. Вручную и при помощи лебедок многотонная турбина была поднята на высоту семиэтажного дома. Монтаж велся на улице: торцевых стен и перекрытий станции на тот момент еще не было. Ситуация осложнялась нехваткой кадров. Среди тех, кто строил ТЭЦ, были обычные красноярцы [43].

16 мая 1943 года состоялся пуск в эксплуатацию первого турбогенератора Красноярской ТЭЦ-1. Эта дата считается Днем рождения красноярской энергосистемы. 296 работников электростанции были награждены медалью «За доблестный труд в Великой Отечественной войне 1941—1945 гг.».

В 1959 году Красноярская ТЭЦ–1 начала снабжать электроэнергией железную дорогу на участке Мариинск–Красноярск–Тайшет. В конце 60–х годов на станции заработала программа автоматизации и механизации производства.

В 70–е годы первая красноярская теплоцентраль была экспериментальной площадкой для теплоэнергетики всей страны. На ней велись испытания оборудования для ТЭЦ перед тем, как начать его серийное производство [44].

ТЭЦ имеет разнотипное оборудование и возможность работы как в блочном режиме, так и на поперечных связях. Электростанция может работать как в теплофикационном режиме, так и в режиме комбинированной выработки тепла и электроэнергии. Значительная часть оборудования изношена и требует модернизации.

Электростанция работает на буром угле Ирша–Бородинского разреза, вырабатывает в среднем 9 600 тысяч кВт·ч электроэнергии и 26 тысяч Гкал тепла в сутки. Угольный склад открытый, оборудованный двумя кранами–перегрузчиками. Железобетонная дымовая труба имеет высоту сто восемьдесят метров, на первых очередях три дымовых трубы меньшей высоты. Циркуляционное водоснабжение прямоточное, из Енисея. Нагретая вода отводится по пятикилометровому каналу к правой протоке реки. Общая площадь территории, занимаемой сооружениями ТЭЦ, составляет 167 га.

Бородинский разрез Канско–Ачинского угольного бассейна, на котором добывают угли марки Б2 открытым способом, расположен близ города Бородино в 146 км к востоку от Красноярска (по прямой около ста двадцати километров). Теплота сгорания угля около 16 МДж/кг.

ТЭЦ–1 отапливает промышленные предприятия Ленинского района Красноярска (ООО «Енисейский целлюлозно–бумажный комбинат», ОАО «Красный Яр — шина», ОАО «Красноярский завод синтетического каучука», ОАО «Красноярский завод цветных металлов» и др.) и около трети жилищного фонда города (примерно четыреста тысяч жителей в Кировском, Ленинском, Свердловском районах города, а также Берёзовку).

С 2006 по 2015 год на Красноярской ТЭЦ–1 была проведена реконструкция батарейных циклонных уловителей (БЦУ) тринадцати котлов, что позволило уменьшить число выбросов в два раза.

В 2018 году станция запланировала установку пилотного электрофилтра на одном из котлов. До 2021 года все двенадцать работающих котлоагрегатов станции и четыре резервных котла планируется оснастить электрофилтрами, что обеспечит кратное сокращение выбросов золы.

В 2017 году был объявлен конкурс на выбор подрядной организации для выполнения проектно–изыскательских работ по строительству дымовой трубы высотой не менее двухсот семидесяти метров. Новое высотное сооружение заменит три действующие трубы ТЭЦ, высотой от 105 до 120 метров, что позволит увеличить рассеивание выбросов вредных веществ в ходе производства энергии [44].

На станции работает 860 человек. Директор ТЭЦ — Сергей Викторович Бородулин, главный инженер — Максим Евгеньевич Окладников.

Перечень структурных подразделений Красноярской ТЭЦ–1:

- 1) Отдел по общим вопросам;
- 2) Административно–управленческий персонал;
- 3) Оперативно–диспетчерская служба;
- 4) Участок электросвязи и телемеханики;
- 5) Производственно – технический отдел;
- 6) Служба охраны труда и производственного контроля;
- 7) Отдел по подготовке и проведению ремонтов;
- 8) Участок по комплексному хозяйственному обслуживанию инженерных сетей, ЗиС;
- 9) Складское хозяйство;
- 10) Отдел делопроизводства;
- 11) Отдел реализации инвестиционных проектов;
- 12) Топливо–транспортный цех;
- 13) Котельный цех;

- 14) Турбинный цех;
- 15) Электрический цех;
- 16) Химический цех;
- 17) Цех тепловой автоматики и измерения;
- 18) Отдел по работе с персоналом;
- 19) Финансово–экономический отдел;
- 20) Отдел правового обеспечения;
- 21) Отдел управления материально–техническими ресурсами;
- 22) Фельдшерский здравпункт;
- 23) Автотранспортный цех.

