

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«АК ИНСОЛАР»

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный Директор,
канд. техн. наук
Б. Л. Акопов
«20» октября 2008 г.

ОТЧЕТ

по теме:

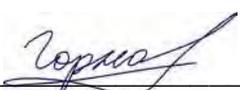
**Проведение исследований и разработка технических решений
рациональной интеграции тепловых насосов в энергетический баланс
Новосибирской ГЭС
(Договор № 08/2008 от 28.04.2008)**

Научный руководитель,
д-р техн. наук


«20» октября 2008 г.

Г.П.Васильев

Директор проектного отделения

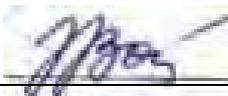

«20» октября 2008 г.

В.Ф. Горнов

Москва, 2008

2
СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель,
д-р техн. наук



Г.П. Васильев (глава 4)

Исполнители



В.Ф. Горнов (главы 1, 4, 5)



В.А. Лесков (главы 2, 3, 5)

РЕФЕРАТ

Отчет 115 страниц, 16 рисунков, 29 таблиц, 1 приложение.

ТЕПЛОВОЙ НАСОС, ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ (ГЭС), ИСТОЧНИК НИЗКОПОТЕНЦИАЛЬНОГО ТЕПЛА, ТЕПЛОНАСОСНАЯ СИСТЕМА ТЕПЛОХЛАДОСНАБЖЕНИЯ, ВТОРИЧНЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ (ВЭР), НЕТРАДИЦИОННЫЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ (НВИЭ)

Настоящий отчет выполнен в рамках договора № 08/2008, заключенного между Закрытым акционерным обществом «ГЕОИНКОМ» и Открытым акционерным обществом «АК ИНСОЛАР» 28 апреля 2008 г.

В отчете представлены результаты технико-экономических расчётов и определена экономическая эффективность применения теплонасосных систем теплохладоснабжения на объектах Новосибирской ГЭС. При проведении расчётов учтены прогнозные повышения тарифов на тепловую и электрическую энергию и инфляционные процессы. Вычислены сроки окупаемости капитальных вложений для каждого из рассматриваемых объектов.

Рассмотрены потенциальные возможности гидроэлектростанций (на примере Новосибирской ГЭС) по освоению новых для них рынков тепло- и хладоснабжения расположенных на прилегающих территориях объектов, таких как рабочие посёлки, жилые массивы, промышленные предприятия и т.д., с опорой на использование теплонасосных систем теплохладоснабжения.

Сформулированы предложения по внедрению теплонасосных систем на объектах инфраструктуры Новосибирской ГЭС, а также дана общая оценка перспектив использования тепловых насосов при их совместной работе с гидроэлектростанциями для обеспечения потребителей, сторонних для ГЭС, тепловой энергией и холодом.

1. ВВЕДЕНИЕ	7
2. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЁТЫ	11
2.1 Основные технические решения	11
2.1.1 Здание ГЭС	11
2.1.2 Гидротехнический цех и его бытовые помещения, гараж	14
2.2 Основные принципы и методы оценки эффективности и финансовой реализуемости инвестиционных проектов	15
2.2.1 Определение и виды эффективности ИП	15
2.2.2 Основные принципы оценки эффективности	18
2.2.3 Общая схема оценки эффективности	20
2.2.4 Схема финансирования, финансовая реализуемость ИП	21
2.2.5 Показатели эффективности ИП	22
2.3 Денежные потоки	25
2.3.1 Денежный поток от операционной деятельности	25
2.3.2 Денежный поток от инвестиционной деятельности	26
2.3.3 Денежный поток от финансовой деятельности	27
2.4 Оценка эффективности инвестиционного проекта в целом	28
2.4.1 Оценка коммерческой эффективности инвестиционного проекта	28
2.4.2 Оценка эффективности участия в проекте	29
2.4.3 Оценка эффективности участия в проекте для предприятий	29
2.4.3.1 Общие положения	29
2.4.3.2 Оценка финансовой реализуемости проекта и расчет показателей эффективности участия предприятия в проекте	31
2.4.3.3 Финансовые показатели предприятий - участников инвестиционного проекта	32

2.5	Учет инфляции, неопределенности и риска	32
2.5.1	Учет инфляции при оценке эффективности ИП	32
2.5.1.1	Общие положения	32
2.5.1.2	Виды влияния инфляции. Рекомендации по прогнозу инфляции	33
2.5.2	Учет неопределенности и риска при оценке эффективности	34
2.5.2.1	Общие положения	34
2.5.2.2	Укрупненная оценка устойчивости инвестиционного проекта в целом	36
2.5.2.3	Укрупненная оценка устойчивости проекта с точки зрения его участников	37
2.6	Критерии оценки показателей эффективности	38
2.6.1	Расчетный период и его разбиение на шаги	38
2.6.2	Норма дисконта и поправка на риск	40
2.6.3	Система цен	46
2.7	Алгоритм расчета	46
2.7.1	Финансовая деятельность:	47
2.7.2	Операционная деятельность:	47
2.7.3	Инвестиционная деятельность:	49
2.8	Результаты расчётов	52
2.8.1	Здание ГЭС	52
2.8.2	Гидротехнический цех и его бытовые помещения	58
2.8.3	Гараж	62
3.	МЕТОД ВАРИАЦИИ ПАРАМЕТРОВ (АНАЛИЗ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ)	67
3.1	Влияние изменения количества сэкономленной электроэнергии на ЧДД	68

3.2 Влияние изменения капитальных затрат на ЧДД	75
3.3 Влияние изменения тарифов на окупаемость проекта	81
4. ОЦЕНКА ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ВЫХОДА НА НОВЫЕ РЫНКИ	83
4.1 Существующее состояние системы энергоснабжения	84
4.2 Возможности Новосибирской ГЭС	88
4.3 Экологические аспекты	93
5. ВЫВОДЫ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ	101
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	105
ПРИЛОЖЕНИЕ 1. ТАРИФЫ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ И ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ В НОВОСИБИРСКОЙ ОБЛАСТИ	106

1. Введение

В результате проведённых работ по первым двум этапам «Сбор исходных данных, проведение энергетического экспресс-аудита объектов инфраструктуры Новосибирской ГЭС и выявление тепловых нагрузок, перспективных для замещения тепловыми насосами. Выбор источника низкопотенциальной тепловой энергии для испарителей ТН и разработка основных принципиальных технических и технологических решений» и «Разработка принципиальной технологической схемы рациональной интеграции тепловых насосов в энергетический баланс Новосибирской ГЭС, проведение численных экспериментов по определению рациональных значений параметров основных технологических режимов. Подбор основного оборудования» были определены потенциальные объекты инфраструктуры Новосибирской ГЭС, применение систем теплонасосного теплохладоснабжения на которых представляется целесообразным.

Таковыми объектами оказались:

- здание ГЭС;
- гидротехнический цех;
- бытовые помещения гидротехнического цеха;
- гараж.

Указанные здания характеризуются тепловыми и холодильными нагрузками, указанными в таблице 1.

Для указанных объектов были разработаны варианты принципиальных схем теплонасосных систем теплохладоснабжения, проведены численные эксперименты по определению параметров основных технологических режимов и сравнения полученных результатов расчётов. В результате экспериментов были выявлены варианты технических решений и соответствующих им технологических схем, наиболее подходящие для использования на объектах

Новосибирской ГЭС с точки зрения энергетической экономичности и надёжности функционирования.

Осуществлён подбор основного оборудования теплонасосных систем теплохладоснабжения в соответствии с выбранными вариантами технических решений.

Таблица 1.

Объект	Нагрузки, кВт				
	Отопление	Горячее водоснабжение	Подогрев вентиляции	Кондиционирование	Холодоснабжение
Здание ГЭС	152,00	60,00	1320,00	141,00	497,00
Гидротехнический цех (ГТЦ)	60,00	20,00	-	-	-
Бытовые помещения ГТЦ	25,00	5,00	-	-	-
Гараж	53,00	7,00	-	-	-

Также было установлено, что применение тепловых насосов на гидроэлектростанциях дает следующие положительные эффекты:

- I. Снижаются затраты электроэнергии на собственные нужды. При использовании теплонасосного оборудования затраты электроэнергии на теплоснабжение могут быть снижены на 50% и более по сравнению с используемыми на данный момент электрическими нагревателями;
- II. Высвобождаются электрические мощности. За счёт отказа от прямого электрического нагрева и вовлечения в энергетический баланс новых, нетрадиционных источников энергии, установленные электрические мощности теплогенерирующего оборудования значительно снижаются. Такое снижение может достигать до двух и более раз.
- III. Увеличивается выдаваемая мощность станции. За счёт снижения установленной мощности оборудования на собственные нужды

станция сможет поставлять на рынок большее количество электроэнергии, тем самым увеличивая свой доход.

IV. Снижаются капитальные затраты на охлаждение. Поскольку тепловой насос одновременно вырабатывает и тепло, и холод, отпадает необходимость приобретения дополнительного холодильного оборудования для технологического холодоснабжения.

V. Рациональное использование теплоизбытков, повышение комфортности для персонала. Поскольку применение тепловых насосов в сочетании с определёнными схемными решениями позволяет переносить тепло из зон с избытками тепла (требуется кондиционирование или технологическое охлаждение) в зоны с дефицитом тепла (требуется отопление, подогрев вентиляции, и т.д.), повышается энергетическая эффективность систем тепло- и холодоснабжения. Например, летом, при работающей системе охлаждения, подогрев воды для системы горячего водоснабжения является как бы побочным продуктом процесса холодоснабжения. На приготовление горячей воды не тратится дополнительная энергия, и она получается практически бесплатно. Повышение комфортности связано с тем, что работающие электроотопительные приборы, как правило, пересушивают воздух и снижают содержание в нем кислорода, что зачастую приводит к несоблюдению требований санитарных норм к качеству внутреннего воздуха. В случае использования тепловых насосов, которые не работают с высокими уровнями температур, таких проблем не возникает.

VI. Надёжный и дешёвый источник низкопотенциального тепла. ГЭС располагают огромными запасами низкопотенциального тепла, содержащегося в речной воде и воде водохранилищ, которые могут быть использованы для теплоснабжения с применением тепловых насосов. Поскольку запасы доступного для использования тепла

низкого потенциала весьма велики, речь может идти о тепло- и холодоснабжении не только объектов самих ГЭС, но и объектов, расположенных на близлежащих территориях: рабочих посёлков, жилых массивов, промышленных предприятий и т.д.

VII. Экологическая чистота. Тепловые насосы используют экологически чистые источники низкопотенциальной энергии для теплохладоснабжения обслуживаемых объектов. В случае ГЭС электроэнергия, идущая на привод тепловых насосов, так же является «зелёной». Учитывая огромные запасы доступного для использования тепла низкого потенциала в случае использования теплонасосных систем теплохладоснабжения объектов на прилегающих территориях можно организовать целые зоны повышенной экологической чистоты, свободные от процессов сжигания каких-либо видов органических топлив. Это может оказаться привлекательным и с экономической точки зрения, если реально начнут работать механизмы, обозначенные в Киотском протоколе.

VIII. Новые рынки и источники дохода. Уникальное сочетание дешевого источника низкопотенциальной энергии и недорогой электроэнергии позволяет говорить о том, что гидроэлектростанции могут открыть для себя новые рынки и в перспективе стать поставщиками не только электрической, но и тепловой энергии и холода. Используя для производства тепла и холода тепловые насосы, ГЭС могут на коммерческой основе снабжать ими близлежащих потребителей, таким образом расширив свои технологические возможности, стать поставщиками комплексных услуг по электро-, тепло- и холодоснабжению, увеличив тем самым и свои финансовые поступления. Это становится особенно интересно, если учесть тот факт, что тарифы на холод в данный момент никем не регулируются и могут устанавливаться поставщиком самостоятельно.

2. Техничко-экономические расчёты

Представленные в данном разделе отчета технико-экономические расчёты проводились для каждого из принятых к рассмотрению объектов инфраструктуры Новосибирской ГЭС. Здесь следует отметить, что согласно принятому варианту принципиальной схемы для зданий гидротехнического цеха и его бытовых помещений, эти два объекта имеют общую систему сбора низкопотенциального тепла, и поэтому в настоящем разделе также рассматриваются совместно.

2.1 Основные технические решения

В соответствии с разработанной ранее документацией по этапу 2 рассматривается следующий вариант применения тепловых насосов в здании Новосибирской ГЭС.

2.1.1 Здание ГЭС

Источник тепла

В качестве источника низкопотенциального тепла для работы теплонасосной системы принята вода системы охлаждения гидрогенераторов. Для воплощения данного принципиального технического решения следует осуществить отбор воды, прошедшей систему охлаждения гидрогенератора, и направить её в разборный промежуточный теплообменный аппарат, в котором она будет подогревать или охлаждать (в зависимости от режима работы теплового насоса) теплоноситель промежуточного контура (20%-ный раствор этиленгликоля), циркулирующий через теплообменник теплового насоса. В зимний период тепловой насос будет отбирать тепло от воды системы охлаждения гидрогенератора, а в летнем режиме тепловой насос реверсируется по внутреннему фреоновому контуру, и работает на систему холодоснабжения машинного зала. При этом излишки теплоты сбрасываются через

промежуточный контур в воду, прошедшую систему охлаждения гидрогенератора.

