

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)»

Экономическое обоснование проекта расширения АО «Канская ТЭЦ»

Пояснительная записка

Руководитель	_____	канд. техн.наук,доцент	Р.А. Дубровский
	подпись, дата		
Выпускник	_____		А.Д. Якушевич
	подпись, дата		
Нормоконтролер	_____		Т.М. Руденко
	подпись, дата		

Красноярск 2018

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	3
1. Методологические основы обоснования инвестиционных проектов реконструкции энергообъектов	5
1.1 Анализ рынка теплоэнергии котельных и ТЭЦ в России	5
1.2 Анализ нормативно-правовой базы деятельности энергопредприятий России	14
1.3 Методологические аспекты оценки экономической эффективности инвестиционных проектов	19
2 Анализ существующего положения на предприятии	35
2.1 Характеристика Канской ТЭЦ	35
2.2 Перспективы развития Канской ТЭЦ	Ошибка! Закладка не определена.
2.3 Описание проекта	Ошибка! Закладка не определена.
3 Оценка эффективности инвестиционного проекта ..	Ошибка! Закладка не определена.
3.1 Техничко-экономические показатели предприятия	Ошибка! Закладка не опре
3.2 Оценка показателей эффективности	Ошибка! Закладка не определена.
Заключение	48
Список использованных источников	51
Бухгалтерский баланс на 31 декабря 2017 года	59
Отчет о финансовых результатах на 31 декабря 2017 года	61

ВВЕДЕНИЕ

АО «Канская ТЭЦ» является основным источником тепловой энергии города Канска Красноярского края, входит в состав Красноярского филиала группы «Сибирская генерирующая компания».

Оборудование станции включает семь котлов и три турбины. Установленная электрическая мощность угольной теплоэлектроцентрали 24 МВт. Установленная тепловая мощность — 325 Гкал/ч.

Первоначально станция строилась как энергетический цех хлопчатобумажного комбината. Датой основания теплоэлектроцентрали считается 18 октября 1953 г. Именно в этот день на ТЭЦ были поставлены под промышленную нагрузку турбогенератор № 1 мощностью 6 МВт и котел производительностью 45 т/ч. Окончательно в строй действующих ТЭЦ станция вошла в 1955 г. До 1959 г. Канская ТЭЦ оставалась энергетическим цехом в структуре хлопчатобумажного комбината. В 1959 г. ТЭЦ была выделена в самостоятельное энергетическое предприятие.

С 1962 г. теплоэлектроцентраль стала структурным подразделением «Красноярскэнерго». В 1964 г. на станции начались строительные-монтажные работы по второй очереди расширения ТЭЦ. В апреле 1974 г. на ТЭЦ началось капитальное строительство магистральных тепловых сетей от станции через реку Кан до центральной части города протяженностью пять километров. В 1978 г. тепло и горячая вода по новым сетям стали поступать в квартиры горожан. В январе 1979 г. стартовали работы по строительству третьей очереди ТЭЦ с заменой котлов устаревшей конструкции. В 1989 г. была введена в эксплуатацию четвертая очередь ТЭЦ.

Сегодня Канская ТЭЦ является основным источником теплоснабжения города Канска и снабжает энергией более 80 % населения города, а также промышленные предприятия. Это современный производственно-технологический комплекс, в создание которого вложен труд, знания и опыт нескольких поколений энергетиков.

Электростанция может работать как в теплофикационном режиме, так и в режиме комбинированной выработки тепла и электроэнергии. В качестве основного топлива используется уголь Бородинского разреза, расположенного в 81 км от станции.

В городе Канске в связи с ростом производства в настоящее время есть необходимость расширять существующие мощности для покрытия производственных нагрузок. Поэтому уже многие годы имеет место, в связи с ростом коммунального хозяйства и строительства жилья, дефицит в отоплении и электроэнергии. Существующих отопительных мощностей не хватает, в том числе и городе Канске. Поэтому в данной работе предлагается расширить отопительную и электрическую мощности Канской ТЭЦ установив два котла БКЗ-75-39ФБ и турбину Р-12-35/5м.

Общая установленная электрическая мощность предприятий, входящих в ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)», составляет — 1164 МВт. Установленная тепловая мощность — 3017,4 Гкал/ч.

Электрическая мощность станции – 24 МВт, тепловая - 325 Гкал/ч. В настоящее время Канская ТЭЦ входит в состав ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)».

Электростанция может эксплуатироваться в двух основных режимах – теплофикационном и комбинированном (одновременно вырабатывается тепловая и электрическая энергии). Основное топливо – уголь, добыча которого ведется на Бородинском разрезе, находящемся в 81 километре от ТЭЦ.

1. Методологические основы обоснования инвестиционных проектов реконструкции энергообъектов

1.1 Анализ рынка теплоэнергетики котельных и ТЭЦ в России

Сегодня в России комбинированное производство электроэнергии и тепла осуществляется в основном на крупных ТЭЦ общего пользования и на промышленных ТЭЦ, работающих в составе промышленных предприятий с частичным отпуском тепла в городские тепловые сети. По данным Госкомстата [1] суммарная установленная мощность всех электростанций России составляет 213,3 ГВт. В результате физического износа располагаемая мощность электростанций общего пользования (установленная мощность минус мощности, не способные к несению нагрузки) составляет сегодня 163,5 ГВт, а используемая мощность – только 140,0 ГВт [1].

В России действуют 163 тепловых электростанций.



Рисунок 1 – Тепловые электростанции России

Из которых 124 составляют ТЭЦ с давлением пара 9 МПа и более, суммарная мощность последних – 54,8 ГВт (эл). Эти ТЭЦ имеют следующее распределение по мощностям:

Таблица 1 – распределение ТЭЦ по установленным мощностям.

Мощность ТЭЦ, МВт (эл)	50-100	101-200	201-500	510-750	751-999	> 1000
Количество ТЭЦ	4	12	78	18	4	8
Суммарная мощность, МВт (эл)	267	1932	28647	11229	2505	10280

Крупные теплофикационные системы на базе ТЭЦ общего пользования построены и функционируют в основном в городах с расчетной тепловой нагрузкой более 500 Гкал/ч или 580 МВт (тепловых). Их доля в суммарной тепловой мощности всех источников тепла составляет около 70%. В то же время в связи с ростом тарифов, а также перебоями в поставках тепла увеличивается доля индивидуальных энергоустановок, что приводит к падению спроса на тепло от ТЭЦ и, следовательно, к росту расхода топлива на производство электроэнергии. Подавляющее большинство городов в России (76%) имеет тепловую нагрузку менее 100 Гкал/час, что составляет, однако, только 12% от суммарной тепловой нагрузки. В то же время 50% нагрузки забирают всего 3% городов (это крупнейшие промышленные центры). Это означает, что стратегии реорганизации теплоснабжения должны учитывать эту неоднородность в структуре потребления тепла, т. е. необходимо рассматривать несколько рабочих вариантов стратегий в зависимости от региональной специфики [2].

В общей сложности крупными ТЭЦ вырабатывается около 1,5 млн. Гкал в год, из них 47,5% на твёрдом топливе, 40,7% на газе и 11,8% на жидком топливе. Около 600млн. Гкал тепла в год производят также 68 тыс. коммунальных котельных. Важно отметить значительную региональную неоднородность в использовании первичных ТЭР. В целом по типу

потребляемого топлива можно выделить две различающихся области: Европейскую часть России и Сибирь и Дальний Восток.

Таблица 2 – потребление топлива в электроэнергетике, млн. т у. т. (1 т у. т. = 29ГДж) и в % по региону.

Показатели	Европейская часть, включая Урал, Сибирь	Дальний Восток
Потребление, всего	211,1	63,9
Из них: уголь	28,6 (13,5%)	52,1 (81,5%)
Мазут	11,3 (5,3%)	2,0 (3,1%)
Газ	171,2 (81,2%)	9,8 (15,4%)

В России эксплуатируются крупнейшие в мире системы транспорта и распределения тепловой энергии. Протяженность магистральных сетей (к ним относятся трубопроводы диаметром от 300 до 1400 мм), подключенных к источникам тепла АО-энерго и АО-ГРЭС, составляют около 23 тысяч км. Протяженность распределительных тепловых сетей составляет около 250 тысяч км, средний диаметр трубопроводов - 150 мм[3].

Основных потребителей тепла у нас два их видно на рисунке 2.

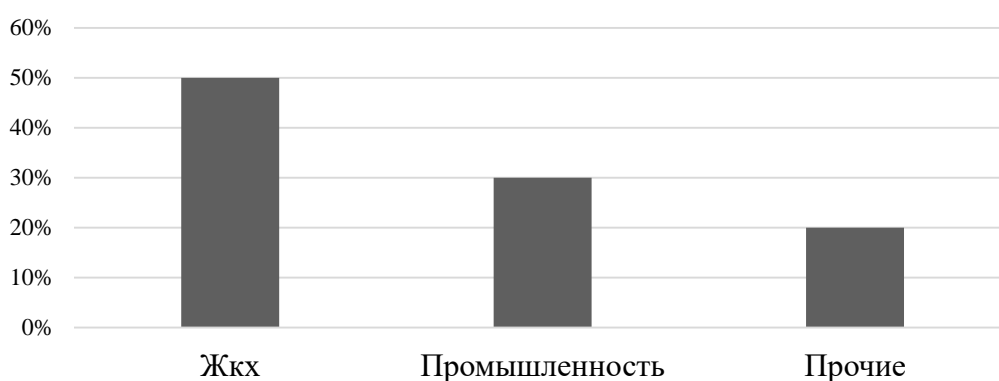


Рисунок 2 – Основные потребители тепла

Напротив, потребление электроэнергии на 50% происходит в промышленном секторе, поэтому развитие промышленности было бы наилучшим вариантом и для улучшения положения в сфере теплофикации. Стратегии реорганизации должны предусматривать такую возможность и не являться произвольным тормозом развития промышленности. Немаловажным в этой связи является выработка оптимальной тарифной политики [4].

Главная проблема российской энергетики – это высокая степень износа основных фондов и отсутствие инвестиций на их модернизацию. Кроме того, существуют трудности, специфические для отдельных отраслей ТЭК. В частности, основные проблемы централизованного теплоснабжения на базе ТЭЦ на современном этапе состоят в следующем:

1) Комбинированное производство электрической и тепловой энергии внедрялось ранее без учета реальной стоимости тепла для подключаемых потребителей. Для обеспечения спроса на тепло строились ТЭЦ с крупными теплофикационными агрегатами мощностью 50-250 МВт, которые после наступившего промышленного спада потеряли оптимальную тепловую нагрузку и существенно ухудшили свои затратные характеристики.

2) Теплосетевая инфраструктура в системах централизованного теплоснабжения городов развита слабо: ТЭЦ АО-энерго и районные котельные работают в основном изолированно друг от друга, что не позволяет минимизировать затраты топлива за счет оптимизации состава источников теплоснабжения, а также снизить экологический ущерб.

3) Недостаток инвестиций в теплосетевое строительство привел к развитию политики минимизации затрат, т. е. строились дешевые, но малонадежные теплопроводы. В настоящее время высокий процент износа труб и большие потери тепла сводят на нет возможную оптимизацию расхода топлива на ТЭЦ. Согласно сводным данным по объектам теплоснабжения процент их износа оценивается в 60-70%.