Установленная, располагаемая и рабочая электрическая мощность АО «Красноярская ТЭЦ–1» на начало и конец года указана в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Мощность Красноярской ТЭЦ–1

Электростанция	показатели в МВт					
	Установленная		Располагаемая		Рабочая	
	01.01.17	31.12.17	01.01.17	31.12.17	01.01.17	31.12.17
Красноярская ТЭЦ–1						

Ввод новых мощностей по выработке электроэнергии не производился.

Ввод новых мощностей по отпуску теплоэнергии не производился.

Число часов использования установленной мощности оборудования указано в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Число часов использования оборудования Красноярской ТЭЦ–1

Наименование электростанции	Турбины		Энергетические котлы		Число часов использования среднегодовой установленной мощности оборудования			
	Количество	Мощность, МВт	Количество	Паропроизводительность, т/час	Турбинного		Котельного	
					2016	2017	2016	2017
Красноярская ТЭЦ–1	10	481	17	3980	4287	3810	2851	2756

На Красноярской ТЭЦ–1 на 31.12.2017 года ввод новых мощностей по выработке пара не производился. Располагаемая часовая паропроизводительность котлов на начало года 3620 т/ч и на конец года осталась

без изменений – 3620 т/ч.

Число часов использования среднегодовой установленной мощности турбинного оборудования в 2017 году на 477 часов ниже уровня 2016 года. По котельному оборудованию – в 2017 году число часов использования среднегодовой установленной мощности на 95 часов меньше, чем в 2016 году. Снижение числа часов использования среднегодовой установленной мощности по сравнению с 2016 годом произошло в связи со снижением выработки электроэнергии на 11,1%.

Основной задачей, стоящей перед Красноярской ТЭЦ–1, является эффективное развитие системы теплоснабжения, а также улучшение параметров качества и надежности существующей системы. В рамках реализации поставленной задачи планируется выполнить комплекс следующих мероприятий [45]:

- реконструкцию объектов теплоснабжения и строительство новых на основе современных технологий и материалов в соответствии с требованиями государственных стандартов качества предоставления коммунальных услуг и обеспечения ресурсо– и энергосбережения;
- соблюдение производственной и экологической безопасности при реконструкции системы централизованного теплоснабжения;
- снижение аварийности;
- снижение степени износа существующих объектов теплоснабжения;
- обеспечение стабильности работы системы теплоснабжения;
- повышение экономической эффективности оказания услуг по передаче.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках реализации целевых программ Красноярской ТЭЦ–1 предусмотрено комплексное техническое перевооружение и реконструкция.

Основанием для разработки проекта «Обоснование и оценка экономической эффективности реконструкции электростанции» является:

– замена, модернизация основного турбинного с обеспечением работы станции для снятия ограничений электрической мощности по группе оборудования 130 ата, с вводом дополнительной электрической мощности.

Оценены методические подходы к анализу инвестиционных проектов, что позволило определить методику расчета экономической эффективности проекта реконструкции, необходимые параметры для вынесения решения по инвестиционной привлекательности проекта.

Было изучено законодательное и нормативное поле инвестиционной деятельности в энергетике, что помогло определить механизм регулирования рынка энергетики, участников рынка электро– и теплоэнергии, государственные органы осуществляющие контроль отрасли.

Анализ состояния энергетической отрасли России и Красноярского края показал не только существующие положение и состав отрасли, но и вектор развития, стратегию и этапы развития энергетической отрасли.

Обоснование инвестиционного проекта реконструкции произведено с помощью анализа различных факторов и параметров. По результатам реконструкции годовая выработка электроэнергии на тепловом потреблении вырастет на 302 тыс. МВт·ч.

Оценка коммерческой эффективности проекта в целом проводилась с помощью сопоставления затрат и результатов и расчетов показателей экономической эффективности проекта. Для проекта NPV=1757,720 млн.руб., IRR=20%, срок окупаемости 11 лет.