Вспомогательные помещения станции и кабинеты

Предлагается применить кольцевую теплонасосную систему. В этом случае в каждом помещении, в котором требуется поддержание температурных параметров, устанавливается один или несколько небольших реверсивных тепловых насосов вода-воздух компрессионного типа. При этом все они объединяются общим гидравлическим контуром, в котором температура поддерживается в пределах $20 \div 30$ °С.

Система работает следующим образом: тепловые насосы, установленные в помещениях, контролируют температуру в них и работают в режиме отопления или охлаждения в зависимости от текущих потребностей. При этом гидравлический контур выступает в роли источника низкопотенциального тепла для установок, работающих в режиме отопления, и, одновременно, в него сбрасываются избытки тепла установками, работающими в режиме кондиционирования. Таким образом, тепло как бы перекачивается из одних помещений, где его в данный момент в избытке, в помещения, где в нем есть потребность.

В зимний период, когда все (или почти все) тепловые насосы работают в режиме нагрева, гидравлический контур нуждается в поддержании температуры от внешнего источника. Таким источником является тепловой насос вода-вода, нагревающий теплоноситель в гидравлическом контуре кольцевой системы, используя в качестве источника тепла низкого потенциала воду, прошедшую систему охлаждения гидрогенераторов по схеме, описанной выше.

Машинный зал здания ГЭС

В машинном зале, как и в кабинетах и вспомогательных помещениях здания ГЭС, применяется кольцевая схема. При этом у каждого потребителя теплоты и холода стоят свои тепловые насосы, объединённые общим гидравлическим контуром. Поддержание температуры в этом контуре осуществляется при

помощи реверсивного теплового насоса, через промежуточный контур связанного с теплообменником, установленным на выходе воды из системы охлаждения гидрогенераторов.

Данная схема хороша тем, что потери тепла при транспортировке за счёт того, что температура в циркуляционном контуре близка к температуре воздуха в помещении, практически сводятся к нулю. При этом так же снимается проблема борьбы с конденсатом в системе холодоснабжения.

Имеет смысл отметить, что в качестве источника низкопотенциального тепла для испарителей тепловых насосов использована вода систем охлаждения гидрогенераторов, то есть фактически речная вода. Тепловой ресурс этого источника чрезвычайно велик и отнюдь не ограничивается теплоснабжением только лишь одного здания ГЭС (в данном случае Новосибирской, но эту ситуацию можно смело экстраполировать и на другие станции). В случае если имеется необходимость в подаче тепла (и/или холода) неким потребителям, таким как близлежащие посёлки, жилые массивы, промышленные объекты или т.д., расположенным в непосредственной близости или на сравнительно небольшом удалении от ГЭС, такой источник тепла, как речная вода, запасённая в водохранилище перед плотиной, может явиться доступным, надёжным и наиболее дешевым из всех возможных источников тепла низкого потенциала для работы тепловых насосов, устанавливаемых для теплохладоснабжения указанных потребителей.

При этом даже транспорт этой воды может быть практически бесплатным, поскольку возможно организовать его за счёт перепада высот верхнего и нижнего бьефов, то есть вода может идти к потребителю самотёком. Конечно, техническая возможность реализации такого решения должна быть обоснована расчётным путём, чтобы показать неизменность режимов работы самой ГЭС. Должен быть рассчитан максимально возможный расход воды, который можно пропустить в обход гидроагрегатов ГЭС без ухудшения характеристик самой

станции, и этот максимальный расход должен оказаться больше, чем направляемый на испарители тепловых насосов, снабжающих теплом рассматриваемых потребителей.

Но даже если не рассматривать подобный вид транспортировки речной воды, тепло, содержащееся в воде водохранилища, может быть эффективно использовано для теплохладоснабжения крупных объектов при помощи тепловых насосов. Существует целый ряд технических решений, позволяющих организовать процесс теплообмена с водой открытых водоёмов.

2.1.2 Гидротехнический цех и его бытовые помещения, гараж

В этих зданиях применяются теплонасосные системы теплоснабжения для нужд отопления и горячего водоснабжения. При этом появляется возможность организовать и холодоснабжение (без использования дополнительного холодильного оборудования) в случае, если будет принято решение о необходимости кондиционирования помещений.

Парокомпрессионные тепловые насосы типа вода-вода устанавливаются в бойлерной взамен электродкотлов и подключаются к существующей водяной системе отопления зданий. Часть котлов может быть сохранена и использована в качестве пиковых доводчиков, включаемых лишь в период наиболее низких температур наружного воздуха.

Система водяного отопления должна быть модернизирована путём увеличения площади отопительных приборов с целью адаптации её к рабочим параметрам тепловых насосов (пониженный по сравнению с традиционными источниками тепла температурный уровень подаваемого в систему отопления теплоносителя).

В качестве источника тепла низкого потенциала принята система сбора теплоты грунтового массива. Это подразумевает обустройство некоторого количества вертикальных грунтовых теплообменников, количество и глубина которых в основном определяются геологическим строением площадки и тепловыми характеристиками грунтов. Кроме того, на количество и глубину

грунтовых теплообменников влияют режимы работы тепловых насосов, в частности наличие или отсутствие необходимости в кондиционировании помещений.

2.2 Основные принципы и методы оценки эффективности и финансовой реализуемости инвестиционных проектов

2.2.1 Определение и виды эффективности ИП

В настоящее время можно считать общепризнанным выделение следующих видов эффективности инвестиционных проектов.

Эффективность инвестиционного проекта (ИП) - категория, отражающая соответствие проекта целям и интересам его участников.

Рекомендуется оценивать следующие виды эффективности:

- эффективность проекта в целом;
- эффективность участия в проекте.

Эффективность проекта в целом оценивается с целью определения потенциальной привлекательности проекта для возможных участников и поисков источников финансирования. Она включает в себя:

- общественную (социально-экономическую) эффективность проекта;
- коммерческую эффективность проекта.

Показатели общественной эффективности учитывают социально-экономические последствия осуществления ИП 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 внеэкономические эффекты. "Внешние" эффекты рекомендуется учитывать в количественной форме при наличии соответствующих нормативных и методических материалов. В отдельных случаях, когда эти эффекты весьма существенны, при отсутствии указанных документов допускается использование оценок независимых квалифицированных экспертов. Если "внешние" эффекты не допускают

количественного учета, следует провести качественную оценку их влияния. Эти положения относятся также к расчетам региональной эффективности.

Показатели коммерческой эффективности проекта учитывают финансовые последствия его осуществления для участника, реализующего ИП, в предположении, что он производит все необходимые для реализации проекта затраты и пользуется всеми его результатами.

Показатели эффективности проекта в целом характеризуют с экономической точки зрения технические, технологические и организационные проектные решения.

Эффективность участия в проекте определяется с целью проверки реализуемости ИП и заинтересованности в нем всех его участников.

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 предынвестиционных 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 (например, от прекращения действующего производства в связи с организацией на его месте нового). Ранее созданные ресурсы, используемые в проекте, оцениваются не затратами на их создание, а альтернативной стоимостью (opportunity cost), отражающей максимальное значение упущенной выгоды, связанной с их наилучшим возможным альтернативным использованием. Прошлые, уже осуществленные затраты, не обеспечивающие возможности получения альтернативных (т.е. получаемых вне данного проекта) доходов в перспективе (невозвратные затраты, sunk cost), в денежных потоках не учитываются и на значение показателей эффективности не влияют;

- учет всех наиболее существенных последствий проекта. При определении эффективности ИП должны учитываться все последствия его реализации, как непосредственно экономические, так и внеэкономические. В тех случаях, когда их влияние на эффективность допускает количественную оценку, ее следует произвести. В других случаях учет этого влияния должен осуществляться экспертно;

- 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 (обоснование инвестиций, ТЭО, выбор схемы финансирования, экономический мониторинг) его эффективность определяется заново, с различной глубиной проработки;

- учет влияния на эффективность ИП потребности в оборотном капитале, необходимом для функционирования создаваемых в ходе реализации проекта производственных фондов;

- учет влияния инфляции (учет изменения цен на различные виды продукции и ресурсов в период реализации проекта) и возможности использования при реализации проекта нескольких валют;

- учет (в количественной форме) влияния неопределенностей и рисков, сопровождающих реализацию проекта.

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

Данный проект является локальным и проводится расчет коммерческой эффективности.

2.2.2 Основные принципы оценки эффективности

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 предынвестиционных 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;

- 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. Ранее созданные ресурсы, используемые в проекте, оцениваются не затратами на их создание, а альтернативной стоимостью (opportunity cost), отражающей максимальное значение упущенной выгоды, связанной с их наилучшим возможным альтернативным использованием. Прошлые, уже осуществленные затраты, не обеспечивающие возможности получения альтернативных (т.е. получаемых вне данного проекта) доходов в перспективе (невозвратные затраты, sunk cost), в денежных потоках не учитываются и на значение показателей эффективности не влияют;

- многоэтапность оценки. На различных стадиях разработки и осуществления проекта (обоснование инвестиций, ТЭО, выбор схемы финансирования, экономический мониторинг) его эффективность определяется заново, с различной глубиной проработки;

- учет влияния инфляции (учет изменения цен на различные виды продукции и ресурсов в период реализации проекта);
- учет (в количественной форме) влияния неопределенностей и рисков, сопровождающих реализацию проекта.

2.2.3 Общая схема оценки эффективности

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

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, рекомендуется непосредственно переходить ко второму этапу оценки. Для общественно значимых проектов оценивается в первую очередь их общественная эффективность в соответствии. При неудовлетворительной общественной эффективности такие проекты не рекомендуются к реализации и не могут претендовать на государственную поддержку. При недостаточной коммерческой эффективности общественно значимого ИП рекомендуется рассмотреть возможность применения различных форм его поддержки, которые позволили бы повысить коммерческую эффективность ИП до приемлемого уровня.

Второй этап оценки осуществляется после выработки схемы финансирования. На этом этапе уточняется состав участников и определяются финансовая реализуемость и эффективность участия в проекте каждого из них (региональная и отраслевая эффективность, эффективность участия в проекте отдельных предприятий и акционеров, бюджетная эффективность и пр.).

Для локальных проектов на этом этапе определяется эффективность участия в проекте отдельных предприятий-участников, эффективность инвестирования в

акции таких акционерных предприятий и эффективность участия бюджета в реализации проекта (бюджетная эффективность). Для общественно значимых проектов на этом этапе в первую очередь определяется региональная эффективность и в случае, если она удовлетворительна, дальнейший расчет производится так же, как и для локальных проектов. При необходимости на этом этапе может быть оценена также отраслевая эффективность проекта.

2.2.4 Схема финансирования, финансовая реализуемость ИП

Схема финансирования подбирается в прогнозных ценах. Цель ее подбора - обеспечение финансовой реализуемости ИП, т.е. обеспечение такой структуры денежных потоков порождающего его проекта, при которой на каждом шаге расчета имеется достаточное количество денег для его продолжения. Если не учитывать неопределенность и риск, то достаточным условием финансовой реализуемости ИП является неотрицательность на каждом шаге m величины накопленного сальдо потока V_m :

$$V_m = b_0 + b_1 + \dots + b_{(m-1)} + b_m \geq 0, \quad (1)$$

где b_i ($i = 0, 1 \dots m$) - суммарное сальдо потоков от инвестиционной, операционной и финансовой деятельности на i -м шаге.

При разработке схемы финансирования определяется потребность в привлеченных средствах. При необходимости предусматривается вложение части положительного сальдо суммарного денежного потока на депозиты или в долговые ценные бумаги, если это предусмотрено проектом методы расчета схем кредитования и доходов по ценным бумагам. Такое вложение будет в дальнейшем называться включением в дополнительные фонды.

В дополнительные фонды могут включаться средства из амортизации и чистой прибыли, предназначенные для компенсации отрицательных значений сальдо суммарного денежного потока на отдельных будущих шагах расчета или

для достижения на них приемлемого значения финансовых показателей. Включение средств в дополнительные фонды рассматривается как отток.

2.2.5 Показатели эффективности ИП

В качестве основных показателей, используемых для расчетов эффективности ИП, рекомендуются:

- чистый доход;
- чистый дисконтированный доход;
- внутренняя норма доходности;
- потребность в дополнительном финансировании (другие названия - ПФ, стоимость проекта, капитал риска);
- индексы доходности затрат и инвестиций;
- срок окупаемости;

Чистый доход рассчитывается по формуле:

$$ЧД = \sum_m \varphi_m, \quad (2)$$

где φ_m – денежный поток.