4) При строительстве теплопотребляющих объектов также практиковались простейшие, но неэффективные решения: отопительные системы не имеют средств регулирования внутри зданий, которые присоединяются к отопительным сетям без теплообменников; практически отсутствуют средства измерения и автоматического регулирования потребления тепла в индивидуальных тепловых пунктах; в половине городов России теплоснабжение осуществляется по открытой схеме, с отбором сетевой воды для нужд горячего водоснабжения(ГВС).

5) Перерасход тепла потребителями как вследствие неудовлетворительного состояния зданий, так и в результате того, что эксплуатация отопительных систем производится не в соответствии с нормативными документами [4].

Резюмируя эти трудности, приходим к выводу, что экономический кризис и изменение структуры экономики привели к потере тепловой нагрузки у ТЭЦ, что повлекло за собой сокращение доходов от продажи тепла и сделало генерацию электроэнергии местами убыточной в силу роста удельных издержек электроснабжения.

Тепловая энергия в виде горячей воды или пара транспортируется от ТЭЦ или котельных к потребителям по специальным трубопроводам, которые называются тепловой сетью [5].

Тепловая энергия с точки зрения потерь при транспорте намного сложнее. Основное количество теплоты транспортируется в холодное время года, т.е. при значительной разности температур теплоносителя и окружающей среды; эта разность обуславливает величину потерь. Коэффициент теплоотдачи от элементов теплопередающей системы в окружающую среду даже нормативный, проектируемый составляет существенную величину: от 8 до 35 Вт/(м²к), в условиях эксплуатации он может быть еще выше. Если путь теплоносителя к потребителю несколько километров, доля потерь теплоты по отношению к исходному ее количеству может составлять 20...60%.

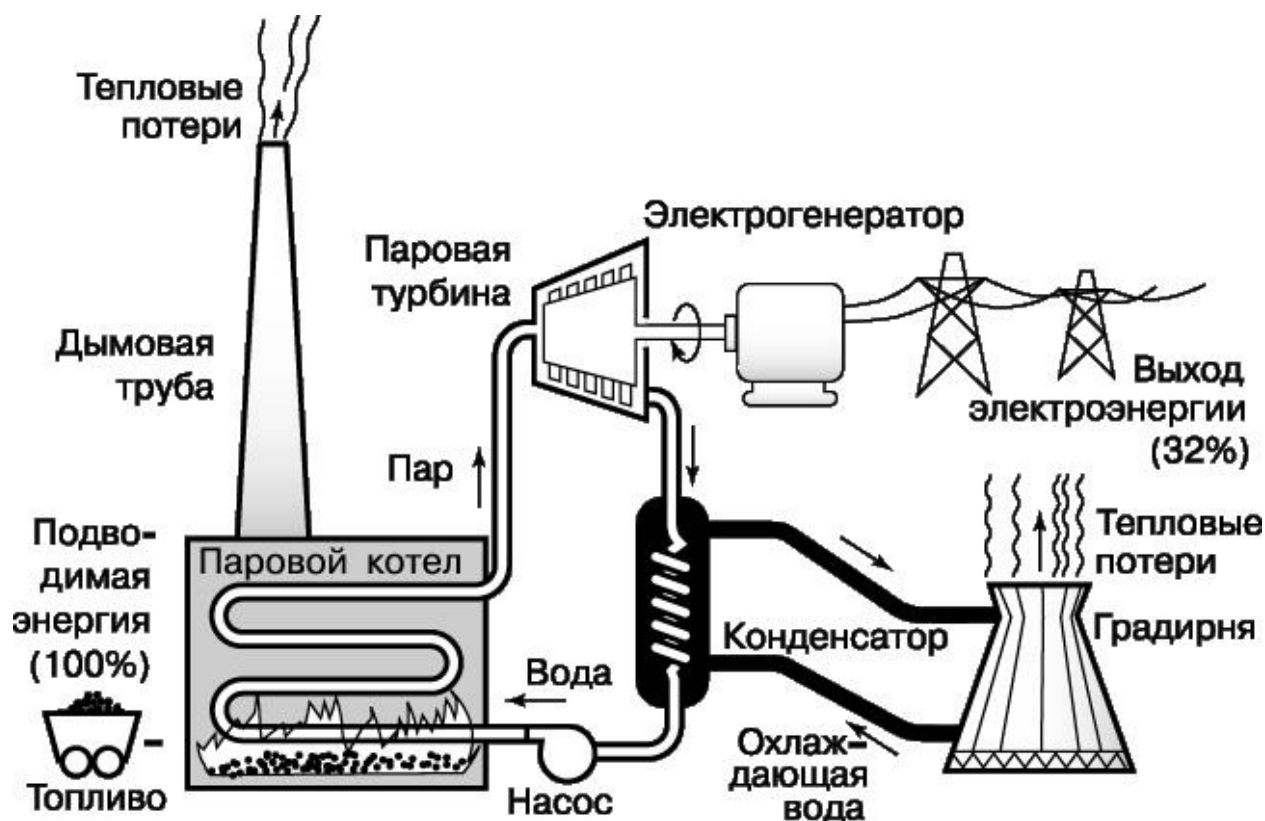


Рисунок 3 – Потери тепла на ТЭЦ

В этом случае промышленным предприятиям становится выгодно иметь свой собственный источник теплоснабжения средней мощности, что стимулирует развитие экономичных технологий выработки тепла, хотя удельный расход топлива на этих агрегатах все же несколько выше, чем для ТЭЦ в оптимальном режиме работы [6]. Снижение надежности централизованного теплоснабжения также приводит к росту затрат и снижает эффективность работы ТЭЦ.

С целью повышения привлекательности выработки тепла на ТЭЦ в методике оценки эффективности работы в 1996г было введено разделение учета затрат топлива на выработку тепла и электроэнергии (т. н. метод ОРГРЭС [2]). Это привело к снижению эффективности комбинированной выработки по физическим критериям, и в то же время не решило проблемы экономичности поставок тепла от ТЭЦ. Принятые меры в части совершенствования распределения затрат топлива на ТЭЦ оказались

недостаточными вследствие ряда причин: увеличение тарифов на тепло для предприятий в целях обеспечения льготных тарифов коммунально-бытовым потребителям и значительные потери энергии в тепловых сетях привели к тому, что ожидаемых результатов достигнуто не было. Влияние перечисленных причин оказалось сопоставимым с полученным снижением удельных расходов топлива на отпускаемую от ТЭЦ тепловую энергию [7].

Проводимая сегодня реорганизация отрасли должна обеспечить создание благоприятных условий для создания единой системообразующей тепловой сети региона, позволяющей оптимизировать нагрузку теплоисточников, закрытие неэффективных котельных и ТЭЦ с передачей их тепловой нагрузки другим ТЭЦ, а также получения эффекта интеграции ТЭЦ в рамках крупных межрегиональных теплофикационных компаний. Основные направления политики экономического регулирования ТЭЦ состоят в следующем:

- 1) Государственная поддержка развития теплофикации путем целенаправленной налоговой, кредитной и тарифной политики с целью повышения экономичности теплоснабжения и снижения экологической нагрузки на окружающую среду.

- 2) Методика разнесения затрат при регулировании тарифов ТЭЦ на тепловую и электроэнергию.

- 3) Применение льготных стимулирующих тарифов для крупных потребителей тепла, удерживающих их от перехода к альтернативному источнику теплоснабжения.

- 4) Переход от перекрестного субсидирования к бюджетному финансированию субсидий.

- 5) Установление нормативного тарифа, в рамках которого ТЭЦ имеют право устанавливать тариф самостоятельно, либо на основе стоимости тепла на наиболее эффективных котельных, либо из оценки рынка электроэнергии, либо исходя из действующих тарифов с поправкой на ликвидацию перекрестного субсидирования.

б) Включение инвестиционной составляющей в теплосетевом тарифе на модернизацию тепловых сетей[7].

Возможны две различных стратегии реструктуризации сферы централизованного теплоснабжения:

1) С позиции целесообразности создания рынка теплоснабжения. Для создания конкурентной среды все теплоисточники, присоединенные к одной теплосети, должны принадлежать разным юридическим лицам, а для обеспечения технологической и коммерческой диспетчеризации должен быть создан независимый оператор тепловой сети. Сами теплосети, таким образом, отделяются от производства теплоэнергии.

2) С позиции поддержания надежности и снижения рисков. Т. к. для сохранения бизнеса теплоцентралей и их устойчивого развития необходим контроль собственника теплогенерации над бизнесом теплосетевой компании, то теплосети и генерирующие компании должны быть объединены в одно юридическое лицо [8].

В зависимости от конкретных условий (наличия или отсутствия конкуренции с муниципальными котельными, возможности замещения тепла крупными потребителями за счет создания собственных мини-ТЭЦ и т. д.) возможны следующие варианты реорганизации работы ТЭЦ:

1) Создается вертикально-интегрированная теплоснабжающая компания на базе ТЭЦ с полной интеграцией муниципального теплового хозяйства. В ее состав входят собственно ТЭЦ, первичная и вторичная теплосети, электрическая сеть, промышленные паропроводы.

2) Совместно с муниципальными органами власти создается вертикально-интегрированная компания (теплосбытовое предприятие), обеспечивающая генерацию, транспорт и сбыт тепла конечному потребителю.

3) Муниципализация ТЭЦ, т. е. продажа ТЭЦ и тепловых сетей в муниципальную собственность или передача их в аренду.

4) Интеграция теплового бизнеса ТЭЦ с бизнесом стратегического потребителя тепла (например, наиболее крупного промышленного предприятия) и образование совместного предприятия.

5) Укрупнение генерирующих мощностей ТЭЦ соседних региональных энергосистем в рамках единой межрегиональной теплофикационной компании. Это приведет к диверсификации спроса на тепловую энергию, экономии общих затрат, повышению инвестиционной привлекательности в силу большего объема обслуживаемого рынка, снижению рисков переходного периода[9].

Конкретный выбор наиболее рациональной стратегии должен осуществляться на основе анализа дополнительных факторов:

- величины и плотности тепловой нагрузки;
- размеров и степени износа тепловой сети;
- используемой технологии комбинированной выработки энергии;
- соотношения между тепловой и электрической мощностью станции;
- наличия резервов мощностей на ТЭЦ;
- возможности переоборудования и замены агрегатов ТЭЦ[10].

Критерии отбора стратегий по реформированию и повышению эффективности работы ТЭЦ образуют следующую иерархию (по убыванию значимости):

- Поддержание необходимого режима теплоснабжения в коммунально-бытовом секторе.
- Положительная рентабельность образованной компании.
- Оптимизация расхода топлива с учетом потерь тепла и электроэнергии при передаче их потребителю.

1.2 Анализ нормативно-правовой базы деятельности энергопредприятий России

В соответствии с Энергетической стратегией России на период до 2030г. (с пролонгацией до 2035 г.), [23], энергетический сектор обеспечивает функционирование всех отраслей национального хозяйства, способствует консолидации субъектов Российской Федерации, во многом определяет формирование основных финансово-экономических показателей страны [11]. Природные топливно-энергетические ресурсы, производственный, научно-технический и кадровый потенциал энергетического сектора экономики являются национальным достоянием России. Его эффективное использование создает необходимые предпосылки для вывода экономики страны на путь устойчивого развития, обеспечивающего рост благосостояния и повышение уровня жизни населения [12].