Для достоверности экономического анализа инвестиционного проекта выполнен анализ чувствительности показателей эффективности

инвестиционного проекта, позволяющий выявить возможные отклонения основных показателей эффективности предлагаемого инвестиционного проекта, в зависимости от различных сценариев его развития по наиболее критическим параметрам:

- изменение инвестиционных затрат;
- изменение объема дополнительно отпускаемой мощности;
- изменение стоимости электроэнергии;
- изменение стоимость мощности;
- изменение стоимости топлива;
- изменение ставки дисконтирования.

Критическими переменными, оказывающими наибольшее влияние на осуществимость и эффективность проекта, являются стоимость капитальных вложений и ставка дисконтирования.

Таким образом, анализ чувствительности показателей коммерческой эффективности инвестиционного проекта показал, что коммерческая эффективность проекта не обладает достаточно хорошей устойчивостью и весьма зависит от колебаний всех исследуемых параметров.

Но, несмотря на высоко рисковый характер, реализация инвестиционного проекта необходима, так как позволяет повысить надежность электроснабжения для существующих потребителей и создать надежное электроснабжение для новых.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Бочаров, В. В. Инвестиции: учебник для вузов / В. В. Бочаров. – Санкт – Петербург: Питер, 2017. – 384 с.
- 2 Валинурова, Л. С. Управление инвестиционной деятельностью: учеб. пособие / Л. С. Валинурова, О. Б. Казакова. – Москва: КноРус, 2015. – 384 с.
- 3 Об электроэнергетике: федеральный закон от 26.03.2003 № 35–ФЗ (ред. от 30.03.2016) // Собрание законодательства Российской Федерации. – 2003. – № 13. – Ст. 1177.
- 4 Об энергетической стратегии России на период до 2030 года: Распоряжение Правительства РФ от 13.11.2009 № 1715–р // Собрание законодательства Российской Федерации. – 2009. – № 48. – Ст. 5836.
- 5 Доктрина энергетической безопасности России: Распоряжение Правительства РФ от 29.11. 2012 № 1535–р // Собрание законодательства Российской Федерации. – 2009. – № 48. – Ст. 2146.
- 6 Конституция Российской Федерации [Электронный ресурс] : принята всенародным голосованием 12 декабря 1993 года. : (с учетом поправок, внесенных Законами Российской Федерации о поправках к Конституции Российской Федерации от 30.12.2008 N 6–ФКЗ, от 30.12.2008 N 7–ФКЗ, от 05.02.2014 N 2–ФКЗ, от 21.07.2014 N 11–ФКЗ30 декабря 2008 № 6–ФКЗ и № 8 – ФКЗ) // СПС «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru/>
- 7 Гражданский кодекс РФ (часть первая) от 30.11.1994 №51–ФЗ // СЗ РФ. –05.12.1994. –№32, ст. 3301
- 8 О газоснабжении в Российской Федерации: федеральный закон от 31.03.1999 N 69–ФЗ (ред. от 30.03.2016) // Собрание законодательства Российской Федерации. – 2016. – № 23. – Ст. 1177.

9 О теплоснабжении: федеральный закон от 27.07.2010 N 190–ФЗ (ред. от 12.05.2015) // Собрание законодательства Российской Федерации. – 2015. – № 13. – Ст. 167.

10 О естественных монополиях: федеральный закон от 17.08.1995 N 147–ФЗ (ред. от 03.11.2017) // Собрание законодательства Российской Федерации. – 2017. – № 12. – Ст. 1237.

11 О защите конкуренции: федеральный закон от 26.07.2006 N 135–ФЗ (ред. от 17.04.2016) // Собрание законодательства Российской Федерации. – 2016. – № 5. – Ст. 1177.

12 Об энергосбережении: федеральный закон от 23.11.2009 N 261–ФЗ (ред. от 19.07.2016) // Собрание законодательства Российской Федерации. – 2016. – № 8. – Ст. 257.

13 О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике: постановление Правительства РФ от 29.12.2011 г. № 1178 // Собрание законодательства. – 2011. – № 31. – Ст. 3150.

14 О ценообразовании в сфере теплоснабжения: постановление Правительства РФ от 22.10.2012 г. № 1075 // Собрание законодательства. – 2012. – № 11. – Ст. 3150.

15 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: постановление Правительства РФ от 27.12.2010 г. № 1172 // Собрание законодательства. – 2011. – № 31. – Ст. 3150.