Чистый дисконтированный доход (другие названия - ЧДД, интегральный эффект, Net Present Value, NPV) - накопленный дисконтированный эффект за расчетный период. ЧДД рассчитывается по формуле;

$$ЧДД = \sum_m \varphi_m * \alpha_m \quad (3)$$

ЧД и ЧДД характеризуют превышение суммарных денежных поступлений над суммарными затратами для данного проекта соответственно без учета и с учетом неравноценности эффектов (а также затрат, результатов), относящихся к различным моментам времени.

Для признания проекта эффективным необходимо, чтобы ЧДД проекта был положительным; при сравнении альтернативных проектов предпочтение должно отдаваться проекту с большим значением ЧДД (при выполнении условия его положительности).

Сроком окупаемости ("простым" сроком окупаемости, payback period) называется продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости. Начальный момент указывается в задании на проектирование (обычно это начало нулевого шага или начало операционной деятельности). Моментом окупаемости называется тот наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый доход ЧДД становится и в дальнейшем остается неотрицательным.

Сроки окупаемости могут определяться от различного начального момента: от начала осуществления проекта, от даты ввода в действие первого пускового комплекса, от завершения периода освоения проектной мощности и т.д. При оценке эффективности ИП величина срока окупаемости может служить только ограничением: среди проектов, удовлетворяющих заданному ограничению, дальнейший отбор по этому показателю производиться не должен.

Потребность в дополнительном финансировании (ПФ) - максимальное значение абсолютной величины отрицательного накопленного сальдо от инвестиционной и операционной деятельности. Величина ПФ показывает минимальный объем внешнего финансирования проекта, необходимый для обеспечения его финансовой реализуемости. Поэтому ПФ называют еще капиталом риска.

Потребность в дополнительном финансировании с учетом дисконта (ДПФ) - максимальное значение абсолютной величины отрицательного накопленного дисконтированного сальдо от инвестиционной и операционной деятельности. Величина ДПФ показывает минимальный дисконтированный объем внешнего финансирования проекта, необходимый для обеспечения его финансовой реализуемости.

Индексы доходности характеризуют (относительную) "отдачу проекта" на вложенные в него средства. Они могут рассчитываться как для дисконтированных, так и для не дисконтированных денежных потоков. При оценке эффективности часто используются:

- **Индекс доходности затрат** - отношение суммы денежных притоков (накопленных поступлений) к сумме денежных оттоков (накопленным платежам).

- **Индекс доходности инвестиций (ИД)** - отношение суммы элементов денежного потока от операционной деятельности к абсолютной величине суммы элементов денежного потока от инвестиционной деятельности. Он равен увеличенному на единицу отношению ЧД к накопленному объему инвестиций;

Индексы доходности затрат и инвестиций превышают 1, если и только если для этого потока ЧД положителен.

Момент окупаемости проекта определяется по формуле:

$$x = \frac{|S_i|}{|S_i| + S_{i+1}} \quad (4)$$

В этой формуле S_i – сальдо накопленного потока на шаге i ,

$|S|$ - абсолютная величина значения S .

Внутренняя норма доходности (другие названия - ВНД, внутренняя норма дисконта, внутренняя норма рентабельности, Internal Rate of Return, IRR). В наиболее распространенном случае инвестиционных проектов, начинающихся с (инвестиционных) затрат и имеющих положительный ЧД, внутренней нормой доходности называется положительное число E_v , если:

- при норме дисконта $E = E_v$ чистый дисконтированный доход проекта обращается в 0,

- это число единственное.

В более общем случае внутренней нормой доходности называется такое положительное число E_v , что при норме дисконта $E = E_v$ чистый дисконтированный доход проекта обращается в 0, при всех больших значениях E

- отрицателен, при всех меньших значениях E - положителен. Если не выполнено хотя бы одно из этих условий, считается, что ВНД не существует.

Для оценки эффективности инвестиционного проекта значение ВНД необходимо сопоставлять с нормой дисконта E . Инвестиционные проекты, у которых $ВНД > E$, имеют положительный ЧДД и поэтому эффективны. Проекты, у которых $ВНД < E$, имеют отрицательный ЧДД и потому неэффективны. ВНД определяется подбором значения нормы дисконта. Определяется по формуле:

$$\sum_m \varphi_m \times \alpha_m (E_B) = 0. \quad (5)$$

Если все притоки и оттоки реальных денег осуществляются в начале конца каждого шага, а приведение осуществляется к началу (концу) нулевого шага, это уравнение принимает "обычный" вид:

$$\sum_m \frac{\varphi_m}{(1 + E_B)^{T_m}} = 0 \quad (6)$$

Для определения ВНД нет необходимости знать заранее норму дисконта.

Если уравнения (5), (6) не имеют неотрицательных решений или имеют больше одного такого решения, то ВНД данного проекта не существует.

2.3 Денежные потоки

2.3.1 Денежный поток от операционной деятельности

Основным результатом операционной деятельности является получение прибыли на вложенные средства. Соответственно в денежных потоках при этом учитываются все виды доходов и расходов, связанных с производством продукции, и налоги, уплачиваемые с указанных доходов. В частности, здесь учитываются притоки средств за счет предоставления собственного имущества в

аренду, вложения собственных средств на депозит, доходов по ценным бумагам других хозяйствующих субъектов.

2.3.2 Денежный поток от инвестиционной деятельности

В денежный поток от инвестиционной деятельности в качестве оттока включаются прежде всего распределенные по шагам расчетного периода затраты по созданию и вводу в эксплуатацию новых основных средств и ликвидации, замещению или возмещению выбывающих существующих основных средств. Сюда же относятся некапитализируемые затраты (например, уплата налога на земельный участок, используемый в ходе строительства; расходы по строительству объектов внешней инфраструктуры и др.). Кроме того, в денежный поток от инвестиционной деятельности включаются изменения оборотного капитала (увеличение рассматривается как отток денежных средств, уменьшение - как приток). В качестве оттока включаются также собственные средства, вложенные на депозит, а также затраты на покупку ценных бумаг других хозяйствующих субъектов, предназначенные для финансирования данного ИП.

В качестве притока в денежный поток от инвестиционной деятельности включаются доходы от реализации выбывающих активов. В этом случае, однако, необходимо предусмотреть уплату соответствующих налогов.

Сведения об инвестиционных затратах должны включать информацию, расклассифицированную по видам затрат.

В соответствии со СНиП 11-01-95 и СП 11-101-95 источниками такой информации являются проект (ТЭО) или "Обоснование инвестиций".

Оценка затрат на приобретение отдельных видов основных фондов может производиться также на основе результатов оценки соответствующего имущества. Распределение инвестиционных затрат по периоду строительства должно быть увязано с графиком строительства.

При подготовке информации учитываются следующие обстоятельства.

1. Проценты за кредит, взятый на финансирование строительства объектов, уплачиваемые до ввода объектов в эксплуатацию, в стоимость объектов не включаются, а учитываются отдельно и только при оценке эффективности проекта в целом (в проекте не учитывается)

2. Объемы затрат заносятся в таблицу в текущих ценах с НДС в валюте, в которой они осуществляются.

3. В таблицу заносятся как первоначальные капиталовложения, так и последующие, в том числе - на рекультивацию земель после начала эксплуатации и на замену выбывающего оборудования, определяемую на основании его сроков службы, которые могут не корреспондироваться с нормами амортизации.

4. На последних шагах расчета в составе капитальных вложений должны учитываться затраты, связанные с ликвидацией предприятия, включая затраты на демонтаж оборудования, защиту и восстановление среды обитания и т.д. (в проекте не учитывается)

5. Величину доходов от продажи основных фондов при прекращении проекта рекомендуется определять по данным прогнозной оценки. Она может не совпадать с остаточной стоимостью такого имущества.

2.3.3 Денежный поток от финансовой деятельности

Денежные потоки от финансовой деятельности в большой степени формируются при выработке схемы финансирования и в процессе расчета эффективности инвестиционных проектов. Поэтому исходная информация ограничивается сведениями об источниках финансирования: об объеме акционерного капитала, субсидий и дотаций, а также об условиях привлечения заемных средств (объем, срок, условия получения, возврата и обслуживания). Распределение по шагам может носить при этом ориентировочный характер.

Размеры денежных поступлений и платежей, связанных с финансовой деятельностью, рекомендуется устанавливать отдельно по платежам в

русской и иностранных валют. (В проекте денежный поток от финансовой деятельности не учитывается).

2.4 Оценка эффективности инвестиционного проекта в целом

Оценка эффективности инвестиционного проекта в целом состоит из двух разделов: "Оценка общественной эффективности инвестиционного проекта" и "Оценка коммерческой эффективности инвестиционного проекта".

В обоих разделах эффективность оценивается для "проекта в целом", т.е. с точки зрения единственного участника, реализующего проект как бы за счет собственных средств. По этой причине показатели эффективности определяются на основании денежных потоков только от инвестиционной и операционной деятельности. При наличии нескольких вариантов проекта каждый из них оценивается самостоятельно.

Нами будет рассмотрен второй раздел "Оценка коммерческой эффективности инвестиционного проекта"

2.4.1 Оценка коммерческой эффективности инвестиционного проекта

Расчет показателей коммерческой эффективности ИП основывается на следующих принципах:

- используются предусмотренные проектом (рыночные) текущие или прогнозные цены на продукты, услуги и материальные ресурсы;

- денежные потоки рассчитываются в тех же валютах, в которых проектом предусматриваются приобретение ресурсов и оплата продукции;

- при расчете учитываются налоги, сборы, отчисления и т.п., предусмотренные законодательством, в частности, возмещение НДС за используемые ресурсы, установленные законом налоговые льготы и пр.;

- если проект предусматривает одновременное осуществление нескольких видов операционной деятельности, в расчете учитываются затраты по каждому из них (в проекте не учитывается).

В качестве выходных форм для расчета коммерческой эффективности проекта рекомендуются таблицы:

- отчета о прибылях и об убытках;
- денежных потоков с расчетом показателей эффективности.

Для построения отчета о прибылях и убытках следует привести сведения о налоговых выплатах по каждому виду налогов.

В качестве (необязательного) дополнения может приводиться также прогноз баланса активов и пассивов по шагам расчета (таблица балансового отчета).

2.4.2 Оценка эффективности участия в проекте

В оценку эффективности участия в проекте входят три раздела: раздел "Оценка эффективности участия в проекте для предприятий и акционеров", раздел "Оценка эффективности участия в проекте для структур более высокого уровня" и раздел "Оценка бюджетной эффективности ИП".

В каждом из этих разделов в той или иной степени используются схема финансирования проекта, учетная политика предприятия и другие элементы организационно - экономического механизма реализации проекта.

Расчеты рекомендуется проводить в прогнозных ценах. В случае, если организационно - экономический механизм реализации проекта не сформирован или сформирован недостаточно детально, рекомендуется формировать и детализировать его в процессе выполнения расчетов.

Нами будет рассмотрен второй раздел "Оценка эффективности участия в проекте для предприятий и акционеров".

2.4.3 Оценка эффективности участия в проекте для предприятий

2.4.3.1 Общие положения

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. Выплаты дивидендов акционерам не учитываются в качестве оттока реальных денег.

Расчет исходит из обычных в западных методиках предположений о нормах дисконта собственного и заемного капитала. В российских условиях такой расчет может привести к завышению показателей эффективности участия в проекте. Поэтому такой метод расчета ниже называется упрощенным. Ошибка (в сторону завышения эффективности) при таком расчете оказывается тем больше, чем большую долю в составе капитала составляет заемный капитал и чем медленнее возвращаются долги по займам. При упрощенном расчете показателей эффективности оттоки в дополнительные фонды и притоки из них могут не учитываться. Перед проведением расчета показателей эффективности участия в проекте проверяется его финансовая реализуемость. Проверка производится по величине совокупного собственного капитала всех участников (за исключением кредиторов). При этом учитываются вложения собственных денежных средств и выплаты по дивидендам.

В качестве выходных форм расчета эффективности участия предприятия в проекте рекомендуются таблицы:

- отчета о прибылях и убытках (о финансовых результатах) от реализации проекта;
- денежных потоков и показателей эффективности;
- финансового планирования для оценки финансовой реализуемости ИП;
- прогнозных финансовых показателей.

В качестве дополнения рекомендуется приводить также прогноз баланса активов и пассивов по шагам расчета (таблица балансового отчета).

2.4.3.2 Оценка финансовой реализуемости проекта и расчет показателей эффективности участия предприятия в проекте

В расчете эффективности участия предприятия в проекте в качестве оттока рассматривается собственный капитал, а в качестве притока - поступления, остающиеся в распоряжении проектостроителя после обязательных выплат.

В денежном потоке от инвестиционной деятельности: к оттокам добавляются дополнительные фонды, в расчете потребности в оборотном капитале можно добавлять пассивы за счет обслуживания займов.

В денежном потоке от операционной деятельности: добавляются в притоке доходы от использования дополнительных фондов (в случае необходимости) и учитываются льготы по налогу на прибыль при возврате и обслуживании инвестиционных займов.

Добавляется часть денежного потока от финансовой деятельности: в притоках - привлеченные средства, в оттоках - затраты по возврату и обслуживанию этих средств, а также при необходимости выплаченные дивиденды.