Структурная реорганизация электроэнергетической отрасли поставила перед энергетиками России ряд новых специфических задач, а именно, [28]:

- создание правовой базы для эффективного управления электроэнергетикой;
- совершенствование финансовой и инвестиционной политики в новых экономических условиях;
- организация управления в условиях новых форм собственности, системы договоров и контрактов между производителем и потребителем;
- методическое, правовое и организационное обеспечение оптового рынка мощности и энергии России [13].

Главным средством решения поставленных задач является формирование цивилизованного энергетического рынка и недискриминационных экономических отношений его субъектов между собой и с государством. В этой связи не вызывает сомнений необходимость четкого и развернутого правового регулирования отношений,

складывающихся в электроэнергетической отрасли. Вертикальная структура законодательства в Российской Федерации приведена на рисунке 4

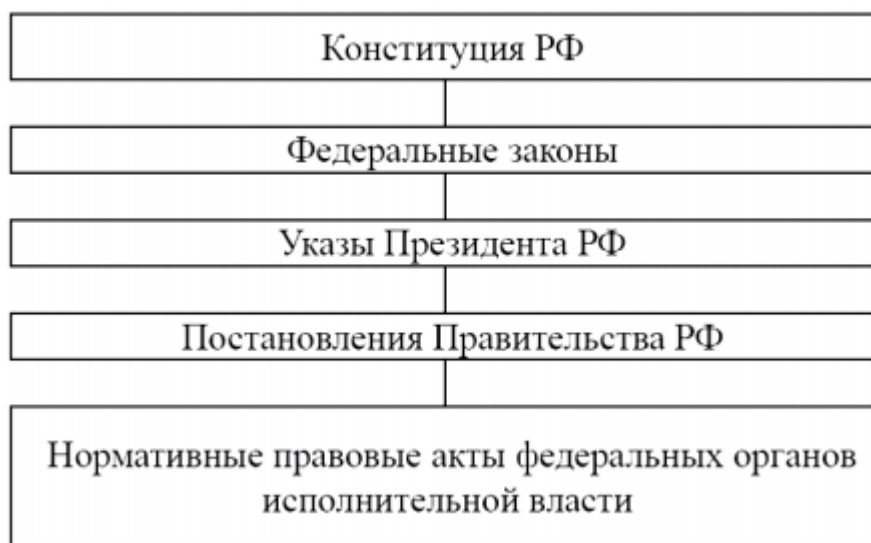


Рисунок 4 – Структура законодательства об электроэнергетике

Особая роль в электроэнергетическом законодательстве отводится Федеральному закону от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», [14], – нормативному правовому акту межотраслевого характера, принятому в рамках основных направлений реформирования электроэнергетики Российской Федерации, утвержденных Постановлением Правительства РФ от 11 июля 2001 г. № 526, и заложившему правовую основу функционирования в Российской Федерации реформированной электроэнергетической отрасли.

Нормы Федерального закона «Об электроэнергетике» направлены на регламентацию:

- основ организации электроэнергетики;
- вопросов функционирования Единой национальной (общероссийской) электрической сети;
- оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике;

- системы государственного регулирования и контроля в электроэнергетике;
- вопросов функционирования оптового и розничных рынков;
- особенностей осуществления хозяйственной деятельности в электроэнергетике [15].

Принятие Федерального закона «Об электроэнергетике» определило основные принципы реформирования электроэнергетики России, которые существенно изменили экономические и организационные условия функционирования и развития отрасли в целом и отдельных ее сегментов, в том числе магистральных электрических сетей.

Технологической основой функционирования Единой энергетической системы России является Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть, выполняющая функцию передачи потоков электрической энергии из энергоизбыточных в энергодефицитные территории, обеспечивая за счет этого общую сбалансированность территорий России по энергетическим ресурсам, а совместно с распределительными сетями – устойчивое электроснабжение промышленных и коммунально-бытовых потребителей электрической энергией [16]. Кроме того, ЕНЭС обеспечивает параллельную работу ЕЭС России и электроэнергетических систем иностранных государств, расширяя экспортные возможности Российской Федерации. Понятие ЕНЭС заложено в Постановление Правительства РФ от 28 октября 2003 года № 648 «Об утверждении Положения об отнесении объектов электросетевого хозяйства к Единой национальной (общероссийской) электрической сети и о ведении реестра объектов электросетевого хозяйства, входящих в Единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть», [17].

Единая национальная электрическая сеть формируется на основании критериев отнесения магистральных линий электропередачи и объектов электросетевого хозяйства к единой национальной (общероссийской) электрической сети, определенных Постановлением Правительства РФ от 21

декабря 2001 года № 881, [18], и включает линии электропередачи и подстанции 220 кВ и выше, обеспечивающие параллельную работу энергосистем различных субъектов РФ, выдачу мощности электростанций – субъектов общероссийского оптового рынка электроэнергии и мощности, выдачу мощности в крупные узлы электрической нагрузки, а также межгосударственные линии электропередачи [19].

В соответствии с Федеральным законом «Об электроэнергетике» управление ЕНЭС возложено на ПАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы», которая осуществляет деятельность по оказанию услуг по присоединению пользователей к ЕНЭС и по передаче электроэнергии по этим сетям. Данные виды услуг обеспечивают эксплуатацию и развитие ЕНЭС и включают меры, направленные на снятие (снижение объемов) технологических ограничений возможности передачи электрической энергии между регионами РФ, выдачу полного объема мощности действующих и вновь вводимых электростанций и присоединение новых мощностей потребителей электроэнергии [20].

В дополнение к закону «Об электроэнергетике» Федеральный закон от 17 августа 1995 года № 147-ФЗ «О естественных монополиях», [21], каковой является и ПАО «ФСК ЕЭС», 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 [22].

Федеральный закон от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», [23], регулирует отношения по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, целью которого является создание правовых, экономических и организационных основ

стимулирования энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

Документы, касающиеся функционирования оптового рынка электроэнергии (мощности), определяют правила технологического присоединения к электросетям, порядок взаимодействия сетевой организации и потребителя в процессе исполнения договора оказания услуг по передаче электроэнергии, порядок взаимодействия с системным оператором и с ОАО «АТС»[24].

Постановление Правительства РФ от 27.12.2010 № 1172 «Правила оптового рынка электрической энергии и мощности», [11], регламентирует отношения между субъектами оптового рынка на оптовом рынке электроэнергии и мощности: производителями электроэнергии, гарантирующими поставщиками, энергосбытовыми компаниями, а также очень крупными потребителями электроэнергии, которые получили статус субъектов оптового рынка электроэнергии и мощности. Постановление Правительства РФ от 27 декабря 2004 г. N 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа...», [25], определяет общие принципы и порядок обеспечения недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии, а также оказания этих услуг. Правилами определен порядок заключения и исполнения договора об оказании услуг по передаче электрической энергии, порядок доступа к электрическим сетям в условиях их ограниченной пропускной способности. Определен порядок установления тарифов на услуги по передаче электрической энергии, который предусматривает учет степени использования мощности электрической сети.

Важным является Постановление Правительства РФ от 21 января 2004 г. № 24 «Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии», [26], где определен список информации, которую субъекты естественных монополий обязаны раскрывать путем публикации на своем официальном сайте или других источниках. В частности, для гарантирующих поставщиков прописаны

требования к публикации цен на электроэнергию и ее составляющих, основных условий договоров энергоснабжения, а для сетевых компаний прописано требование к публикации информации о свободных источниках питания для осуществления технологического присоединения.

В 2011 году был завершен переходный период реформирования российской электроэнергетики, сформированы компании целевой структуры отрасли на базе ОАО РАО «ЕЭС России», либерализовано ценообразование на оптовом и розничных рынках электрической энергии (мощности). С учетом данных обстоятельств проведены существенные преобразования как в нормативной базе отрасли, так и в институциональном отношении [27].

В соответствии с указанными выше нормативно-правовыми документами, основными целями управления электроэнергетической отраслью являются повышение эффективности предприятий электроэнергетики и создание условий для развития отрасли на основе инвестиций – что и является главной задачей ПАО «ФСК ЕЭС» как инфраструктурной организации.

1.3 Методологические аспекты оценки экономической эффективности инвестиционных проектов

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 также увеличить рыночную стоимость компании.

В условиях рыночной экономики, для поиска инвестиций существуют множество возможностей. Однако принятие решений по инвестированию осложняется различным факторами, таким как: тип инвестиций, стоимость инвестиционного проекта, ограниченность финансовых ресурсов, риск и так далее [28].

Для того чтобы оценить влияние данных факторов на принятия решений об исполнении инвестиционного проекта, необходимо дать формальное определение инвестициям.

Итак, под инвестициями, в соответствии с Федеральным законом от 25.02.99 № 39-ФЗ «Об инвестиционной деятельности в Российской Федерации, осуществляемой в форме капитальных вложений», понимаются: «денежные средства, ценные бумаги, иное имущество, в том числе имущественные права, иные права, имеющие денежную оценку, вкладываемые в объекты предпринимательской и (или) иной деятельности в целях получения прибыли и (или) достижения иного полезного эффекта».

Иначе говоря, это - целенаправленные вложения на определенный срок капитала во всех его формах в различные объекты для достижения индивидуальных целей инвесторов [29].

Исходя из двух определений видно, что результат в виде получения дохода является основным критерием для вложения инвестиций.

Инвестирование является одной из наиболее важных сфер деятельности любого динамично развивающегося предприятия, руководство которого отдает приоритет рентабельности с позиции долгосрочной перспективы.

Результатом таких инвестиционных проектов может, например, являться:

- разработка и выпуск определенной продукции для удовлетворения рыночного спроса;
- совершенствование производства выпускаемой продукции на базе новых технологий и оборудования;
- экономия производственных ресурсов;
- повышение качества выпускаемой продукции;

Согласно Федеральному закону от 25.02.99 № 39-ФЗ «Об инвестиционной деятельности в Российской Федерации, осуществляемой в

форме капитальных вложений», все инвестиционные объекты должны подвергаться обязательной экспертизе еще до их утверждения. Это требуется для оценки эффективности капитальных вложений, а также для предотвращения создания объектов, нарушающих права физических и юридических лиц или противоречащих интересам государства.

Формы и содержание проектов могут быть разнообразными – от плана строительства нового предприятия до целесообразности приобретения недвижимости [30].

У инвестиционного процесса есть три основных этапа. Суммарная продолжительность этих этапов составляет срок жизни проектов.

Первый и, порой, самый длительный этап - прединвестиционный. На этом этапе проект разрабатывается, готовится его технико-экономическое обоснование, осуществляется выбор поставщиков материалов и оборудования, а также оформляются юридические документы проекта.

Структура информации, прорабатываемой в ходе исследований, выглядит следующим образом:

- цели проекта, его ориентация и экономическое окружение, юридическое обеспечение;
- материальные затраты (потребности, цены и условия поставки вспомогательных материалов и оборудования);
- место расположения с учетом технологических, социальных и иных факторов;
- проектно-конструкторская часть (выбор технологии, спецификация оборудования и условия его поставки, объемы строительства, конструкторская документация);
- график осуществления проекта (сроки строительства, монтажа и пусконаладочных работ, период функционирования);
- экологическая безопасность проекта;
- финансово-экономическая оценка проекта.

Следующий период – фаза инвестирования. На этом этапе формируются постоянные активы предприятия, это и отличает фазу инвестирования от предыдущего и последующего этапа. Начинают предприниматься действия, носящие необратимый характер, такие как закупка оборудования или строительство.