16 О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии: постановление Правительства РФ от 06.08.2004 г. № 20–э/2 // Собрание законодательства. – 2012. – № 11. – Ст. 3150.

17 Об инвестиционной деятельности в Российской Федерации, осуществляемой в форме капитальных вложений: федеральный закон от

25.02.1999 № 39–ФЗ (ред. от 28.12.2013) // Собрание законодательства Российской Федерации. – 1999. – № 9. – Ст. 1096

18 Белолипецкий, В. Г. Финансовый менеджмент: учеб. пособие / В. Г. Белолипецкий. – Москва: КноРус, 2015. – 448 с.

19 Багиев Г.Л., Асаул А.Н. Организация предпринимательской деятельности Учебное пособие/ Под общей ред. проф. Г.Л.Багиева. – СПб.: Изд-во СПбГУЭФ, 2008. – 231 с.

20 Баканов М.И., Шеремет А.Д. Теория экономического анализа: Учебник– 4е изд., доп. и перераб. – М.: Финансы и статистика, 2008. – 416 с.

21 Басовский Л.Е., Лунева А.М., Басовский А.Л. Экономический анализ (Комплексный анализ хозяйственной деятельности): Учеб. Пособие / Под ред. Л.Е. Басовского. М.: ИНФРА–М, 2007. – 222 с.

22 Бердникова Т.Б. Анализ и диагностика финансово–хозяйственной деятельности предприятия. Издательство: Инфра–М, 2011г. – 224 с.

23 Об утверждении Стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации: Распоряжение Правительства РФ от 03.04.2013 № 511–р (в ред. от 18.07.2015) // Собрание законодательства Российской Федерации. – 2013. – № 14. – Ст. 1738.

24 Об энергетической стратегии России на период до 2030 года: Распоряжение Правительства РФ от 13.11.2009 № 1715–р // Собрание законодательства Российской Федерации. – 2009. – № 48. – Ст. 5836.

25 Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов" (утв. Минэкономки РФ, Минфином РФ, Госстроем РФ 21.06.1999 N ВК 477

26 Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес–планов в электроэнергетике (с типовыми примерами): приказом ОАО РАО "ЕЭС России" от 31.03.2008 N 155, 2005. –48 с.

27 Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес–планов в электроэнергетике на

стадии предТЭО и ТЭО (с типовыми примерами): официальное издание / ОАО РАО "ЕЭС России", науч. центр прединвестиционных исследований (НЦПИ) : ОАО РАО "ЕЭС России", 2008. – 21 с.

28 Болохонцева Ю.И. Анализ финансового состояния предприятий // Финансовый анализ. 2009. №9. – с.33–40.

29 Ряскова, Н. В. Финансовые риски, их сущность и классификация / Н. В. Ряскова. // – Москва. – Российский бухгалтер, 2015. – № 12. – С. 94–108.

30 Савицкая, Г. В. Анализ инвестиционной деятельности предприятия: учебное пособие / Г. В. Савицкая. – Москва. – Новое знание, 2013. – 704 с.

31 Савицкая, Г. В. Анализ финансово–хозяйственной деятельности: учебник. / Г. Ф. Савицкая. – Москва. – ИНФРА–М, 2013. – 430 с.

32 Саврасов, Ф. В. Расчет эффективности использования автономных систем электроснабжения с фотоэлектростанциями в условиях Западной Сибири / Ф. В. Саврасов, Б. В. Лукутин. // – Томск. – Известия Томского политехнического университета, 2013. – № 6.

33 Самсонов, В. С. Экономика предприятий энергетического комплекса: учебник для вузов / В. С. Самсонов, М. А. Вяткин. – Москва. – Высшая школа, 2014. – 416 с.

34 Сковпень, А. А. Использование возобновляемых источников энергии: правовой анализ зарубежного и национального законодательства / А. А. Сковпень. // – Москва. – Правовой энергетический форум, 2015. – № 3. – С. 44–50.

35 Старик, Д. Э. Расчеты эффективности инвестиционных проектов: учебное пособие / Д. Э. Старик. – Москва. – «Финстатинформ», 2007. – 131 с.

36 Стоянова, Е.С. Финансовый менеджмент. Теория и практика: учебник для вузов / Е. С. Стоянова. – Москва. – Перспектива, 2012. – 656 с.

37 Сценарные условия развития электроэнергетики Российской Федерации на период до 2030 года разработанные ЗАО «АПБЭ» по заказу Минэнерго России. – Москва. – 2009. – 145 с.