Шаг расчета рекомендуется выбирать таким, чтобы взятие и возврат кредитов, а также процентные платежи приходились на начало (или конец) шага.

Перед вычислением показателей эффективности денежные потоки преобразуются так, чтобы на каждом шаге расчета суммарное сальдо денежного потока стало неотрицательным. Для этого используются дополнительные фонды.

При оценке финансовой реализуемости проекта денежные потоки принимаются со следующими изменениями:

- по финансовой деятельности дополнительно учитывается приток собственных денежных средств предприятия;
- дополнительно учитывается отток денежных средств, связанный с выплатой дивидендов акционерам (не учитывается в проекте).

2.4.3.3 Финансовые показатели предприятий - участников инвестиционного проекта

Финансовые показатели рассчитываются для отдельных предприятий - участников ИП и характеризуют финансовую отдачу на вложенный капитал и финансовые риски (возможности своевременного погашения финансовых обязательств). Они используются также для оценки возможностей развития фирмы, участвующей в проекте, за счет доходов от этого проекта и для финансового управления его реализацией.

2.5 Учет инфляции, неопределенности и риска

Этот блок включает два раздела: "Учет инфляции при оценке эффективности инвестиционных проектов" и "Учет неопределенности и риска при оценке эффективности". В первом из них излагаются вопросы, связанные с методами учета инфляции для проектов, во втором особое внимание уделено методам учета факторов риска и неопределенности при формировании проекта, оценке его устойчивости и расчете обобщающих показателей эффективности.

2.5.1 Учет инфляции при оценке эффективности ИП

2.5.1.1 Общие положения

Инфляция во многих случаях существенно влияет на величину эффективности ИП, условия финансовой реализуемости, потребность в финансировании и эффективность участия в проекте собственного капитала. Это влияние особенно заметно для проектов с растянутым во времени инвестиционным циклом или (и) требующих значительной доли заемных средств, или (и) реализуемых с одновременным использованием нескольких валют (многовалютные проекты). Поэтому при оценке эффективности инфляцию следует учитывать. Помимо этого, инфляция должна учитываться при исследовании влияния на реализуемость и эффективность проектов неопределенности и риска.

Учет инфляции осуществляется с использованием:

- общего индекса внутренней рублевой инфляции, определяемого с учетом систематически корректируемого рабочего прогноза хода инфляции;
- прогнозов валютного курса рубля (в проекте не используется);
- прогнозов внешней инфляции (в проекте не используется);
- прогнозов изменения во времени цен на продукцию и ресурсы (в том числе газ, нефть, энергоресурсы, оборудование, строительно - монтажные работы, сырье, отдельные виды материальных ресурсов), а также прогнозов изменения уровня средней заработной платы и других укрупненных показателей на перспективу;
- прогноза ставок налогов, пошлин, ставок рефинансирования ЦБ РФ и других финансовых нормативов государственного регулирования.

2.5.1.2 Виды влияния инфляции. Рекомендации по прогнозу инфляции

Для практического расчета полезно следующим образом классифицировать виды влияния инфляции:

- влияние на ценовые показатели;
- влияние на потребность в финансировании;
- влияние на потребность в оборотном капитале.

Первый вид влияния инфляции практически зависит не от ее величины, а только от значений коэффициентов неоднородности и от внутренней инфляции иностранной валюты.

Второй вид влияния зависит от неравномерности инфляции (ее изменения во времени). Наименее выгодной для проекта является ситуация, при которой в начале проекта существует высокая инфляция, а затем она падает.

Во избежание неоправданно высоких процентных выплат можно рекомендовать при заключении кредитных соглашений предусматривать пересмотр процентной ставки в зависимости от инфляции. Одной из возможностей такого рода является фиксация в кредитном соглашении не номинальной, а реальной процентной ставки с тем, чтобы при начислении и

выплате процентов увеличивать ее (по формуле Фишера) в соответствии с инфляцией, фактически имевшей место за это время (в проекте не учитывается).

Третий вид влияния инфляции зависит как от ее неоднородности, так и от уровня. По отношению к этому виду влияния все проекты делятся на две категории (в основном в зависимости от соотношения дебиторской и кредиторской задолженностей). Эффективность проектов первой категории с ростом инфляции падает, а второй - растет.

В связи с изложенным, можно рекомендовать следующий порядок прогноза инфляции:

- установить, к какой категории, первой или второй, относится проект;
- если приняты меры для уменьшения влияния инфляции на потребность в финансировании, то для проектов второй категории следует использовать минимально возможный уровень инфляции (например, производить расчет в текущих ценах). Для проектов первой категории из всех обоснованных прогнозов инфляции следует выбирать максимальный;
- если такие меры не приняты, то наряду с описанными предельными прогнозами инфляции необходимо рассмотреть сценарии, связанные с наиболее быстрым (из реально прогнозируемых) снижением инфляции от принятой максимальной до принятой минимальной величины;

Помимо этого, финансовая реализуемость и эффективность проекта должна проверяться при различных уровнях инфляции в рамках оценки чувствительности проекта к изменению внешних условий.

2.5.2 Учет неопределенности и риска при оценке эффективности

2.5.2.1 Общие положения

В расчетах эффективности рекомендуется учитывать неопределенность, т.е. неполноту и неточность информации об условиях реализации проекта, и риск, т.е. возможность возникновения таких условий, которые приведут к негативным последствиям для всех или отдельных участников проекта. Показатели

эффективности проекта, исчисленные с учетом факторов риска и неопределенности, именуются ожидаемыми.

При этом сценарий реализации проекта, для которого были выполнены расчеты эффективности (т.е. сочетание условий, к которому относятся эти расчеты), рассматривается как основной (базисный), все остальные возможные сценарии - как вызывающие те или иные позитивные или негативные отклонения от отвечающих базисному сценарию (проектных) значений показателей эффективности. Наличие или отсутствие риска, связанное с осуществлением того или иного сценария, определяется каждым участником по величине и знаку соответствующих отклонений. Риск, связанный с возникновением тех или иных условий реализации проекта, зависит от того, с точки зрения чьих интересов он оценивается.

Отдельные факторы неопределенности подлежат учету в расчетах эффективности, если при разных значениях этих факторов затраты и результаты по проекту существенно различаются.

Проект считается устойчивым, если при всех сценариях он оказывается эффективным и финансово реализуемым, а возможные неблагоприятные последствия устраняются мерами, предусмотренными организационно - экономическим механизмом проекта.

В целях оценки устойчивости и эффективности проекта в условиях неопределенности рекомендуется использовать следующие методы (каждый следующий метод является более точным, хотя и более трудоемким, и поэтому применение каждого из них делает ненужным применение предыдущих):

- 1) укрупненную оценку устойчивости (рассмотрено в проекте);
- 2) расчет уровней безубыточности;
- 3) метод вариации параметров;
- 4) оценку ожидаемого эффекта проекта с учетом количественных характеристик неопределенности.

Все методы, кроме первого, предусматривают разработку сценариев реализации проекта в наиболее вероятных или наиболее опасных для каких-либо участников условиях и оценку финансовых последствий осуществления таких сценариев. Это дает возможность при необходимости предусмотреть в проекте меры по предотвращению или перераспределению возникающих потерь.

При выявлении неустойчивости проекта рекомендуется внести необходимые коррективы в организационно - экономический механизм его реализации, в том числе:

- изменить размеры и/или условия предоставления займов (например, предусмотреть более "свободный" график их погашения);
- предусмотреть создание необходимых запасов, резервов денежных средств, отчислений в дополнительный фонд;
- скорректировать условия взаиморасчетов между участниками проекта, в необходимых случаях предусмотреть хеджирование сделок или индексацию цен на поставляемые друг другу товары и услуги;
- предусмотреть страхование участников проекта на те или иные страховые случаи.

В тех случаях, когда и при этих коррективах проект остается неустойчивым, его реализация признается нецелесообразной, если отсутствует дополнительная информация, достаточная для применения четвертого из перечисленных выше методов. В противном случае решение вопроса реализации проекта производится на основании этого метода без учета результатов всех предыдущих.

2.5.2.2 Укрупненная оценка устойчивости инвестиционного проекта в целом

При использовании этого метода в целях обеспечения устойчивости проекта рекомендуется:

- использовать умеренно пессимистические прогнозы технико - экономических параметров проекта, цен, ставок налогов, обменных курсов

валют и иных параметров экономического окружения проекта, объема производства и цен на продукцию, сроков выполнения и стоимости отдельных видов работ и т.д. (при этом позитивные отклонения указанных параметров будут более вероятными, чем негативные);

- предусматривать резервы средств на непредвиденные инвестиционные и операционные расходы, обусловленные возможными ошибками проектной организации, пересмотром проектных решений в ходе строительства, непредвиденными задержками платежей за поставленную продукцию и т.п.;

- увеличивать норму дисконта (в расчетах коммерческой эффективности - коммерческую, в расчетах общественной и региональной эффективности - социальную, в расчетах бюджетной эффективности - бюджетную) на величину поправки на риск.

При соблюдении этих условий проект рекомендуется рассматривать как устойчивый в целом, если он имеет достаточно высокие значения интегральных показателей, в частности положительное значение ожидаемого ЧДД.

2.5.2.3 Укрупненная оценка устойчивости проекта с точки зрения его участников

Устойчивость ИП с точки зрения предприятия - участника проекта при возможных изменениях условий его реализации может быть укрупнено проверена по результатам расчетов коммерческой эффективности для основного (базисного) сценария реализации проекта путем анализа динамики потоков реальных денег. Входящие в расчет потоки реальных денег при этом исчисляются по всем видам деятельности участника с учетом условий предоставления и погашения займов.

Если на том или ином шаге расчетного периода возможна авария, ликвидация последствий которой, включая возмещение ущерба, требует дополнительных затрат, в состав денежных оттоков включаются соответствующие ожидаемые потери. Они определяются как произведение

затрат по ликвидации последствий аварии на вероятность возникновения аварии на данном шаге.

Для укрупненной оценки устойчивости проекта иногда могут использоваться показатели внутренней нормы коммерческой доходности и индекса доходности дисконтированных затрат. При этом ИП считается устойчивым, если значение ВНД достаточно велико (не менее 25 - 30%), значение нормы дисконта не превышает уровня для малых и средних рисков (до 15%) и при этом не предполагается займов по реальным ставкам, превышающим ВНД, а индекс доходности дисконтированных затрат превышает 1,2.

Учитывая, что свободные финансовые средства предприятия включают не только накопленное сальдо денежного потока от всех видов деятельности, но и резерв денежных средств в составе активов предприятия, условие устойчивости проекта может быть сформулировано следующим образом:

На каждом шаге расчетного периода сумма накопленного сальдо денежного потока от всех видов деятельности (накопленного эффекта) и финансовых резервов должна быть неотрицательной.

Для выполнения данной рекомендации может потребоваться изменить предусмотренные проектом нормы резерва финансовых средств, предусмотреть отчисления в резервный капитал или скорректировать схему финансирования проекта. Если подобные меры не обеспечат выполнения указанного требования, необходимо более детальное исследование влияния неопределенности на реализуемость и эффективность ИП (см. ниже).

2.6 Критерии оценки показателей эффективности

2.6.1 Расчетный период и его разбиение на шаги

Расчетный период должен охватывать весь жизненный цикл разработки и реализации проекта вплоть до его прекращения. Прекращение реализации проекта может быть следствием:

- истощения сырьевых запасов и других ресурсов;

- прекращения производства в связи с изменением требований (норм, стандартов) к производимой продукции, технологии производства или условиям труда на этом производстве;

- прекращения потребности рынка в продукции в связи с ее моральным устареванием или потерей конкурентоспособности;

- износа основной (определяющей) части производственных фондов;

- других причин, установленных в задании на разработку проекта.

При необходимости в конце расчетного периода предусматривается ликвидация сооруженных объектов.

При разбиении расчетного периода на шаги следует учитывать:

- цель расчета (оценка различных видов эффективности, реализуемости, мониторинг проекта с целью осуществления финансового управления и т.д.);

- продолжительность различных фаз жизненного цикла проекта. В частности, целесообразно, чтобы моменты завершения строительства объектов или основных этапов такого строительства, моменты завершения освоения вводимых производственных мощностей, моменты начала производства основных видов продукции, моменты замены основных средств и т.п. совпадали с концами соответствующих шагов, что позволит проверить финансовую реализуемость проекта на отдельных этапах его реализации;

- неравномерность денежных поступлений и затрат (в том числе сезонность производства);

- периодичность финансирования проекта. Шаг расчета рекомендуется выбирать таким, чтобы получение и возврат кредитов, а также процентные платежи приходились на его начало или конец;

- оценку степени неопределенностей и риска, их влияние;

- условия финансирования (соотношение собственных и заемных средств, величину и периодичность выплаты процентов за кредиты и лизинг). В

частности, моменты получения разных граншей кредита, выплат основного долга и процентов по нему желательно совмещать с концами шагов;

- "обозримость" выходных таблиц, удобство оценки человеком выходной информации;

- изменение цен в течение шага вследствие инфляции и других причин.