Как только основное оборудование вводится в действие, начинается следующий этап – этап эксплуатации. Этот период характеризуется началом производства продукции или оказания услуг и денежными поступлениями, и текущими издержками.

Соответственно, чем дольше продлится эта фаза, тем больше будет величина совокупного дохода.

В основу оценок эффективности инвестиционных проектов положены следующие основные принципы [31]:

- рассмотрение проекта на протяжении всего его жизненного цикла
- (расчетного периода);
- моделирование денежных потоков, включающих все связанные с осуществлением проекта притоки и оттоки денежных средств за расчетный период;
- 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 от реализации 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 параметров проекта и его экономического окружения; разрывы во времени (лаги)

– между производством продукции или поступлением ресурсов и их оплатой; неравноценность одновременных затрат и/или результатов;

– 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 (например, от прекращения действующего производства в связи с организацией на его месте нового);

– учет наиболее существенных последствий проекта. При определении эффективности ИП должны учитываться все последствия его реализации, как непосредственно экономические, так и внеэкономические;

– учет наличия разных участников проекта, несовпадения их интересов и различных оценок стоимости капитала, выражающихся в индивидуальных значениях нормы дисконта;

○ многоэтапность оценки. На различных стадиях разработки и осуществления проекта его эффективность определяется заново, с различной глубиной проработки;

– учет влияния инфляции (учет влияния цен на различные виды продукции

– ресурсов в период реализации проекта) и возможности использования при реализации проекта нескольких валют;

– учет влияния неопределенностей и рисков, сопровождающих реализацию проекта.

Перед проведением оценки эффективности экспертно определяется общественная значимость проекта. Общественно значимыми считаются крупномасштабные, народнохозяйственные и глобальные проекты [32].

Далее оценка проводится в два этапа.

На первом этапе рассчитываются показатели эффективности проекта в целом. Цель этого этапа – агрегированная экономическая оценка проектных решений и создание необходимых условий для поиска инвесторов.

Для локальных проектов оценивается только их коммерческая эффективность и, если она оказывается приемлемой, следует переходить ко второму этапу.

Для общественно значимых проектов оценивается, в первую очередь, их коммерческая эффективность. При неудовлетворительной общественной эффективности такие проекты не рекомендуются к реализации и не могут претендовать на государственную поддержку.

Если же их общественная эффективность оказалась достаточной, оценивается их коммерческая эффективность.

На втором этапе оценки уточняется состав участников, определяются финансовая реализуемость и эффективность участия в проекте каждого из них.

Для локальных проектов - это эффективность участия в проекте отдельных предприятий-участников, эффективность инвестирования в акции и эффективность участия бюджета в реализации проекта.

Для общественно значимых проектов на этом этапе определяется региональная эффективность, так же, при необходимости, отраслевая эффективность [33].

Итак, можно выделить следующие виды эффективности инвестиционных проектов:

1) эффективность проекта в целом:

– общественная эффективность. Учитывает социально- экономические последствия для общества в целом;

– коммерческая эффективность. Учитывает финансовые последствия для участника проекта, если он один.

Цель оценки эффективности проекта в целом – определить потенциальную привлекательность проекта для возможных участников и поиска источника финансирования.

2) эффективность участия в проекте:

- эффективность участия предприятий в проекте;
- эффективность инвестирования в акции предприятия;
- эффективность участия в проекте структур более высокого характера по отношению к предприятиям - участникам, в том числе региональная, отраслевая эффективность;
- бюджетная эффективность проекта.

Цель оценки эффективности участия в проекте – проверка реализуемости проекта и заинтересованности в нем его участников.

Финансово - экономическая оценка инвестиционных проектов занимает центральное место в процессе обоснования и выбора возможных вариантов вложения средств в операции с реальными активами [34].

Финансовая оценка предполагает проведение анализа ликвидности проекта в ходе его реализации. Экономическая – оценивает потенциальную способность проекта сохранить покупательную ценность вложенных средств и обеспечить их темп прироста

Проведение такой оценки всегда является достаточно сложной задачей, что объясняется рядом факторов:

- во-первых, инвестиционные расходы могут осуществляться либо разово,
- либо неоднократно на протяжении достаточно длительного периода времени (иногда до нескольких лет);
- во-вторых, длителен и процесс получения результатов от реализации инвестиционных проектов (во всяком случае, он превышает один год);
- в-третьих, осуществление длительных операций приводит к росту неопределенности при оценке всех аспектов инвестиций и к риску ошибки.

Оценка финансовой состоятельности инвестиционного проекта основывается на трех формах финансовой отчетности: [35]

- отчет о прибыли;
- отчет о движении денежных средств;
- балансовый отчет.

Отчет о прибыли отражает соотношение доходов, получаемых в процессе производственной деятельности предприятия (проекта) в течение какого-либо периода времени, с расходами, понесенными в этот же период и связанными с полученными доходами.

Отчет о прибыли необходим для оценки эффективности операционной (хозяйственной) деятельности. Но в отчете о прибыли отсутствует информация о других направлениях деятельности предприятия, таких как инвестиционная и финансовая деятельности.

Денежный поток инвестиционного проекта обычно состоит из потоков по отдельным видам деятельности:

- денежный поток от инвестиционной деятельности;
- денежный поток от операционной деятельности;
- денежный поток от финансовой деятельности.

Инвестиционная деятельность на предприятии в целом приводит к оттоку денежных средств.

Операционная деятельность является главным источником окупаемости инвестиционного проекта и генерирует основной поток денежных средств.

Приток денежных средств по финансовой деятельности может обеспечиваться за счет внешних источников финансирования по отношению к проекту: уставного капитала, поступлений от выпуска дополнительной эмиссии акций, целевого финансирования, заемного капитала.

Отток обеспечивается выплатой дивидендов, процентов владельцам эмиссионных ценных бумаг, заемного капитала, процентов по займам и кредитам.

Приток денежных средств предприятия:

- выручка от реализации товаров (услуг);
- внереализационные доходы;
- доходы от инвестиций в ценные бумаги;
- поступления от продажи излишних активов;
- высвобождение оборотных средств;
- продажа ценных бумаг;
- привлечение кредитов.

Отток денежных средств предприятия:

-платежи за сырье, материалы, комплектующие изделия, покупные полуфабрикаты;

- платежи за топливо и энергию;
- зарплата персонала с отчислениями на социальные нужды;
- налоги;
- приобретение основных средств и нематериальных активов;
- вложения в прирост оборотных средств;
- выплата процентов по кредитам;
- выплата дивидендов;

Уравнение для определения величины денежных потоков можно записать так [36]

$$\text{ДП} = \text{P} - (\text{З}-\text{А}) - \text{П}_p - \text{Н}_{\text{уп}}, \quad (1)$$

где ДП- денежные поступления;

Р - выручка от реализации;

А- амортизация;

P_p - выплата процентов;

$N_{уп}$ - налоги уплаченные.

Для оценки эффективности инвестиционного проекта предлагаются различные методы.

Основными показателями, используемыми для расчетов эффективности инвестиционных проектов, являются:

- чистый доход;
- чистый дисконтированный доход;
- внутренняя норма доходности;
- потребность в дополнительном финансировании;
- индексы доходности затрат и инвестиций;
- срок окупаемости;

Условия финансовой реализуемости и показатели эффективности рассчитываются на основании денежного потока (ДП).

Чистым доходом (ЧД) называется накопленный эффект (сальдо денежного потока) за расчетный период

$$\text{ЧД} = \sum_t \text{ДП}_t, \quad (2)$$

где ЧД - чистый доход;

ДП - денежный поток;

t - порядковый номер интервала планирования.

Суммирование распространяется на все шаги расчета. Важнейшим показателем эффективности проекта является чистый дисконтированный доход (альтернативные названия - ЧДД, NPV) – это разность между суммой дисконтированных денежных поступлений, порождаемой реализацией проекта и суммой дисконтированных денежных затрат, необходимых для реализации этого проекта [37].

Для расчета ЧДД нужно все потоки будущих поступлений привести в сопоставимый вид с учетом влияния фактора времени. Пересчет производится на основе коэффициента дисконтирования. Он рассчитывается с учетом нормы дисконта по формуле сложных процентов

$$D_{(t)} = 1/(1+E)^{t-1}, \quad (3)$$

где $D_{(t)}$ – коэффициент дисконтирования;

E – норма дисконта;

t – порядковый номер интервала планирования.

Значения коэффициентов дисконтирования всегда должно быть меньше единицы. Это связано с тем, что происходит изменение темпов снижения ценности денежных средств с течением времени.

Величина ставки дисконтирования зависит от конкретного предприятия и конкретного инвестиционного проекта и выбирается индивидуально в каждом случае. Не существует нормативов, предписывающих выбор той или иной ставки дисконтирования. Этот выбор осуществляется в виде экспертной процедуры, а в документации по инвестиционному проекту приводится обоснование такого выбора. Однако экономическое содержание процедуры обоснования инвестиционных проектов предписывает при выборе ставки дисконтирования учитывать некоторые важные положения:

– ставка дисконтирования должна соответствовать требуемой отдаче. Под требуемой отдачей здесь понимается такая отдача (доходность), которую ожидает инвестор от этой инвестиции и на которую он согласится. Инвестор вкладывает в него компенсацию за все возможные риски и другие потери, которые эта инвестиция может создать [38]. Поэтому требуемую отдачу можно считать главным экономическим содержанием ставки дисконтирования;

– предприятие, принимая решение относительно реализации инвестиционного проекта, следующим шагом должно решить вопрос о его финансировании. И здесь должно выполняться очевидное условие - отдача от проекта не должна быть меньше стоимости капитала, привлекаемого для его финансирования. Таким образом, появляется второй экономический ориентир в формировании ставки дисконтирования - это стоимость финансирования.

Основным экономическим нормативом, используемым при дисконтировании, является норма дисконта, выражаемая в долях единицы или в процентах в год.

Норма дисконта (E) представляет собой скорректированную с учетом инфляции минимальную приемлемую для инвестора доходность вложенного капитала при альтернативных и доступных на рынке безрисковых направлениях вложений.

Норма дисконта - с экономической точки зрения - это норма прибыли, которую инвестор обычно получает от инвестиций аналогичного содержания и степени риска. Таким образом, это ожидаемая инвестором норма прибыли.

В отдельных случаях значение нормы дисконта может выбираться различным для разных шагов расчета (переменная норма дисконта), это может быть целесообразно в случаях [39]:

- переменного по времени риска;
- переменной по времени структуры капитала при оценке коммерческой эффективности ИП.

Норма дисконта складывается из следующих элементов

$$E = I + MR + R, \tag{4}$$

где E – норма дисконта;

I- темп инфляции;

MR- минимальная реальная норма прибыли; R - коэффициент, учитывающий степень риска.

Исходя из вышесказанного, формула чистого дисконтированного дохода принимает вид

$$\text{ЧДД} = \sum_t \text{ДП}_t * D_{(t)}, \quad (5)$$

где ЧДД – чистый дисконтированный доход; $\sum_t \text{ДП}_t$ – то же, что и в формуле (2);

$D_{(t)}$ – то же, что и в формуле (3).

ЧД и ЧДД характеризуют превышение суммарными денежными поступлениями суммарных затрат для данного проекта соответственно без учета и с учетом фактора времени.