- 38 Теплова, Т. В. Инвестиции: Учебник / Т. В. Теплова. – Москва. – ИД Юрайт, 2011. – 342 с.
- 39 Шан, Н. Н. Инвестиционный процесс и реализация инвестиционных проектов / Н. Н. Шан, С. В. Праведнов – Финансовый вестник: финансы, налоги, страхование, бухгалтерский учет, 2013. – № 5. – С. 27–34.
- 40 Шеремет, А. Д. Комплексный анализ хозяйственной деятельности: учебник для вузов / А. Д. Шеремет. – Москва. – ИНФРА –М, 2011. – 125 с.
- 41 Шеремет, А. Д. Теория экономического анализа: учебник / А. Д. Шеремет. – Москва. – ИНФРА–М, 2013. – 417
- 42 Герасименко В. В. Ценообразование : учеб. пособие. – М. ИНФРА–М, 2009. – X, 422 с. – (Учебники экономического факультета МГУ им. М. В. Ломоносова)
- 43 Голянд, И. Л., Баженова, Е.Г. Менеджмент[Текст]: Учеб. пособие. Менеджмент предприятия/ Голянд И. Л., Баженова Е.Г. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2005. – 141 с.
- 44 Горфинкель В.Я., Швандар В.А., Экономика предприятия.–М.: "ЮНИТИ" : 2007. – 670 с.
- 45 Денисов, А.Ю. Экономическое управление предприятием и корпорацией. [Текст]: Учебник.– М.: «Дело и Сервис». 2008. – 416 с.
- 46 Казакова Н.А. Управленческий анализ и диагностика предпринимательской деятельности: Финансы и статистика, Инфра–М, 2009. – 496с
- 47 Ковалев, А.И. Анализ финансового состояния предприятия [Текст]: Учебник. – М.: Центр экономики и маркетинга. 2004. – 216 с.
- 48 Ковалев, В.В. Финансовый анализ: Управление капиталом. Выбор инвестиций. Анализ отчетности [Текст]: Учебник. – М.: Финансы и статистика. 2006. – 512 с.
- 49 Колчина Н.В. Экономика предприятия 4–е изд., перераб. и доп. – М.: Юнити–Дана. 2007. – 398 с.

50 Моисеева, Н.К., Анискин Ю.П.. Современное предприятие: конкурентоспособность, маркетинг, обновление. [Текст] — М.: Внешторгиздат, 2008. – Т.1 256 с , Т.2 304 с.

51 Налоговый кодекс РФ. Часть первая [Электронный ресурс] : от 31.07.1998 № 146–ФЗ : (ред. от 15.02.2016 N 32–ФЗ, от 05.04.2016 N 101–ФЗ, от 05.04.2016 N 102–ФЗ, от 26.04.2016 N 110–ФЗ, // Консультант Плюс. – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>

52 Моляков, Д.С. Теория финансов предприятия [Текст]: Учебник.– М.: Финансы и статистика. 2006. – 346 с.

53 Николаева, С.А. Принципы формирования и калькулирования себестоимости. [Текст] — М.: "Аналитик–Пресс", 1997. –144 с.

54 Пещанская, И.В. Финансовый менеджмент: краткосрочная финансовая политика: [Текст]: Учебное пособие. – М.: Изд–во «Экзамен», 2005. – 215 с.

55 Проданова, Н.А. Финансовый менеджмент. [Текст]: Учебник.– Ростов н/Д: Феникс, 2006. – 336 с.

56 Раицкий, К.А. Экономика предприятия [Текст]: Учебник – М.: Издательско–торговая корпорация «Дашков и К0», 2008. – 1012 с.

57 Савицкая, Г.В. Анализ хозяйственной деятельности предприятия: Учебник. – 5–е изд., перераб. и доп. – М.: Инфра–М, 2009. – 536 с.

58 Скворцов, И.П. Социальная политика региона: теория и практика. Учебное пособие. ГРИФ УМО. М.: КНОРУС, 2010. – 448с.

59 Теплова, Т.В. Планирование в финансовом менеджменте[Текст]: Учебное пособие. – М.: ВШЭ, 2008. – 348 с.

60 Ткачук, М.И. Основы финансового менеджмента [Текст]: Учебник. – Мн.: Интерпрессервис, Экоперспектива, 2008. – 416 с.