Отрезки времени, где прогнозируются высокие темпы инфляции, рекомендуется разбивать на более мелкие шаги.

Если по практическим соображениям величину шага расчета трудно сделать достаточно малой для учета разновременности затрат и поступлений, относящихся к одной и той же партии продукции, рекомендуется рассматривать (дефилировать и дисконтировать) потоки затрат и поступлений отдельно.

2.6.2 Норма дисконта и поправка на риск

1. В зависимости от того, каким методом учитывается неопределенность условий реализации проекта при определении ожидаемого ЧДД, норма дисконта в расчетах эффективности может включать или не включать поправку на риск. Включение поправки на риск обычно производится, когда проект оценивается при единственном сценарии его реализации.

Норма дисконта, не включающая премии за риск (безрисковая норма дисконта), отражает доходность альтернативных без рискованных направлений инвестирования.

Норма дисконта, включающая поправку на риск, отражает доходность альтернативных направлений инвестирования, характеризующихся тем же риском, что и инвестиции в оцениваемый проект.

2. Норму дисконта, не включающую поправки на риск (без рискованной нормы дисконта), рекомендуется определять в следующем порядке.

Без рискованная коммерческая норма дисконта, используемая для оценки коммерческой эффективности проекта в целом, может устанавливаться в соответствии с требованиями к минимально допустимой будущей доходности вкладываемых средств, определяемой в зависимости от депозитных ставок

банков первой категории надежности (после исключения инфляции), а также (в перспективе) ставки LIBOR по годовым еврокредитам, освобожденной от инфляционной составляющей, практически 4 - 6%.

Здесь LIBOR - London Interbank Offered Rate - годовая процентная ставка, принятая на Лондонском рынке банками первой категории для оплаты их взаимных кредитов в различных видах валют и на различные сроки. Обычно она служит основой для определения ставок, применяемых к займам в валюте на Лондонском рынке и основных европейских биржах при операциях с евровалютами. Ставка LIBOR включает инфляцию. Ставки LIBOR непрерывно меняются, однако колеблются в небольших пределах. Для расчета нормы дисконта из среднегодовой величины указанной ставки следует вычесть годовой темп инфляции в соответствующей стране.

Безрисковая коммерческая норма дисконта, используемая для оценки эффективности участия предприятия в проекте, назначается инвестором самостоятельно. При этом рекомендуется ориентироваться на показатели, изложенные выше, а также на:

- скорректированную на годовой темп инфляции рыночную ставку доходности по долгосрочным (не менее 2 лет) государственным облигациям (этот показатель целесообразно использовать в условиях достаточно конкурентного и близкого к равновесию рынка долгосрочных государственных облигаций);

- скорректированную на годовой темп инфляции доходность вложений в операции на открытых для импорта конкурентных рынках относительно безрисковых товаров и услуг (в том числе продовольственных и лекарственных товаров первой необходимости, горюче - смазочных материалов, ремонтных услуг по некоторым бытовым товарам длительного пользования).

Безрисковая социальная (общественная) норма дисконта, используемая для оценки общественной и региональной эффективности, считается национальным параметром и должна устанавливаться централизованно органами

управления экономикой народного хозяйства России в увязке с прогнозами экономического и социального развития страны. Впредь до ее централизованного установления она может приниматься на уровне безрисковой коммерческой нормы дисконта, принятой для оценки коммерческой эффективности проекта в целом.

3. В величине поправки на риск в общем случае учитывается три типа рисков, связанных с реализацией инвестиционного проекта:

- страновой риск;
- риск ненадежности участников проекта;
- риск неполучения предусмотренных проектом доходов.

Поправка на каждый вид риска не вводится, если инвестиции застрахованы на соответствующий страховой случай (страховая премия при этом является определенным индикатором соответствующего вида рисков).

Однако при этом затраты инвестора увеличиваются на размер страховых платежей.

4. Страновой риск обычно усматривается в возможности:

- конфискации имущества либо утери прав собственности при выкупе их по цене ниже рыночной или предусмотренной проектом;
- непредвиденного изменения законодательства, ухудшающего финансовые показатели проекта (например, повышение налогов, ужесточение требований к производству или производимой продукции по сравнению с предусмотренными в проекте);
- смены персонала в органах государственного управления, трактующего законодательство непрямого действия.

Величина поправки на страновой риск оценивается экспертно:

- по зарубежным странам на основании рейтингов стран мира по уровню странового риска инвестирования, публикуемых специализированной рейтинговой фирмой BERI (Германия), Ассоциацией швейцарских банков, аудиторской корпорацией "Ernst & Young";

- по России страновой риск определяется по отношению к безрисковой, безинфляционной норме дисконта и может превышать ее в несколько (2, 3 и более) раз. При этом размер поправки на страновой риск снижается в условиях предоставления проекту федеральной (и в меньшей степени региональной) поддержки, а также когда проект реализуется на условиях соглашения о разделе продукции.

При оценке региональной (прежде всего народнохозяйственной) и бюджетной эффективности проекта страновой риск не учитывается. В расчетах общественной эффективности страновой риск учитывается только по проектам, осуществляемым за рубежом или с иностранным участием. В расчетах коммерческой эффективности, эффективности участия предприятий в проекте и эффективности инвестирования в акции предприятия учет странового риска необходим.

5. Риск ненадежности участников проекта обычно усматривается в возможности непредвиденного прекращения реализации проекта, обусловленного:

- нецелевым расходованием средств, предназначенных для инвестирования в данный проект или для создания финансовых резервов, необходимых для реализации проекта;

- финансовой неустойчивостью фирмы, реализующей проект (недостаточное обеспечение оборота собственными оборотными средствами, недостаточное покрытие краткосрочной задолженности оборотом, отсутствие достаточных активов для имущественного обеспечения кредитов и т.п.);

- недобросовестностью, неплатежеспособностью, юридической недееспособностью других участников проекта (например, строительных организаций, поставщиков сырья или потребителей продукции), их ликвидацией или банкротством. Этот риск наиболее существенен по отношению к малым предприятиям.

Размер премии за риск ненадежности участников проекта определяется экспертно каждым конкретным участником проекта с учетом его функций, обязательств перед другими участниками и обязательств других участников перед ним. Обычно поправка на этот вид риска не превышает 5%, однако ее величина существенно зависит от того, насколько детально проработан организационно - экономический механизм реализации проекта, насколько учтены в нем опасения участников проекта. В частности, размер поправки:

- уменьшается, если один из участников предоставляет другому имущественные гарантии выполнения своих обязательств;
- увеличивается, если независимо от характера проекта данный участник не располагает проверенной информацией о платежеспособности и надежности других участников проекта, которые должны оплачивать производимые им работы (продукцию, услуги) или совместно участвовать в финансировании проекта.

6. Риск неполучения предусмотренных проектом доходов обусловлен прежде всего техническими, технологическими и организационными решениями проекта, а также случайными колебаниями объемов производства и цен на продукцию и ресурсы. Поправка на этот вид риска определяется с учетом технической реализуемости и обоснованности проекта, детальности проработки проектных решений, наличия необходимого научного и опытно - конструкторского задела и представительности маркетинговых исследований.

Вопрос о конкретных значениях поправок на этот вид риска для различных отраслей промышленности и различных типов проектов является малоизученным. Если отсутствуют специальные соображения относительно рисков данного конкретного проекта или аналогичных проектов, размер поправок рекомендуется ориентировочно определять в соответствии с таблицей 2. Поправки на риск в отдельных отраслях могут отличаться от приведенных в этой таблице. Более подробно можно определять риск

неполучения предусмотренных проектом доходов пофакторным расчетом, суммируя влияние учитываемых факторов.

Ориентировочные величины поправок на риск неполучения предусмотренных проектом доходов представлены в таблице 2. Указанные величины поправок на риск применительно к оценке бюджетной эффективности введены Постановлением Правительства РФ от 22.11.97 № 1470.

Таблица 2.

Величина риска	Пример цели проекта	Величина поправки на риск, %
Низкий	Вложения в развитие производства на базе освоенной техники	3-5
Средний	Увеличение объема продаж существующей продукции	8-10
Высокий	Производство и продвижение на рынок нового продукта	13-15
Очень высокий	Вложения в исследования и инновации	18-20

В проекте величина риска принята за низкую и взята с величиной поправки 3%.

Риск неполучения предусмотренных проектом доходов снижается:

- при получении дополнительной информации о реализуемости и эффективности новой технологии, о запасах полезных ископаемых и т.п.;

- при наличии представительных маркетинговых исследований, подтверждающих умеренно пессимистический характер принятых в проекте объемов спроса и цен и их сезонную динамику;

- в случае, когда в проектной документации содержится проект организации производства на стадии его освоения.

2.6.3 Система цен

Расчеты эффективности могут выполняться в текущих или в прогнозных ценах. На начальных стадиях разработки проекта можно проводить расчеты в текущих ценах. Расчет эффективности проекта в целом рекомендуется производить как в текущих, так и в прогнозных ценах. При разработке схемы финансирования и оценке эффективности участия в ИП рекомендуется использовать только прогнозные цены. Для расчета интегральных показателей эффективности денежные потоки, определенные в прогнозных ценах, должны предварительно дефлироваться. В проекте используются прогнозные цены.

2.7 Алгоритм расчета

Проект, как и любая финансовая операция, т.е. операция, связанная с получением доходов и (или) осуществлением расходов, порождает денежные потоки (потоки реальных денег).

Денежный поток ИП - это зависимость от времени денежных поступлений и платежей при реализации порождающего его проекта, определяемая для всего расчетного периода.

Значение денежного потока обозначается через $\varphi(t)$, если оно относится к моменту времени t , или через $\varphi(m)$, если оно относится к m -му шагу.

На каждом шаге значение денежного потока характеризуется:

- притоком, равным размеру денежных поступлений (или результатов в стоимостном выражении) на этом шаге;
- оттоком, равным платежам на этом шаге;
- сальдо (активным балансом, эффектом), равным разности между притоком и оттоком.

Денежный поток обычно состоит из (частичных) потоков от отдельных видов деятельности:

1. денежного потока от инвестиционной деятельности $\varphi^И(t)$;

2. денежного потока от операционной деятельности $\varphi^0(t)$;
3. денежного потока от финансовой деятельности $\varphi^{\Phi}(t)$.

2.7.1 Финансовая деятельность:

К финансовой деятельности относятся операции со средствами, внешними по отношению к ИП, т.е. поступающими не за счет осуществления проекта. Они состоят из собственного (акционерного) капитала фирмы и привлеченных средств.

Для денежного потока от финансовой деятельности:

- к притокам относятся вложения собственного (акционерного) капитала и привлеченных средств: субсидий и дотаций, заемных средств, в том числе и за счет выпуска предприятием собственных долговых ценных бумаг;

- к оттокам - затраты на возврат и обслуживание займов и выпущенных предприятием долговых ценных бумаг (в полном объеме независимо от того, были они включены в притоки или в дополнительные фонды), а также при необходимости - на выплату дивидендов по акциям предприятия.

В данном проекте денежный поток от финансовой деятельности не учитывается.

2.7.2 Операционная деятельность:

Для денежного потока от операционной деятельности:

- к притокам относятся выручка от реализации, а также прочие и внереализационные доходы, в том числе поступления от средств, вложенных в дополнительные фонды;

- к оттокам - производственные издержки, налоги.

Расчет проведен в следующем порядке:

1. Затраты энергии, МВт*ч в год – это среднегодовой расход энергии на эксплуатацию теплонасосных систем теплоснабжения;

2. Экономия энергии, МВт*ч в год представляет собой среднегодовой расход энергии на эксплуатацию в существующем варианте за вычетом

среднегодового расхода энергии на эксплуатацию теплонасосных систем теплохладоснабжения;

3. Прогнозное увеличение тарифов на электроэнергию учтено в соответствии с информацией сайта www.finam.ru «Сценарии и прогнозы»;

4. Отпускной тариф на электроэнергию Новосибирской ГЭС, тыс. руб./МВт*ч – информация, предоставленная сотрудниками Новосибирской ГЭС;

5. Выручка при экономии эксплуатационных затрат, тыс. руб. определены как произведение величины экономии энергии и тарифа на электроэнергию;

6. Выручка при экономии эксплуатационных затрат без НДС, тыс. руб.;

7. Капитальные затраты на оборудование, строительно-монтажные и пусконаладочные работы, тыс.руб.;

8. Амортизационные отчисления, тыс. руб. – ежегодные отчисления из капитальных затрат в размере 4% в течение 25 лет до полной амортизации оборудования;

9. Капитальные затраты на начало года, тыс. руб. – затраты на оборудование, начиная с начала 1 года службы;

10. Капитальные затраты на конец года, тыс. руб. – затраты на оборудование, начиная с конца 1 года службы.