Разность (ЧД - ЧДД) нередко называют дисконтом проекта. Положительное значение ЧДД показывает, что данный вариант проекта при выбранной норме дисконта доходен, т.е. инвестор получит норму прибыли выше, чем расчетная норма дисконта. Если сравниваются альтернативные проекты, предпочтение должно отдаваться проекту с большим значением ЧДД.

Отрицательное значение ЧДД говорит о том, что инвестировать в проект не имеет смысла.

Однако стоит отметить, что ЧДД не является абсолютно верным показателем при таких случаях, как:

- выбор между проектом с большими первоначальными инвестициями и проектом с меньшими первоначальными инвестициями при одинаковой величине ЧДД;
- выбор между проектом с большим показателем ЧДД и длительным сроком окупаемости.

Итак, показатель чистого дисконтированного дохода не является полным показателем, по которому можно принимать решения об инвестициях в проект [40]. Сложность заключается в прогнозировании нормы дисконта, а также невозможностью судить о пороге рентабельности и финансовой устойчивости фирмы.

Для этого используется другой показатель – индекс доходности [41]. Индекс доходности (ИД, PI) – это показатель, позволяющий определить, в какой мере возрастает ценность фирмы в расчете на один рубль инвестиций. Индекс доходности – показатель эффективности инвестиции, представляющий собой отношение дисконтированных доходов к размеру инвестиционного капитала.

Расчет этого показателя производится по формуле

$$\text{ИД} = \text{ЧДД} / \text{ПИ}, \quad (6)$$

где ПИ – первоначальные инвестиции;

ЧДД – чистый дисконтированный доход.

Очевидно, что если ЧДД положителен, то и ИД будет больше единицы, и наоборот. Таким образом, если мы получаем индекс доходности инвестиций больше единицы, то такие инвестиции приемлемы.

Внутренняя норма доходности – коэффициент, показывающий максимально допустимый риск по инвестиционному проекту или минимальный приемлемый уровень доходности. Внутренняя норма доходности равна ставке дисконтирования, при которой чистый дисконтированный доход отсутствует, то есть равен нулю.

В некоторых случаях ее определение предваряет инвестиционные расчеты. Это связано с тем, что она выявляет границу, отделяющую все доходные инвестиционные проекты от убыточных. Чаще всего для инвестиционных проектов, начинающихся с инвестиционных затрат и

имеющих положительный ЧД, внутренней нормой доходности называется положительное число если:

- при норме дисконта ЧДД проекта обращается в 0;
- это число единственное.

Начальным моментом обычно является начало первого шага или начало операционной деятельности. Моментом окупаемости называется тот наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого кумулятивные текущие чистые денежные поступления становятся и в дальнейшем остаются неотрицательными [42].

Сроком окупаемости с учетом дисконтирования ($DT_{ок}$, DPP) называется продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости с учетом дисконтирования - того наиболее раннего момента в расчетном периоде, после которого ЧДД становится положительным.

Существуют ситуации, в которых использование этого метода является обоснованным, например, когда руководство больше озабочено ликвидностью проекта, а не прибыльностью, то есть, главное, чтобы инвестиции окупились, и как можно скорее. Так же метод хорош в ситуации, когда инвестиции сопряжены высокой степенью риска, и чем короче срок окупаемости, тем менее рискован проект.

Итак, чтобы провести качественную оценку эффективности, необходимо рассматривать все вышеперечисленные показатели эффективности в комплексе, это дает наиболее полное представление о проекте с экономической стороны. Но экономическая оценка эффективности считается неполной, если не будут учитываться риски, с которыми сопряжен данный инвестиционный проект. Риск является весьма сложной и многоаспектной категорией. Не случайно в научно литературе приводятся десятков видов риска, при этом классификационным признаком чаще всего служит объект, рисковость которого пытаются охарактеризовать и проанализировать.

Оценка рисков происходит посредством различных методов. Особое место занимают методы оценки рисков без учета распределений вероятности.

Анализ чувствительности является популярным методом оценки проектных рисков в силу своей теоретической прозрачности, простоты расчетов, экономико - математической естественности результатов и наглядности их толкования.

2 Анализ существующего положения на предприятии

2.1 Характеристика Канской ТЭЦ

На момент начала строительства Канской ТЭЦ в городе Канске Красноярского края работали ТЭЦ гидролизного завода и Канская ЦЭС. Мощностей этих предприятий не хватало для удовлетворения растущего спроса на электрическую и тепловую энергию потребителей города. Поэтому в 1950 году в Министерстве легкой промышленности страны принимается решение о проектировании и начале строительства новой ТЭЦ [44].

Через три года в октябре 1953-го на Канской ТЭЦ были введены в эксплуатацию котел производительностью 45 тонн пара в час и турбогенератор мощностью 6 МВт. Этот день, 18 октября, официально стал днем основания станции. Первые годы, как и было предусмотрено техническим заданием и проектной документацией, она относилась к хлопчатобумажному комбинату и являлась его энергетическим цехом. Такое положение станции сохранялось до 1959 года, и лишь в 1962 году она перешла в разряд самостоятельных энергетических объектов.

На сегодняшний день на Канской ТЭЦ установлено следующее оборудование

В работе находятся следующее основное оборудование:

- семь паровых котлов производительностью по 75 т/час с параметрами пара: давление $P=3.9$ мПа, температура $t=440^{\circ}\text{C}$, тип – БКЗ-75-39ФБ, Белгородского завода;
- один турбоагрегат мощностью 6.0 мВт на параметры пара: давление $P=3.5$ мПа, температура $t=435^{\circ}\text{C}$, тип П-6-35/5 Калужского завода;
- один турбоагрегат мощностью 5.0 мВт на параметры пара: давление $P=3.5$ мПа, температура $t=435^{\circ}\text{C}$, тип Р-5-35/5 м, ЧССР завод имени Ленина;
- один турбоагрегат мощностью 6.0 мВт на параметры пара: давление $P=3.5$ мПа, температура $t=435^{\circ}\text{C}$, тип ПР-6-35/5/1.2 Калужского завода.

Это позволяет вырабатывать достаточное количество энергии для обеспечения электричеством и теплом 80-ти процентов населения города и многих промышленных предприятий.

Электростанция может эксплуатироваться в двух основных режимах – теплофикационном и комбинированном (одновременно вырабатывается тепловая и электрическая энергии). Основное топливо – уголь, добыча которого ведется на Бородинском разрезе, находящемся в 81 километре от ТЭЦ [36].

Электрическая мощность станции – 24 МВт, тепловая - 325 Гкал/ч. В настоящее время Канская ТЭЦ входит в состав ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)».

Открытое акционерное общество «Енисейская территориальная генерирующая компания (ТГК-13)» - объединенная компания, созданная в результате присоединения ОАО «Красноярская генерация» и ОАО «ТГК-13» к ОАО «Хакасская генерирующая компания», которое 21 декабря 2006 года было переименовано в ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)». 31 декабря 2006 года состоялся переход на единую акцию, и деятельность ОАО «Красноярская генерация» и ОАО «ТГК-13» была прекращена. 1 июля 2008 года состоялось выделение ОАО «Енисейская ТГК Холдинг» из состава ОАО РАО «ЕЭС России» с одновременным присоединением к ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)».

28 апреля 2012 г. в ходе реорганизации группы «Сибирская генерирующая компания» (СГК) из состава ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)» в отдельные акционерные общества были выделены: ОАО «Красноярская ТЭЦ-1», ОАО «Назаровская ГРЭС», ОАО «Красноярская теплотранспортная компания» (КТТК), ОАО «Красноярская ТЭЦ-4», ОАО «Красноярская электростанция», ОАО «Канская ТЭЦ», ОАО «Южно-Енисейские тепловые сети», ОАО «Дивногорские тепловые сети» [45].

Сегодня в состав ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)» входят филиалы, производящие тепловую и электрическую энергию для потребителей городов

Красноярска, Минусинска, Канска (Красноярский край) и Абакана (Республика Хакасия) [46]:

- Красноярская ТЭЦ-2,
- Красноярская ТЭЦ-3,
- Минусинская ТЭЦ,
- Абаканская ТЭЦ
- Канская ТЭЦ.



Рисунок 5 – расположение ТЭЦ которые входят в ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)» на карте России

Всего выпущено 159 149 055 713, 44 шт. обыкновенных именных акций номиналом 0,01 руб.

Структура акционерного капитала (на 14 августа 2017 года):

- Siberian Energy Investments Ltd — 61,2 %;
- ОАО «Сибэнергохолдинг» — 13,7 %.

Входит в группу «Сибирская генерирующая компания» (вместе с ОАО «Кузбассэнерго»), которая осуществляет производство и продажу электро- и тепловой энергии, а также обеспечивает передачу тепла. Группа компаний ведет деятельность на территории Кемеровской области, Алтайского и Красноярского края, Республики Хакасия. В общем объеме генерации ОЭС Сибири совокупная доля ООО «СГК» составляет около 20 %. Основным топливом является уголь. Основной рынок сбыта — ОРЭМ [47].

Генеральный директор ООО «Сибирская генерирующая компания» (выполняет функции единоличного исполнительного органа ТГК-13) Кузнецов Михаил Варфоломеевич. Председатель совета директоров — Большаков Андрей Николаевич. Заместитель генерального директора ООО «Сибирская генерирующая компания» — директор Красноярского филиала ООО «Сибирская генерирующая компания», представитель ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)» — Шлегель Александр Эдуардович

Основными видами деятельности компании являются:

- поставка (продажа) электрической энергии, пара и горячей воды (тепловой энергии) по установленным тарифам в соответствии с диспетчерскими графиками электрических и тепловых нагрузок;
- производство электрической энергии;
- производство пара и горячей воды (тепловой энергии);
- деятельность по получению (покупке) электрической энергии с оптового и розничного рынка электрической энергии (мощности);
- деятельность по получению (покупке) тепловой энергии от сторонних организаций;

– реализация тепловой энергии потребителям, в том числе энергосбытовым организациям [48].

Общая установленная электрическая мощность предприятий, входящих в ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)», составляет — 1164 МВт. Установленная тепловая мощность — 3017,4 Гкал/ч.

Основным топливом для станций компании является бурый уголь.

Так же помимо графиков рост виден и по бухгалтерскому балансу в таблице 3.

В условиях рыночных отношений исключительно велика роль анализа финансового состояния предприятия. Это связано с тем, что предприятие приобретает самостоятельность и несет полную ответственность за результаты своей производственно-хозяйственной деятельности перед членами предприятия, работниками, банком и кредиторами.

Бухгалтерская отчетность представляет собой совокупность данных, характеризующих результаты финансово-хозяйственной деятельности предприятия за отчетный период. Она представляет собой средство управления предприятием и одновременно метод обобщения и представления информации о хозяйственной деятельности. В свою очередь отчетность служит исходной базой для последующего планирования.

Финансовое состояние предприятия или бухгалтерский баланс (форма №1) – это совокупность показателей, отражающих его способность погасить свои долговые обязательства. Наиболее полный анализ финансовой деятельности предприятия можно провести при помощи финансовых коэффициентов. Для проведения такого анализа используется бухгалтерский баланс. Баланс отражает финансовое состояние предприятия. Чтобы установить, какое влияние на сложившееся положение оказали внешние и внутренние условия деятельности предприятия, необходим анализ актива и пассива баланса.

Оборотные активы — это те, которые участвуют в производственном цикле менее одного года. Эти активы переносят свою стоимость на готовую

продукцию полностью в течение года. Обычно это сырье, материалы, денежные средства в кассе и на текущем счету, а также краткосрочные финансовые вложения.

Внеоборотные активы — это активы, которые используются в деятельности предприятия более года. Они переносят свою стоимость в готовую продукцию по частям. Ответ на вопрос о том, что такое внеоборотные активы, важен при определении налоговой базы. Наиболее полно внеоборотные активы предприятия отражаются в бухгалтерских документах [49]. Согласно бухгалтерскому учету внеоборотные активы — это четыре категории активов:

- материальные внеоборотные активы (основные средства);
- финансовые;
- нематериальные;
- прочие внеоборотные активы.

Рассмотрим все по порядку. Материальные внеоборотные активы — это:

- земельные участки;
- здания (капитальные и некапитальные) и сооружения;
- машины, станки, оборудование, сложная оргтехника, контрольно-измерительные приборы и транспортные средства;
- мебель, оргтехника, инструменты со сроком службы более года;
- незавершенное капитальное строительство;
- животные и многолетние растения;
- торговый инвентарь (прилавки, кассовые аппараты, холодильники витрины и т. д.;
- оборудование, приобретенное, но не установленное, а также запасные части к нему;
- имущество, переданное в лизинг или прокат;
- библиотечные фонды;

– прочие материальные активы.

Пассив баланса состоит из 3-х разделов, как было сказано выше. Это собственный капитал и заемный, подразделяющийся на краткосрочные и долгосрочные обязательства [50].

Структура пассива баланса:

– Собственные средства или «средства и резервы» — включает в себя имущество предприятия. Разделы пассива баланса: уставной, фонды, нераспределенная прибыль, доп. средства.

– Долгосрочные обязательства – включает в себя долги предприятия, срок возврата по которым свыше 12 месяцев.

– Краткосрочные обязательства — включает в себя долги предприятия, срок возврата по которым менее 12 месяцев.

Таблица 3 – Бухгалтерский баланс 2013-2017 год на 31 декабря

Наименование показателя	Код	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2013
АКТИВ						
I. ВНЕОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ						
Результаты исследований и разработок	1120	0	0	0	333	845
Основные средства	1150	322 320	338 851	362 022	344 578	356 412
Финансовые вложения	1170	0	0	0	0	42 431
Отложенные налоговые активы	1180	1 953	3 213	3 697	12 064	7 428
Прочие внеоборотные активы	1190	15 488	14 543	15 951	16 458	3 549
Итого по разделу I	1100	339 761	356 607	381 670	373 433	410 665
II. ОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ						
Запасы	1210	57 478	61 155	45 846	57 662	1 056
Налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям	1220	80	16	29	1 086	1 048
Дебиторская задолженность	1230	206 483	160 831	58 116	75 931	44 898
Денежные средства и денежные эквиваленты	1250	2 223	3 516	707	510	370

Продолжение таблицы 3

Наименование показателя	Код	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2013
Прочие оборотные активы	1260	809	745	198	304	123
Итого по разделу II	1200	267 073	226 263	104 896	135 493	47 495
БАЛАНС	1600	606 834	582 870	486 566	508 926	458 160
ПАССИВ						
III. КАПИТАЛ И РЕЗЕРВЫ						
Уставный капитал (складочный капитал, уставный фонд, вклады товарищей)	1310	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000
Резервный капитал	1360	77	0	0	0	0
Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)	1370	268 823	267 364	272 987	344 065	377 020
Итого по разделу III	1300	318 900	317 364	322 987	394 065	427 020
IV. ДОЛГОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА						
Заемные средства	1410	0	134 900	0	0	0
Отложенные налоговые обязательства	1420	0	0	0	4 029	0
Оценочные обязательства	1430	7 865	13 447	12 479	12 190 *	0
Итого по разделу IV	1400	7 865	148 347	12 479	16 219	0
V. КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА						
Заемные средства	1510	116 692	0	50 164	37 559	0
Кредиторская задолженность	1520	116 777	105 922	92 135	53 030	25 082
Доходы будущих периодов	1530	0	0	0	2	11
Оценочные обязательства	1540	46 600	11 237	8 801	8 051	6 047
Итого по разделу V	1500	280 069	117 159	151 100	98 642	31 140
БАЛАНС	1700	606 834	582 870	486 566	508 926	458 160

Из таблицы 3 видно, снижение внеоборотных и увеличение оборотных активов, а также увеличение пассива и краткосрочных обязательств и снижении долгосрочных обязательств.

Уменьшение стоимости внеоборотных активов обусловлено уменьшением величины таких статей как «Основные средства» и «Нематериальные активы». Основные средства за 2013 год составляли 410 665 тысяч рублей при, а за 2017 год - 339 761 тысяч рублей. Изменение сумм по данным статьям произошло как за счет снижения тенденции приобретения в анализируемом периоде машин и оборудования, транспортных средств, инструмента, производственного и хозяйственного инвентаря, автоматизации системы бухгалтерского учета, отсутствия приобретения необходимого программного оборудования [51].

Уменьшение вложений во внеоборотные активы за анализируемый период свидетельствует об отсутствии инвестиционной направленности вложений предприятия, ориентированной на модернизацию производства, внедрение новых технологий, позволяющих наладить выпуск качественной и высокорентабельной продукции. Материальные оборотные средства, представленные в виде запасов, постоянно увеличивались на протяжении всего анализируемого периода. В 2014 году по сравнению с 2013 годом запасы возросли на 56606,0 тысяч рублей. Удельный вес запасов увеличивался с 2,22% в 2013 году до 21.5% в 2017 году. Доля наиболее мобильных оборотных средств (дебиторская задолженность) за период 2013-2017 год увеличилась с 44898 тысяч руб. до 206483 тысяч руб.

Увеличение стоимости оборотных активов обусловлено приростом материалов и сырья, предназначенных для производства, может говорить о наращивании производства, что является положительным фактором.

Это благоприятная тенденция, поскольку ликвидность оборотных активов всё равно выше, чем у внеоборотных активов, следовательно, у предприятия больше возможности своевременно расплачиваться по текущим обязательствам. Но необходимо также обратить внимание на качество оборотных активов. В их составе большой удельный вес занимают долгосрочная дебиторская задолженность, тем более просроченная и

неликвидные запасы (незавершенное производство, товары, на которых нет спроса). Но глядя на таблицу 4, мы делаем следующие выводы.

Таблица 4 – Анализ баланса

Финансовый показатель	31.12.2013	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2017
Чистые активы	427031	377974	323024	317364	318900
Коэффициент автономии (норма: 0,5 и более)	0,93	0,77	0,66	0,54	0,53
Коэффициент текущей ликвидности (норма: 1,5-2 и выше)	1,50	1,40	0,7	1,90	1,00

Ликвидность станции попадает в промежутки нормы (норма: 1,5-2 и выше), точно так же, как и коэффициент автономии (норма: 0,5 и более) и исходя из этого можно сделать вывод о том, что станция ликвидна и автономна, и готова к расширению в будущем.

Ликвидность – это способность материальных ресурсов быть реализованными за деньги по цене, близкой к рыночной, а степень ликвидности отражает время, необходимое для такого обращения. Это понятие применимо к разным категориям – активам, балансу, банкам, предприятиям [52].

В зависимости от времени, за которое можно преобразовать активы в наличные, они могут быть трех видов ликвидности:

– Высоколиквидные – это вклады в банке, акции, облигации, валюта, государственные ценные бумаги. Эти ценности можно инкассировать в максимально короткие сроки.

– Среднеликвидные включают дебиторскую задолженность, кроме краткосрочной и безнадежной, а также продукцию, готовую к реализации.

Эти позиции конвертируются в деньги в срок от 1 до 6 месяцев без существенной потери в стоимости.

– Низколиквидные – морально устаревшая техника и оборудование, просроченная дебиторская задолженность, недвижимость. Сюда же относятся все прочие категории, которые можно продать по цене, близкой к рыночной, только за длительное время.

Естественно, один и тот же финансовый инструмент может иметь как высокую, так и низкую ликвидность.

Анализ ликвидности баланса проводится с целью дать оценку платежеспособности компании, то есть ее способности вовремя и полностью рассчитываться по своим обязательствам [53].

Он заключается в сравнение средств по активу, сгруппированных по степени их ликвидности и расположенных в порядке убывания ликвидности, с обязательствами по пассиву, сгруппированными по срокам их погашения и расположенными в порядке возрастания сроков.

На рост капитала и резервов повлияло: Самое очевидное, на первый взгляд, что может следовать из такой картины положения дел - это то, что менеджмент компании усиливает акцент на долгосрочных кредитах как источнике финансирования деятельности фирмы. Но даже эта весьма поверхностная трактовка ситуации невозможна вне данных о динамике валюты баланса в целом и об изменениях в структуре активов компании.

Если имеющая место ситуация состоит в том, что общий объем средств, вовлеченных в бизнес компании, остается неизменным или растет, рассматриваемое изменение структуры пассивов может отражать хорошее состояние дел. Например, развитие бизнеса, рост доходов могут позволить фирме изменить дивидендную политику, начать изымать большие объемы средств в пользу собственников и, пользуясь доверием к своей кредитоспособности, получить долгосрочные кредиты. Данные обстоятельства позволят сократить как объем используемых собственных

источников капитала, так и масштабы краткосрочного кредитования своей деятельности [54].

Такое положение дел может иметь место и при сокращении валюты баланса. Это может подтвердить знакомство с показателями «Отчета о финансовых результатах» компании. Если по его данным доходы фирмы растут, это показывает увеличение объемов продаж при сокращении активов, что может говорить о рационализации управления капиталом фирмы.

Однако, если свидетельств роста оборотов данные «Отчета о финансовых результатах» не содержат, рассматриваемая картина может означать вышеприведенную ситуацию с перекредитованием в связи с риском неплатежеспособности, только без мероприятий по «приукрашиванию» баланса методами «оптимизации» учетной политики. При этом, сокращение «Капитала и резервов» может говорить о том, что часть краткосрочных кредитов была погашена за счет средств собственников компании.

В то же время уменьшение отражаемого в балансе объема краткосрочных долгов может быть следствием оптимизации управления оборотными активами компании, например, сокращения размеров средств, отвлекаемых на кредитование покупателей, лучшее управление запасами. А при этом одновременное сокращение демонстрируемых объемов собственных источников средств может быть следствием изменения учетной политики в сторону большего следования принципу консерватизма. В этой ситуации увеличение долгосрочных обязательств может означать не что иное, как просто получение очередного крупного долгосрочного кредита в банке, например, на обновление оборудования.

Так же рассматриваемая ситуация может иметь место и при изменении договорной политики фирмы, например, при переходе на использование большего объема собственных внеоборотных активов, а не арендованных средств, при одновременном применении методов их ускоренной амортизации. Так, покупка внеоборотных активов в кредит может значительно увеличить размер долгосрочных обязательств, уменьшение расчетов с

арендодателями - уменьшить объем демонстрируемых краткосрочных обязательств, а рост сумм амортизации - сократить величину собственных источников средств за счет уменьшения позиции «Нераспределенная прибыль».