11. Валовая прибыль, тыс. руб. - это выручка при экономии эксплуатационных затрат без НДС за вычетом амортизационных отчислений;

12. Налог на имущество в размере 2,2%, тыс. руб.;

13. Налогооблагаемая прибыль, тыс. руб. определена как валовая прибыль за вычетом налога на имущество;

14. Налог на прибыль в размере 24%, тыс. руб.;

15. Чистая прибыль, тыс. руб. вычислена как налогооблагаемая прибыль за вычетом налога на прибыль;

16. Сальдо потока от операционной деятельности, $\phi(m)$, тыс. руб. представляет собой сумму чистой прибыли и амортизационных отчислений.

2.7.3 Инвестиционная деятельность:

Для денежного потока от инвестиционной деятельности:

- к оттокам относятся капитальные вложения, затраты на пусконаладочные работы, ликвидационные затраты в конце проекта, затраты на увеличение оборотного капитала и средства, вложенные в дополнительные фонды (см. следующий раздел);

- к притокам - продажа активов (возможно, условная) в течение и по окончании проекта, поступления за счет уменьшения оборотного капитала.

Сальдо – разность между притоками и оттоками

Расчёт проведён в следующем порядке:

18. Притоки (ликвидационная стоимость оборудования), тыс. руб. – стоимость оборудования после окончания срока службы;

19. Оттоки (стоимость нового оборудования), тыс. руб. – это капитальные затраты на оборудование, строительно-монтажные и пусконаладочные работы;

20. Сальдо потока от инвестиционной деятельности, $\varphi^c(m)$, тыс. руб. определяется как разность притоков и оттоков;

21. Сальдо суммарного денежного потока $\varphi^c(m)$, тыс. руб., есть сумма сальдо потока от операционной деятельности и сальдо потока от инвестиционной деятельности;

22. Сальдо накопленного денежного потока, тыс. руб. - сумма сальдо потока от инвестиционной деятельности и сальдо потока от операционной деятельности;

23. Коэффициент дисконтирования, α_m , выражается в долях единицы или в процентах в год.

Дисконтирование денежного потока на m -м шаге осуществляется путем умножения его значения φ_m на коэффициент дисконтирования α_m , рассчитываемый по формуле:

$$\alpha_m = \frac{1}{(1 + E)^{m-t_0}}, \quad (7)$$

где t_m - момент окончания m -го шага.

$$E = IR + RI, \quad (8)$$

где

IR (inflation rate) – темп инфляции составляет приблизительно 8% - цифра взята на основании прогноза с сайта www.businesspress.ru

RI (risk of investments) – степень инвестиционного риска для проектов подобного рода, которая составляет 3%.

$$E = 11\%$$

24. Дисконтированное сальдо денежного потока, тыс. руб. - это сальдо суммарного денежного потока, умноженное на коэффициент дисконтирования;

25. Дисконтированное сальдо накопленного потока определяется как сумма сальдо потока от инвестиционной деятельности и дисконтированного сальдо потока от операционной деятельности

26. Внутренняя норма доходности (другие названия - ВНД, внутренняя норма дисконта, внутренняя норма рентабельности, Internal Rate of Return, IRR). В наиболее распространенном случае инвестиционных проектов, начинающихся с (инвестиционных) затрат и имеющих положительный ЧД, внутренней нормой доходности называется положительное число E_v , если:

- при норме дисконта $E = E_v$ чистый дисконтированный доход проекта обращается в 0,

- это число единственное.

В более общем случае внутренней нормой доходности называется такое положительное число E_v , что при норме дисконта $E = E_v$ чистый дисконтированный доход проекта обращается в 0, при всех больших значениях E - отрицателен, при всех меньших значениях E - положителен. Если не выполнено хотя бы одно из этих условий, считается, что ВНД не существует.

Для оценки эффективности инвестиционного проекта значение ВНД необходимо сопоставлять с нормой дисконта E . Инвестиционные проекты, у которых $\text{ВНД} > E$, имеют положительный ЧДД и поэтому эффективны. Проекты, у которых $\text{ВНД} < E$, имеют отрицательный ЧДД и поэтому неэффективны.

ВНД определяется подбором значения нормы дисконта. Определяется по формуле

$$\sum_m \Phi_m \times \alpha_m (E_B) = 0.$$

В проекте ВНД значительно превышает E и имеет положительный ЧДД, значит проект является не только эффективным, но и достаточно устойчивым.

27. Индексы доходности характеризуют (относительную) "отдачу проекта" на вложенные в него средства. Они могут рассчитываться как для дисконтированных, так и для недисконтированных денежных потоков. При оценке эффективности часто используются:

- Индекс доходности затрат - отношение суммы денежных притоков (накопленных поступлений) к сумме денежных оттоков (накопленным платежам).

- Индекс доходности инвестиций (ИД) - отношение суммы элементов денежного потока от операционной деятельности к абсолютной величине суммы элементов денежного потока от инвестиционной деятельности. Он равен увеличенному на единицу отношению ЧД к накопленному объему инвестиций;

Индексы доходности затрат и инвестиций превышают 1, если и только если для этого потока ЧД положителен.

Как видно из расчёта, индексы доходности в разы превышают 1, что означает эффективность и высокую отдачу вложенных в него средств.

28. Сроком окупаемости ("простым" сроком окупаемости, payback period) называется продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости. Начальный момент указывается в задании на проектирование (обычно это начало нулевого шага или начало операционной деятельности). Моментом окупаемости называется тот наиболее ранний момент времени в

расчетном периоде, после которого текущий чистый доход ЧДД становится и в дальнейшем остается неотрицательным. Проект окупается в достаточно короткий срок, что еще раз подтверждает его эффективность.

29. Потребность в дополнительном финансировании (ПФ) - максимальное значение абсолютной величины отрицательного накопленного сальдо от инвестиционной и операционной деятельности. Величина ПФ показывает минимальный объем внешнего финансирования проекта, необходимый для обеспечения его финансовой реализуемости. Поэтому ПФ называют еще капиталом риска.

Потребность в дополнительном финансировании с учетом дисконта (ДПФ) - максимальное значение абсолютной величины отрицательного накопленного дисконтированного сальдо от инвестиционной и операционной деятельности. Величина ДПФ показывает минимальный дисконтированный объем внешнего финансирования проекта, необходимый для обеспечения его финансовой реализуемости.

2.8 Результаты расчётов

2.8.1 Здание ГЭС

Исходные данные для расчёта представлены в таблице 3.

Таблица 3.

Наименование параметра	Вариант с теплонасосными установками	Существующий вариант
Затраты энергии, кВт·ч в год (среднегодовой расход энергии на эксплуатацию)	14708090,40	5142746,10
Экономия энергии, кВт·ч в год	3671936,70	0,00
Тариф отпускной на электроэнергию НГЭС 2008 года, руб./кВт·ч	1,73	1,73

Экономия эксплуатационных затрат, руб.	6348778,55	0,00
Капитальные затраты, руб.	23171120,00	5204980,00
Дополнительные капитальные затраты, руб.	17966140,00	0,00

Капитальные затраты определены на основании стоимостей оборудования, выбранного в рамках выполнения второго этапа работ «Разработка принципиальной технологической схемы рациональной интеграции тепловых насосов в энергетический баланс Новосибирской ГЭС, проведение численных экспериментов по определению рациональных значений параметров основных технологических режимов. Подбор основного оборудования» в соответствии с принципиальной схемой.

Состав основного оборудования:

- базовые теплонасосные установки Climaveneta WRHN 2404, 2 шт.;
- тепловой насос подогрева горячей воды FHP WP 180, 1 шт.;
- консольные чиллеры вода-воздух FHP EM 048, 7 шт., и EM 060, 21 шт.;
- тепловые насосы, обслуживающие кабинеты и вспомогательные помещения здания ГЭС FHP EM 015, 15 шт., и FHP EM 009, 19 шт.;
- тепловые насосы, работающие на системы приточной вентиляции, представлены в таблице 4;

Таблица 4.

Модель теплового насоса	Количество, шт.
MB 600	2
EM 120	1
EM 120	1
EM 096	6
EM 060	1
EM 072	2
EM 048	6

EM 041	2
EM 031	36
EM 018	1
EM 015	1
EM 009	1
EM 007	2

- теплообменный аппарат промежуточного гликолевого контура производства ООО «Машимпекс» модель NT250SHV/B-10/219, 7 шт.;

- теплообменный аппарат подогрева воды системы горячего водоснабжения производства ООО «Машимпекс» модель NT50/2XH/CDL-16/69, 1 шт.

Расчет представлен в таблице 5.

Из расчёта получаем следующие значения показателей:

ЧД = 679175,09 тыс. руб.

ЧДД = 121527,78 тыс. руб.

Положительное значение ЧДД показывает, что за расчетный период дисконтированные денежные поступления превысят дисконтированную сумму капитальных вложений, т.е. проект с точки зрения инвестора является эффективным.

Для оценки эффективности инвестиционного проекта значение ВНД необходимо сопоставить с нормой дисконта $E = 11\%$.

ВНД определяется подбором значения нормы дисконта. Определяется по формуле:

$$\sum_m \varphi_m \times \alpha_m (E_B) = 0.$$

ВНД = 41,2 %, что показывает высокую устойчивость проекта на рынке.

ВНД > E, что свидетельствует об эффективности проекта.

Срок окупаемости проекта – 4 года.

Момент окупаемости с учетом дисконта расположен на 4 шаге, так как на 4-ом шаге ЧДД отрицательный и составляет -4383,89 тыс. руб., а на 5-ом шаге – положительный и составляет 1025,55 тыс. руб.

Для уточнения момента окупаемости можно принять, что в пределах одного шага сальдо накопленного потока (ЧД) меняется линейно, тогда расстояние X от начала шага до момента окупаемости (выраженное в продолжительности шага расчета) определяется по формуле:

$$X = \frac{4383,89}{4383,89 + 1025,55} = 0,81$$

Значит, момент окупаемости наступит через 4,81 года.

Потребность в финансировании составляет 19239,31 тыс. руб., что связано с затратами на покупку, строительно-монтажные и пусконаладочные работы.

Индекс доходности затрат 3,85.

Индекс доходности инвестиций 30,31.

Значения индексов больше единицы, значит у проекта хорошая отдача на вложенные средства.