Уменьшение по счетам краткосрочных обязательств означает, что в рассматриваемом периоде осуществлялись выплаты по обязательствам, возникшим и не погашенным в предыдущем периоде. Следовательно, данный отток денежных средств необходимо вычесть из чистой прибыли. Правило коррекции краткосрочных обязательств можно сформулировать таким образом: прирост по счетам обязательств означает приток денежных средств, поэтому его надо прибавить к чистой прибыли; уменьшение обязательств означает отток денежных средств надо вычесть из чистой прибыли [55].

Уменьшение долгосрочных обязательств вместе с ростом краткосрочных обязательств может привести к ухудшению финансовой устойчивости предприятия, но на предприятие происходит снижение краткосрочных обязательств.

Краткосрочные обязательства увеличились на 162910 тысяч рублей или на 139% по сравнению с 2016 годом и это вызвало увеличение пассива баланса и повлияло на общую тенденцию роста.

Увеличение краткосрочных обязательств было связано с увеличением заемных средств на 116692 тысяч рублей или на 116692% по сравнению с 2016 годом, по сравнению с 2010 годом снижение составило 50164 тысяч рублей или 50164%. Это говорит о погашении краткосрочных кредитов.

Увеличение в разделе краткосрочных обязательств наблюдается в показателях кредиторской задолженности и оценочных обязательствах.

Кредиторская задолженности выросла на 10855 тысяч рублей или на 10,24 % по сравнению с 2016 годом. По сравнению с 2015 годом увеличение кредиторской задолженности на 24642 тысяч рублей или на 26,74%. Это все говорит о наличии задолженностей перед поставщиками, подрядчиками,

персоналом и другими кредиторами. Наличие кредиторской задолженности не является благоприятным фактором для организации и снижает показатели финансового состояния предприятия, платежеспособности и ликвидности.

На основе анализа пассивов баланса выявлено увеличение капитала и резервов за счет нераспределенной прибыли, что является положительным моментом в работе предприятия. Также положительным моментом является – уменьшение краткосрочных обязательств, это связано с погашением краткосрочных кредитов [56]. Однако также происходит увеличение кредиторская задолженности, это является негативным моментом в работе предприятия. Так же, наблюдается увеличение долгосрочных обязательств за счет заемных средств, это может быть связано со взятием долгосрочных кредитов, эти средства, исходя из анализа актива баланса, могли быть потрачены на увеличение основных средств предприятия.

Таким образом, анализ бухгалтерского баланса предприятия показал, что АО «Канская ТЭЦ» имеет тенденцию к развитию, за счет свободных денежных и заемных средств, для расширения сферы деятельности и увеличения прибыли.

Можно подвести итог того, что расширение Канской ТЭЦ приведет только к положительному выводу и увеличит отпуск как тепла, так и электроэнергии. Так как это необходимо городу, который нуждается в улучшении инфраструктуры и расширении зоны обслуживания.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Теплоэлектроцентрали предназначены для централизованного снабжения промышленных предприятий и городов теплом и электроэнергией. Они отличаются от конденсационных электростанций использованием тепла «отработавшего» в турбинах пара для нужд производства, отопления, вентиляции и горячего водоснабжения. При такой

комбинированной выработке электрической и тепловой энергии достигается значительная экономия топлива сравнительно с отдельным энергоснабжением, то есть выработкой электроэнергии на конденсационных электростанциях и получением тепла от местных котельных. Поэтому станции типа ТЭЦ получили широкое распространение в районах и городах с большим потреблением тепла. Радиус действия мощных городских ТЭЦ снабжения горячей водой для отопления не превышает 10 км. Загородные ТЭЦ передают горячую воду при высокой начальной температуре на расстояния до 30 км.

Целью данного проекта было расширение Канской ТЭЦ в целях покрытия дефицита энергетической мощности в городе Канске, так как на данном этапе есть нехватка тепло и электроэнергии в городе, в зимнее время, когда во много раз увеличивается потребление тепла для обогрева жилых и нежилых помещений, в летний период для охлаждения тех же помещений, ведь Канск находится в резкоконтинентальном климате и перепады температуры, как и изменение погодных условий не редкость.

Как уже было сказано у станции наблюдается тенденция роста как тепловых, так и электрических нагрузок за счет расширения зоны охвата территории (жилой зарельсовой зоны), а также улучшения инфраструктуры города, будут застраиваться новые детские сады, сноситься старые обветшалые здания и на их месте строиться новые многоэтажные здания, открываться места общественного скопления людей и т.п.

По результатам проведенного анализа сделан вывод, что у предприятия показатель ликвидности и финансовой устойчивости находятся в пределах нормативного значения и они имеют тенденцию роста, что является положительным моментом. Также на предприятии было выявлено превышение заемного капитала над собственным, высокий уровень дебиторской задолженности, что отрицательно влияет на ликвидность и финансовую устойчивость АО «Канская ТЭЦ».

По ходу выполнения бакалаврской работы была достигнута цель и решены все соответствующие задачи.

Для данной процедуры расширения потребуются большие капиталовложения в размере 155 миллионов рублей.

Предлагаемый вариант расширения предусматривает использование противодавленческой турбины Р-12-35/5М и двух котлов БКЗ-75-39ФБ.

Результатом расширения Канской ТЭЦ будет увеличение отпуска тепла со станции из отборов турбин от 97 МВт до 167 МВт и повышение КПД по отпуску электрической энергии с 0,36 до 0,38

Таким образом, предлагаемый проект расширения имеет положительный производственный эффект, фактор увеличения охвата обслуживания принесут дополнительный доход, а это значит, что экономическая составляющая станции улучшится.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Справочная книжка энергетика: учебное пособие для вузов / Под ред. Г.С. Самойловича. – 3-е изд., перераб. – М.: Энергия, 1972. 235 с.
- 2 Рыжкин, В.Я. Тепловые электрические станции: учебное пособие для вузов / В.Я. Рыжкин. – М.: Энергоатомиздат, 1987. 374 с.
- 3 Выполнение экономической части курсовых проектов. Методические указания / Сост. В.А.Буренцов, КрПИ. – Красноярск, 1987. 146 с.
- 4 Методические рекомендации о Порядке организации и проведения конкурсов по размещению централизованных инвестиционных ресурсов" (утв. Минэкономки РФ 22.02.1996, 20.03.1996 N ЕЯ-77, Минфином РФ 12.03.1996 N 07-02-19, Минстроем РФ 26.02.1996 N ВБ-11-37/7) // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>
- 5 Турбины тепловых и атомных электрических станций: учебник для вузов, - 2-е издание, перераб. и доп. / А.Г. Костюка, В.В. Фролова, - М.: Издательство МЭИ, 2001. 260 с.
- 6 Турбины ТЭС и АЭС: методические указания для вузов / Сост. Л.Н. Подборский; Красноярск, 1991. 135 с.
- 7 Паровые и газовые турбины: Сборник задач: Учеб. Пособие для вузов / Б.М. Трояновский, Г.С. Самойлович, В.В. Нитусов, А.И. Занин; Под ред. Б.М. Трояновского, Г.С. Самойловича. – 3-е изд., перераб. – М.: Энергоатомиздат, 1987. 214 с.
- 8 Стратегическое планирование на предприятии// Справочная правовая система «Studfiles». – Режим доступа: <https://studfiles.net>
- 9 Методологические аспекты и прогнозирование оценки социально-экономического развития России до 2030 г. – Режим доступа: <http://static.government.ru>

10 Анализ энергетической стратегии России до 2030г. – Режим доступа: <http://www.kp-info.ru>

11 Тепловые и атомные электрические станции. Расчёт тепловых схем ТЭЦ. Учебное пособие для студентов теплоэнергетических специальностей очной и заочной форм обучения. Составители: Никифорова С.В., Сушко С.Н., Воронков В.В. – Иркутск: изд-во ИрГТУ, 2010 г. – 94с.

12 Лимитовский, М. А. Инвестиционные проекты и реальные опционы на развивающихся рынках: учеб.-практ. пособие / М. А. Лимитовский. – 5-е изд., перераб. и доп. – Москва: Юрайт, 2011. – 486 с.

13 Басовский Л. Е., Басовская Е. Н. Экономическая оценка инвестиций. Учебное пособие. - М.: ИНФРА-М, 2008 г. - 93 с.

14 Бережнова Е.И. Инвестиционный анализ: учебное ... Автор-составитель С.В. Лим. – Владивосток: Изд-во ТГЭУ, 2010. 153 с.

15 Янковский К. П. Инвестиции: Учебное пособие. — СПб.: Питер, 2010 г. — 368 с. 35.

16 Управление рисками инновационно-инвестиционных проектов: учеб. пособие для подготовки магистров по направлению 080100.68 "Экономика" программы "Управление инновационным развитием социально-экономических систем" / авт. коллектив: Л. С. Валинурова, О. Б. Казакова, Э. И. Исхакова, М. В. Казаков. – Уфа: БАГСУ, 2013. – 80 с.

17 О мерах по повышению инвестиционной привлекательности и бюджетной обеспеченности муниципальных образований: аналит. записка Всерос. совета местного самоупр. // Муницип. власть. – 2013. – № 1. – С. 42–51.

18 Об основных принципах формирования тарифов на электрическую и тепловую энергию на 2006 и последующие годы/Зак. собрание Краснодарского края. с. 15

19 Николенко, Е. Б. Организационно-экономический механизм инвестиционного обеспечения НИОКР: автореф. дис. ... канд. экон. наук: 08.00.05 / Е. Б. Николенко.

- 20 Лахметкина, Н. И. Инвестиционная стратегия предприятия: учеб. пособие / Н. И. Лахметкина. - 6-е изд., стер. - Москва: КНОРУС, 2012. - 160 с.
- 21 Эксперт [Электронный ресурс]//Электронный журнал. –Режим доступа: <http://www.expert.ru/>.
- 22 Стратегия развития Единой национальной электрической сети на десятилетний период [Электронный ресурс] // АО «Канская ТЭЦ» [сайт]. – Режим доступа: <http://www.fsk-ees.ru/>.
- 23 Официальный сайт Федеральной службы государственной статистики [Электронный ресурс]. –Режим доступа: <http://www.gks.ru/>.
- 24 Официальный сайт территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Кемеровской области [Электронный ресурс]. –Режим доступа: <http://www.kemerovostat.gks.ru/>.
- 25 Официальный сайт АО «Канская ТЭЦ» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://sibgenco.ru>
- 26 Официальный сайт Общественной палаты Красноярского края [Электронный ресурс]. –Режим доступа: <http://www.opko24.ru/>.
- 27 Официальный сайт НП «Совет рынка» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.np-sr.ru/>.
- 28 Официальный сайт Министерства энергетики Российской Федерации [Электронный ресурс]. –Режим доступа: <http://minenergo.gov.ru/>.
- 29 Информационно-аналитический портал о правовом регулировании и правоприменении в энергоснабжении [Электронный ресурс]. –Режим доступа: <http://zhane.ru/>.
- 30 Википедия [Электронный ресурс] // Интернет-энциклопедия. – Режим доступа: <http://www.ru.wikipedia.org/>.
- 31 Хижина М. А. Анализ показателей эффективности инвестиционных проектов // Проблемы современной экономики: материалы III междунар. науч. конф. (г. Челябинск, декабрь 2013 г.). –Челябинск: Два комсомольца, 2013. –С. 52-55.

32 Ковалев Г.Ф. Проблемы электроснабжения крупных городов и мегаполисов / Ковалев, Г.Ф. // ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение –2011.

33 Экономика предприятия: Учебник для вузов / Под ред. проф. В.Я. Горфинкеля, проф. В.А. Швандара. –4-е изд., перераб. и доп. –М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2007. –670 с. –(Серия «Золотой фонд российских учебников»).

34 Сегединов, А. А. Проблемы экономики развития инфраструктуры города / А. А. Сегединов. –Москва:Стройиздат, 2008. –300 с.

35 Хлебников В.В. Рынок электроэнергии в России: учеб. Пособие для студентов вузов, обучающихся по экон. специальностям / В.В. Хлебников. – М.: Гуманитар. изд. Центр ВЛАДОС, 2005. –296 с.

36 Управление организацией: Учебник / Под ред. А.Г. Поршнева, З.П. Румянцевой, Н.А. Саломатина. –4-е изд., перераб. и доп. –М.: ИНФРА-М, 2009. –736 с.

37 Том 2. Современная электроэнергетика. / под ред. профессора А.П. Бурманаи В.А. Строева. –632 с., ил.

38 Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. –4-е изд., перераб. и доп. –М.: ЭНАС, 2012. –376 с.: ил.

39 Раицкий К.А. Экономика организации (предприятия): Учебник. –4-е изд., перераб. и доп. –М.: Издательско-торговая корпорация «Дашков и К°», 2003. –1012 с.

40 Попов В.М. Бизнес-план инвестиционного проекта: Отечественный и зарубежный опыт. Современная практика и документация: учеб. пособие / Под ред. В.М. Попова –5-е изд., перераб. и доп. –М.: Финансы и статистика, 2001. –432с.

41 Основы современной энергетики: учебник для вузов: в 2 т. / под общей редакцией чл.-корр. РАН Е.В. Аметистова. –4-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательский дом МЭИ, 2008.

42 Менеджмент и маркетинг в электроэнергетике: учебное пособие для студентов вузов / А.Ф. Дьяков, В.В. Жуков, Б.К. Максимов, В.В. Молодюк;

под ред. А.Ф. Дьякова. –2-е изд., перераб, и доп. –М.: Издательство МЭИ, 2005. –504 с.: ил.

43 Виленский П.Л. Оценка эффективности инвестиционных проектов: теория и практика: учеб. пособие / П.Л. Виленский, В.Н. Лифшиц. –М.: Дело, 2002. –808 с

44 Энергетическая Стратегии России на период до 2030 года (с пролонгацией до 2035 года) [Электронный ресурс]: распоряжение Правительства РФ от 13.11.2009 No 1715-р ред. от 30.10.2013 //Институт энергетической стратегии (ЗАО «ГУ ИЭС»). –Режим доступа: <http://www.energystrategy.ru/projects/energystrategy.htm>.

45 О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики [Электронный ресурс]: постановление Правительства РФ от 17.10.2009 No 823 ред. от 16.02.2015 // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». –Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

46 О реформировании электроэнергетики Российской Федерации [Электронный ресурс]: постановление Правительства РФ от 11.07.2001 года No 526 ред. от 20.03.2013 // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». –Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

47 О критериях отнесения объектов электросетевого хозяйства к Единой национальной (общероссийской) электрической сети [Электронный ресурс] : постановление Правительства РФ от 26.01.2006 No 41 ред. от 17.03.2016 // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». –Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

48 О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с осуществлением мер по реформированию Единой энергетической системы России [Электронный ресурс]: федер. закон от 04.11.2007 No 250-ФЗ ред. от 06.12.2011 // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». –Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

49 Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты

Российской Федерации [Электронный ресурс]: федер. закон от 23.11.2009 No 261-ФЗ ред. от 13.07.2015 // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». –Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

50 Об электроэнергетике [Электронный ресурс]: федер. закон от 26.03.2003 No 35-ФЗ ред. от 30.03.2016 // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». –Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

51 Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии [Электронный ресурс]: постановление Правительства РФ от 21.01.2004 No 24 ред. от 29.10.2015 // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». –Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

52 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]: постановление Правительства РФ от 27.12.2010 No 1172 ред. от 30.04.2016 // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». –Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

53 Об утверждении Положения об отнесении объектов электросетевого хозяйства к Единой национальной (общероссийской) электрической сети и о ведении реестра объектов электросетевого хозяйства, входящих в Единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть [Электронный ресурс]: постановление Правительства РФ от 28.10.2003 No 648 ред. от 28.03.2012 // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

54 Об утверждении нормы доходности инвестированного капитала для расчета тарифов на услуги по передаче электрической энергии по Единой национальной (общероссийской) электрической сети [Электронный ресурс]: приказ ФСТ от 04.12.2009 No 347-э/4 ред. от 21.05.2012 // Справочная

правовая система «КонсультантПлюс». –Режим доступа:
<http://www.consultant.ru>.

55 Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики [Электронный ресурс] : постановление Правительства РФ от 01.12.2009 No 977 ред. от 20.01.2016 // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

56 Об инвестиционной деятельности в Российской Федерации, осуществляемой в форме капитальных вложений [Электронный ресурс]: федер. закон от 25.02.1999 No 39-ФЗ ред. от 28.12.2013 // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

57 Методические указания по регулированию тарифов с приемом метода доходности инвестиционного капитала [Электронный ресурс]: приказ ФСТ от 30.03.2012 No 228-э ред. от 18.03.2015 // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». –Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

58 Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО (с типовыми примерами) [Электронный ресурс]: приказ ОАО РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008 No 155 // Электронный фонд ПИИТД «ТЕХЭКСПЕРТ». –Режим доступа: <http://www.cntd.ru/>.

59 Бабук, И.М. Экономика промышленного предприятия / И.М. Бабук, Т.А. Сахнович. -М.: ИНФРА-М, 2013. -439 с.

60 Борисова Л. М., Гершанович Е. А. Экономика энергетики: Учебное пособие. –Томск: Изд-во ТПУ, 2014. –208 с.

61 Волков Э. П., Баринов В. А., Маневич А. С. Методология обоснования и перспективы развития электроэнергетики России. –М.: Энергоатомиздат, 2014.

62 Воротницкий В.А. Проблемы современной энергетики // Энергетика. 2011.

63 Жуков, В.В. Главный энергетик / В.В. Жуков // Проблемы энергохозяйства. –2015. –№2 –С. 23-27.

64 Калмыков Н.Т. Основные направления реформирования электроэнергетики// Эксперт. 2006. №5. С.23-26

65 Китушин В.Г., Иванова Е.В. Оценка эффективного срока реконструкции, замены оборудования // Проблемы современной экономики. 2008. 4 (28).

66 Концепция обеспечения надёжности в электроэнергетике. /Воропай Н. И., Ковалёв Г. Ф., Кучеров Ю. Н. и др. –М.: ООО ИД «ЭНЕРГИЯ», 2013. 212 с.

67 Баканов, М.И. Теория экономического анализа: учеб. / М. И. Баканов, А. Д. Шеремет. –Москва: Финансы и статистика, 2000. –340 с.

68 Электроэнергетика Российской Федерации [Электронный ресурс]. – Режим доступа:www.gks.ru

69 Экономика и управление энергетическими предприятиями: Учебник для студ. высш. учеб. заведений. Басова Т.Ф., Борисов Е.И., Бологова В.В. и др.

70 СТО 4.2-07-2014 Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной и научной деятельности. Текстовые материалы и иллюстрации. –Красноярск: ИПК СФУ, 2014. –57 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Бухгалтерский баланс на 31 декабря 2017 года

Наименование показателя	Код	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2013
АКТИВ						
I. ВНЕОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ						
Результаты исследований и разработок	1120	0	0	0	333	845
Основные средства	1150	322 320	338 851	362 022	344 578	356 412
Финансовые вложения	1170	0	0	0	0	42 431
Отложенные налоговые активы	1180	1 953	3 213	3 697	12 064	7 428
Прочие внеоборотные активы	1190	15 488	14 543	15 951	16 458	3 549
Итого по разделу I	1100	339 761	356 607	381 670	373 433	410 665
II. ОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ						
Запасы	1210	57 478	61 155	45 846	57 662	1 056
Налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям	1220	80	16	29	1 086	1 048
Дебиторская задолженность	1230	206 483	160 831	58 116	75 931	44 898
Денежные средства и денежные эквиваленты	1250	2 223	3 516	707	510	370
Прочие оборотные активы	1260	809	745	198	304	123
Итого по разделу II	1200	267 073	226 263	104 896	135 493	47 495
БАЛАНС	1600	606 834	582 870	486 566	508 926	458 160
ПАССИВ						
III. КАПИТАЛ И РЕЗЕРВЫ						
Уставный капитал (складочный капитал, уставный фонд, вклады товарищей)	1310	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000
Резервный капитал	1360	77	0	0	0	0

Продолжение приложения А

Наименование показателя	Код	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2013
Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)	1370	268 823	267 364	272 987	344 065	377 020
Итого по разделу III	1300	318 900	317 364	322 987	394 065	427 020
IV. ДОЛГОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА						
Заемные средства	1410	0	134 900	0	0	0
Отложенные налоговые обязательства	1420	0	0	0	4 029	0
Оценочные обязательства	1430	7 865	13 447	12 479	12 190 *	0
Итого по разделу IV	1400	7 865	148 347	12 479	16 219	0
V. КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА						
Заемные средства	1510	116 692	0	50 164	37 559	0
Кредиторская задолженность	1520	116 777	105 922	92 135	53 030	25 082
Доходы будущих периодов	1530	0	0	0	2	11
Оценочные обязательства	1540	46 600	11 237	8 801	8 051	6 047
Итого по разделу V	1500	280 069	117 159	151 100	98 642	31 140
БАЛАНС	1700	606 834	582 870	486 566	508 926	458 160

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Отчет о финансовых результатах на 31 декабря 2017 года

Наименование показателя	Код	2017	2016	2015	2014	2013
Выручка	2110	892 493	806 165	518 583	489 406	43 243
Себестоимость продаж	2120	-802 025	-783 807	-556 893	-516 048	-37 603
Валовая прибыль (убыток)	2100	90 468	22 358	-38 310	-26 642	5 640
Коммерческие расходы	2210	-4 870	-4 410	-4 513	-3 887	-1 160
Управленческие расходы	2220	0	0	0	0	-298
Прибыль (убыток) от продаж	2200	85 598	17 948	-42 823	-30 529	4 182
Проценты к получению	2320	921	196	72	835	2 294
Проценты к уплате	2330	-14 524	-9 592	-2 703	-1 601	0
Прочие доходы	2340	8 126	4 027	5 587	2 457	517
Прочие расходы	2350	-77 033	-17 615	-22 844	-8 667	-11 590
Прибыль (убыток) до налогообложения	2300	3 088	-5 036	-62 711	-37 505	-4 597
Текущий налог на прибыль	2410	0	0	0	0	-2 227
в т.ч. постоянные налоговые обязательства (активы)	2421	2 021	1 553	4 884	2 865	864
Изменение отложенных налоговых обязательств	2430	-5 604	-2 284	630	-679	1 114
Изменение отложенных налоговых активов	2450	2 965	1 738	7 028	5 315	1 168

Продолжение приложения Б

Наименование показателя	Код	2017	2016	2015	2014	2013
Прочее	2460	1 087	-78	68	-86	0
Чистая прибыль (убыток)	2400	1 536	-5 660	-54 985	-32 955	-4 542
СПРАВОЧНО						
Совокупный финансовый результат периода	2500	1 536	-5 660	-54 985	-32 955	-4 542