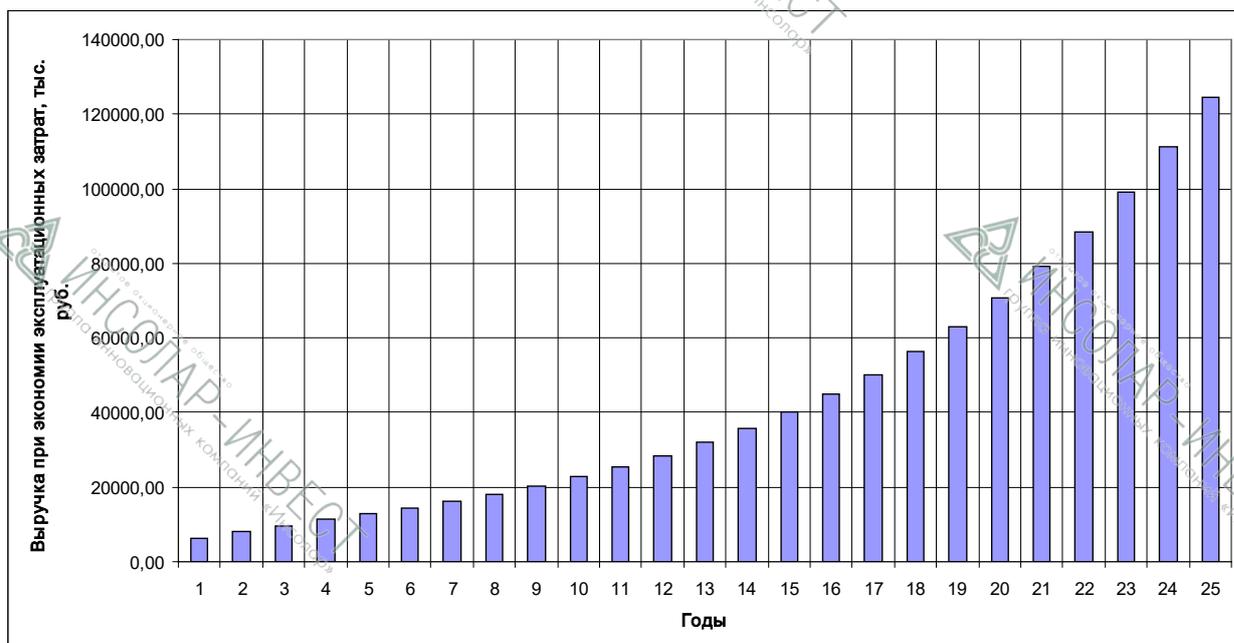


Рисунок 1. Показатели выручки в течение срока использования оборудования

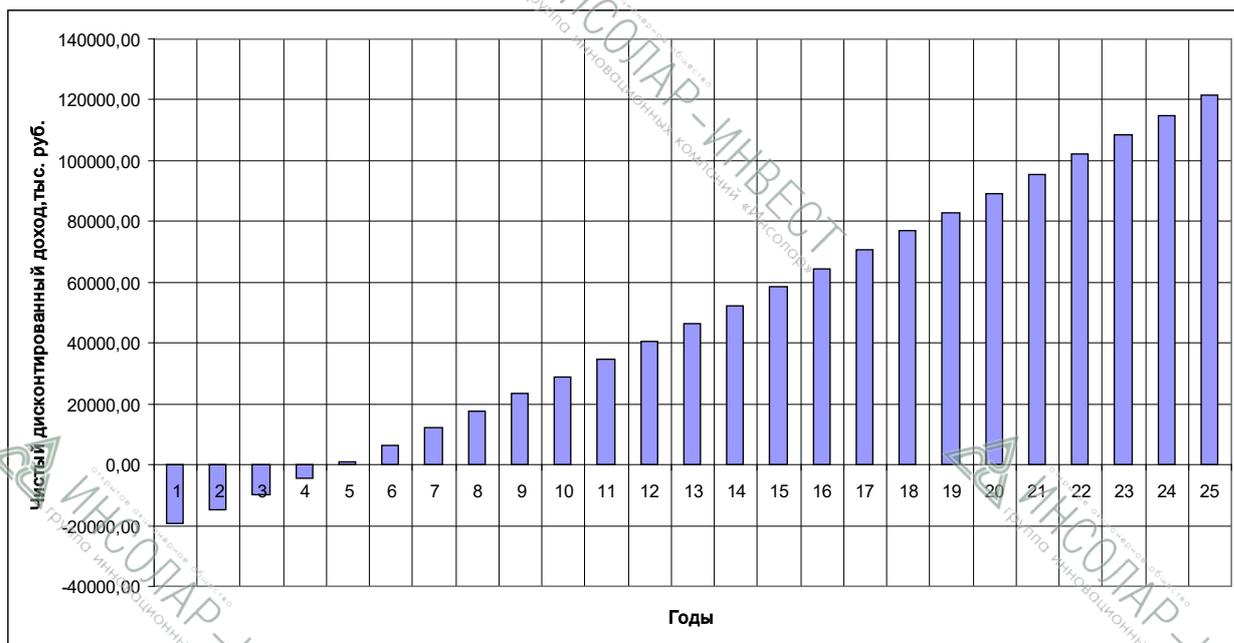


Рисунок 2. Показатели ЧДД в течение срока использования оборудования

2.8.2 Гидротехнический цех и его бытовые помещения

Исходные данные для расчёта представлены в таблице 6.

Таблица 6.

Наименование параметра	Вариант с теплонасосными установками	Существующий вариант
Затраты энергии, кВт·ч в год (среднегодовой расход энергии на эксплуатацию)	76800,00	215280,00
Экономия энергии, кВт·ч в год	138480,00	0,00
Тариф отпускной на электроэнергию НГЭС 2008 года, руб./кВт·ч	1,73	1,73
Экономия эксплуатационных затрат, руб.	239431,92	0,00
Капитальные затраты, руб.	1723863,00	0,00

Капитальные затраты определены на основании стоимостей оборудования, выбранного в рамках выполнения второго этапа работ «Разработка принципиальной технологической схемы рациональной интеграции тепловых насосов в энергетический баланс Новосибирской ГЭС, проведение численных экспериментов по определению рациональных значений параметров основных технологических режимов. Подбор основного оборудования» в соответствии с принципиальной схемой.

Состав основного оборудования:

- тепловые насосы FHP WP 072, 2 шт., и FHP WP 038, 2 шт.;
- теплообменные аппараты подогрева воды системы горячего водоснабжения производства ООО «Машимпекс» модель NT50/2XH/CDL-16/69, 1 шт., и VT04/5PHK/CD-16/21, 1 шт.

Расчет представлен в таблице 7.

Из расчёта получаем следующие значения показателей:

ЧД = 24790,12 тыс. руб.

ЧДД = 3717,02 тыс. руб.

Положительное значение ЧДД показывает, что за расчетный период дисконтированные денежные поступления превысят дисконтированную сумму капитальных вложений, т.е. проект с точки зрения инвестора является эффективным.

Для оценки эффективности инвестиционного проекта значение ВНД необходимо сопоставить с нормой дисконта $E = 11\%$.

ВНД определяется подбором значения нормы дисконта. Определяется по формуле:

$$\sum_m \Phi_m \times \alpha_m (E_B) = 0.$$

ВНД = 32,6 %, что показывает высокую устойчивость проекта на рынке.

ВНД > E, что свидетельствует об эффективности проекта.

Срок окупаемости проекта – 8 лет.

Момент окупаемости с учетом дисконта расположен на 8 шаге, так как на 8-ом шаге ЧДД отрицательный и составляет -208,29 тыс. руб., а на 9-ом шаге – положительный и составляет 4,54 тыс. руб.

Для уточнения момента окупаемости можно принять, что в пределах одного шага сальдо накопленного потока (ЧДД) меняется линейно, тогда расстояние X от начала шага до момента окупаемости (выраженное в продолжительности шага расчета определяется по формуле:

$$X = \frac{208,29}{208,29 + 4,54} = 0,98$$

Значит, момент окупаемости наступит через 8,98 года.

Потребность в финансировании составляет 1581,35 тыс. руб., что связано с затратами на покупку, строительно-монтажные и пусконаладочные работы.

Индекс доходности затрат = 3,52

Индекс доходности инвестиций = 15,38.

Значения индексов больше единицы, значит у проекта хорошая отдача на вложенные средства.

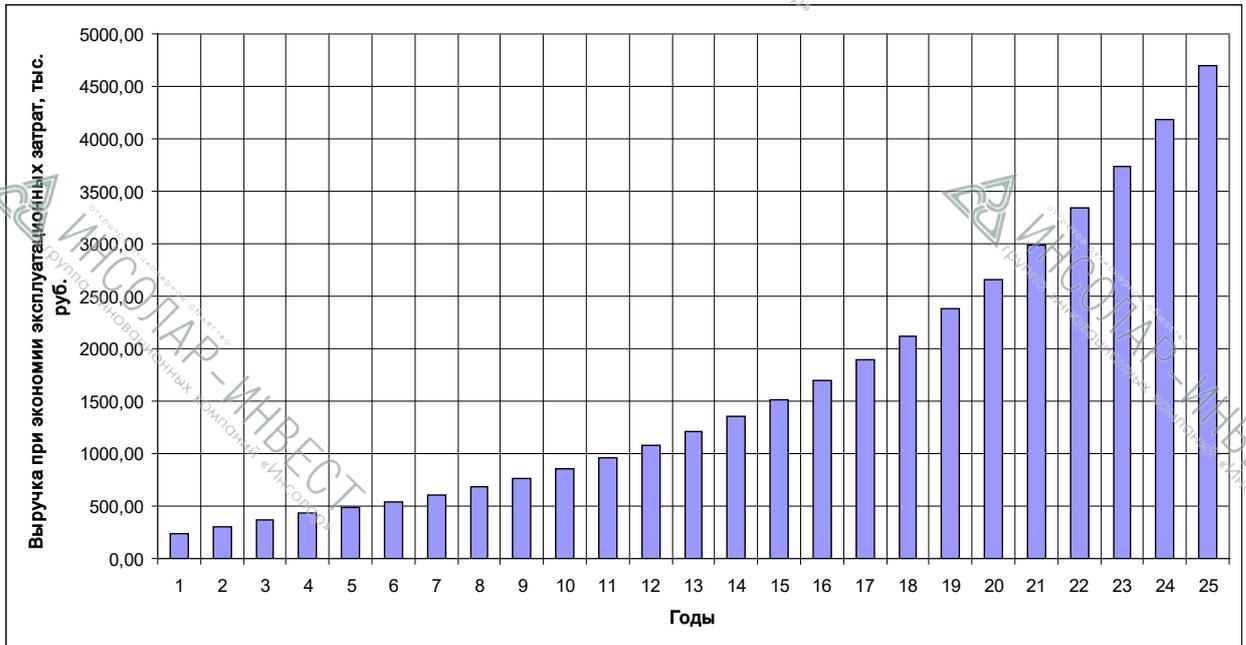


Рисунок 3. Показатели выручки в течение срока использования оборудования

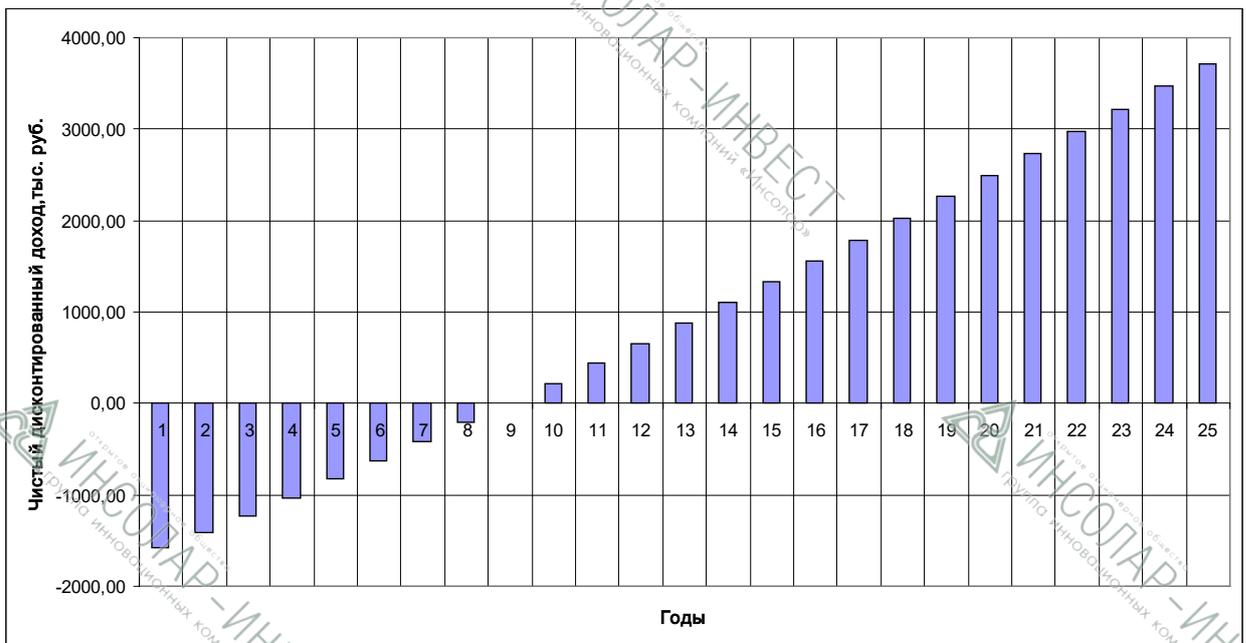


Рисунок 4. Показатели ЧДД в течение срока использования оборудования

2.8.3 Гараж

Исходные данные для расчёта представлены в таблице 8.

Таблица 8.

Наименование параметра	Вариант с теплонасосными установками	Существующий вариант
Затраты энергии, кВт·ч в год (среднегодовой расход энергии на эксплуатацию)	68952,00	163150,00
Экономия энергии, кВт·ч в год	94198,00	0,00
Тариф отпускной на электроэнергию НГЭС 2008 года, руб./кВт·ч	1,73	1,73
Экономия эксплуатационных затрат, руб.	162868,34	0,00
Капитальные затраты, руб.	795774,00	0,00

Капитальные затраты определены на основании стоимостей оборудования, выбранного в рамках выполнения второго этапа работ «Разработка принципиальной технологической схемы рациональной интеграции тепловых насосов в энергетический баланс Новосибирской ГЭС, проведение численных экспериментов по определению рациональных значений параметров основных технологических режимов. Подбор основного оборудования» в соответствии с принципиальной схемой.

Состав основного оборудования:

- тепловые насосы FHP WP 062, 2 шт.;
- теплообменный аппарат подогрева воды системы горячего водоснабжения производства ООО «Машимпекс» модель VT04/5PHK/CD-16/31, 1 шт.

Расчет представлен в таблице 9.

Из расчёта получаем следующие значения показателей:

ЧД = 17226,55 тыс. руб.

ЧДД = 2899,27 тыс. руб.

Положительное значение ЧДД показывает, что за расчетный период дисконтированные денежные поступления превысят дисконтированную сумму капитальных вложений, т.е. проект с точки зрения инвестора является эффективным.

Для оценки эффективности инвестиционного проекта значение ВНД необходимо сопоставить с нормой дисконта $E = 11\%$.

ВНД определяется подбором значения нормы дисконта. Определяется по формуле:

$$\sum_m \Phi_m \times \alpha_m (E_B) = 0.$$

ВНД = 22,5 %, что показывает высокую устойчивость проекта на рынке.

ВНД > E, что свидетельствует об эффективности проекта.

Срок окупаемости проекта – 6 лет.

Момент окупаемости с учетом дисконта расположен на 6 шаге, так как на 6-ом шаге ЧДД отрицательный и составляет -52,55 тыс. руб., а на 7-ом шаге – положительный и составляет 89,18 тыс. руб.

Для уточнения момента окупаемости можно принять, что в пределах одного шага сальдо накопленного потока (ЧДД) меняется линейно, тогда расстояние X от начала шага до момента окупаемости (выраженное в продолжительности шага расчета определяется по формуле:

$$X = \frac{52,55}{52,55 + 89,18} = 0,37$$

Значит, момент окупаемости наступит через 6,37 года.

Потребность в финансировании составляет 1581,35 тыс. руб., что связано с затратами на покупку, строительно-монтажные и пусконаладочные работы.

Индекс доходности затрат = 3,73

Индекс доходности инвестиций = 22,65.

Значения индексов больше единицы, значит у проекта хорошая отдача на вложенные средства.

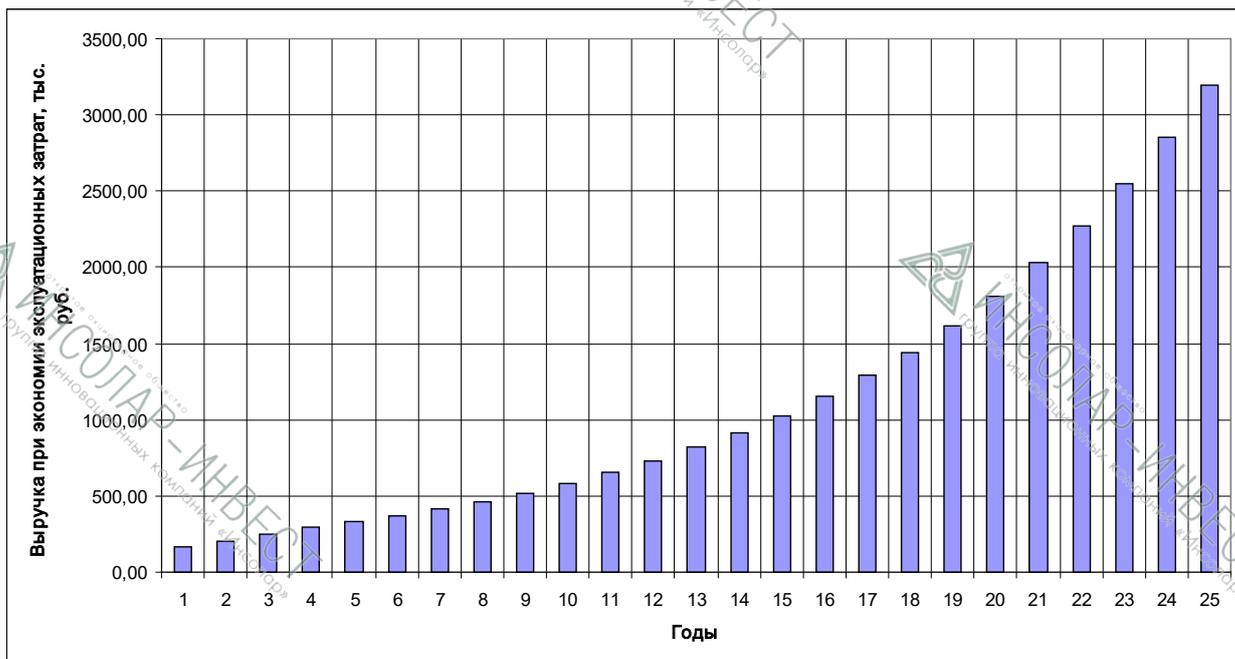


Рисунок 5. Показатели выручки в течение срока использования оборудования

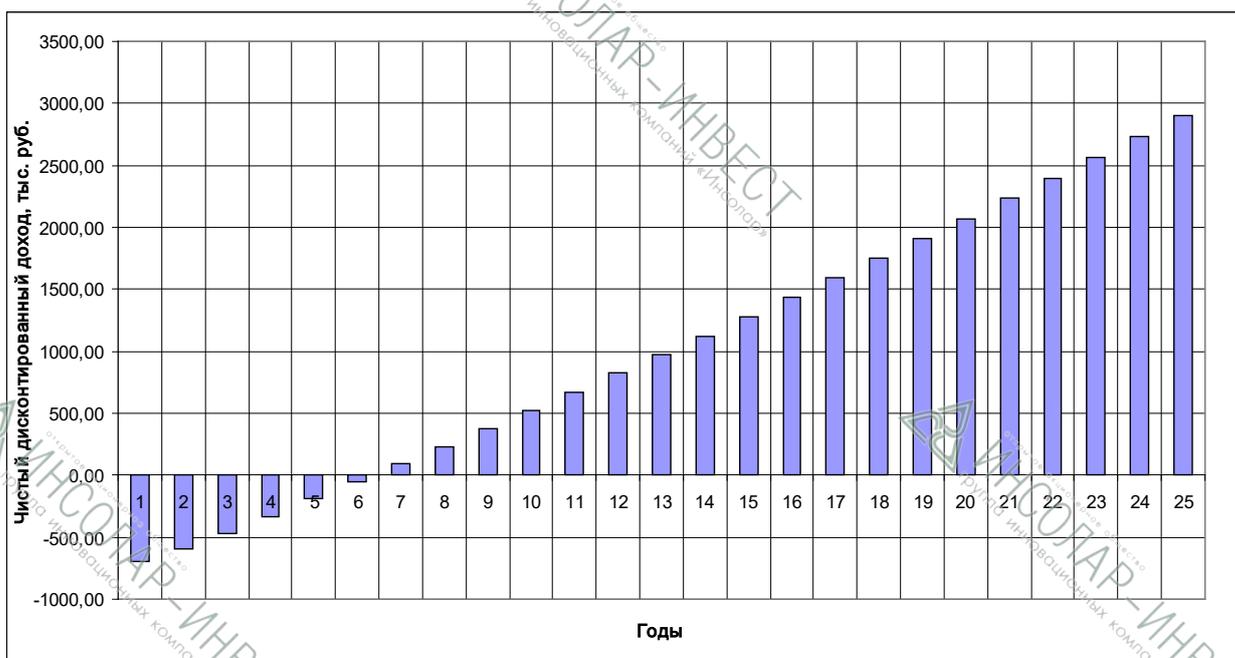


Рисунок 6. Показатели ЧДД в течение срока использования оборудования

В данных расчётах был рассмотрен вариант модернизации систем теплоснабжения объектов инфраструктуры Новосибирской ГЭС с использованием теплонасосных систем теплохладоснабжения.

По результатам расчетов основные экономические показатели демонстрируют положительную динамику. Проект окупает вложенные средства в допустимые сроки, занимает устойчивое положение на рынке, показывает высокую отдачу на вложенные средства.

На основании вышеизложенного можно сделать вывод о том, что проект является эффективным не только с технической и энергетической, но и с экономической точек зрения.

3. Метод вариации параметров (анализ чувствительности)

Метод вариации параметров (или анализ чувствительности) заключается в исследовании изменений интегральных показателей эффективности проекта в зависимости от изменения отдельных параметров, таких как:

- инвестиционные затраты,
- объем производства,
- издержки производства,
- процент за кредит,
- индексы цен или индексы инфляции,
- задержки платежей,
- длительность расчетного периода и прочее.

Оценка устойчивости может производиться путем определения предельных значений параметров проекта, т.е. таких при которых интегральный коммерческий эффект становится равным нулю. Для оценки предельных значений параметров, меняющихся по шагам расчета (цены продукции, основного технологического оборудования, объемы производства, объемы кредитных ресурсов, ставки наиболее существенных налогов и прочее), рекомендуется вычислять предельные интегральные уровни этих параметров, т.е. такие коэффициенты (постоянные для всех шагов расчета) к значениям этих параметров, при применении которых ЧДД проекта (или участника) становится нулевым.

Общая схема анализа чувствительности проекта состоит в следующем: анализ чувствительности (уязвимости) происходит при "последовательно-единичном" изменении каждой переменной: только одна из переменных меняет свое значение (например, на 10%), на основе чего пересчитывается новая величина используемого критерия (например, ЧДД). После этого оценивается процентное изменение критерия по отношению к базисному случаю и рассчитывается показатель чувствительности, представляющий собой отношение процентного изменения критерия к изменению значения переменной

на один процент (так называемая эластичность изменения показателя). Таким же образом исчисляются показатели чувствительности по каждой из остальных переменных.

Отметим, что, несмотря на все свои преимущества — теоретическую прозрачность, простоту расчетов, экономико-математическую естественность результатов и наглядность их толкования (именно эти критерии и лежат в основе его широкой практической применимости), — метод анализа чувствительности имеет существенные недостатки. Первый и основной из них — его однофакторность, т.е. ориентация на изменения только одного фактора проекта, что приводит к недоучету возможной связи между отдельными факторами или к недоучету их корреляции.

В данном проекте используется изменение таких параметров, как сэкономленная теплонасосными установками электроэнергия, капитальные затраты и тарифы на электроэнергию.

Расчет производится для здания ГЭС.

3.1 Влияние изменения количества сэкономленной электроэнергии на ЧДД

Изменение ЧДД в зависимости от изменения количества сэкономленной энергии представлено в таблице 10.

Таблица 10

Вариант	1	2	3	4	5
% изменения количества сэкономленной энергии	-90,00	-70,00	-50,00	-30,00	0,00
ЧДД	-9097,77	19930,13	48958,03	77985,93	121527,78



Рисунок 7. Влияние изменения сэкономленной электроэнергии на ЧДД

По данному рисунку и по результатам расчета проект является очень устойчивым, т. к. ЧДД становится отрицательным только при уменьшении сэкономленной энергии на 84,00%.

Ниже представлены таблицы расчетов изменения показателя ЧДД при изменении количества сэкономленной энергии:

Таблица 11 – уменьшение сэкономленной энергии на 90,00 %;

Таблица 12 – уменьшение сэкономленной энергии на 70,00 %;

Таблица 13 – уменьшение сэкономленной энергии на 50,00 %;

Таблица 14 – уменьшение сэкономленной энергии на 30,00 %;

Таблица 15 – расчетном варианте без изменений.

3.2 Влияние изменения капитальных затрат на ЧДД

Таблица 16

Вариант	1	2	3	4	5
% изменения капитальных затрат	0,00	350,00	450,00	550,00	650,00
ЧДД	121527,78	62498,47	38886,75	15275,03	-8336,70

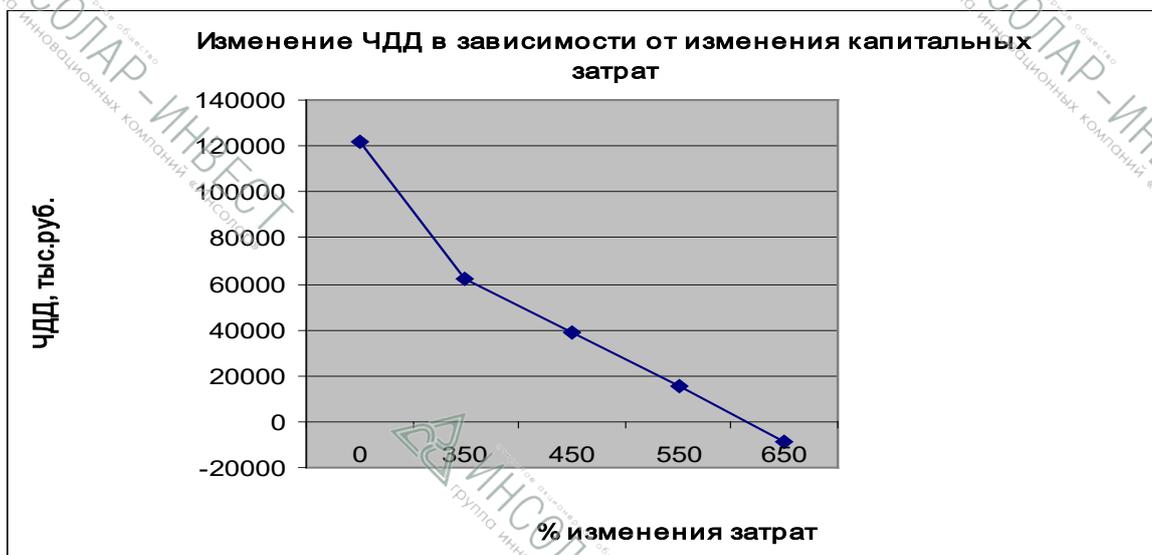


Рисунок 8. Влияние изменения капитальных затрат на ЧДД

По данному рисунку и по результатам расчета проект является очень устойчивым, т. к. ЧДД становится отрицательным только при увеличении капитальных затрат в 6,20 раза.

Ниже представлены таблицы расчетов изменения показателя ЧДД при изменении капитальных затрат при:

Таблица 17 – увеличении капитальных затрат на 650,00 %;

Таблица 18 – увеличении капитальных затрат на 550,00 %;

Таблица 19 – увеличении капитальных затрат на 450,00 %;

Таблица 20 – увеличении капитальных затрат на 350,00 %;

Таблица 21 – расчетном варианте без изменений.

3.3 Влияние изменения тарифов на окупаемость проекта

Также был произведен расчет ЧДД при использовании текущих тарифов в течение всех 25 лет службы оборудования без учета их повышения.

По результатам расчета здание ГЭС окупается за 8 лет.

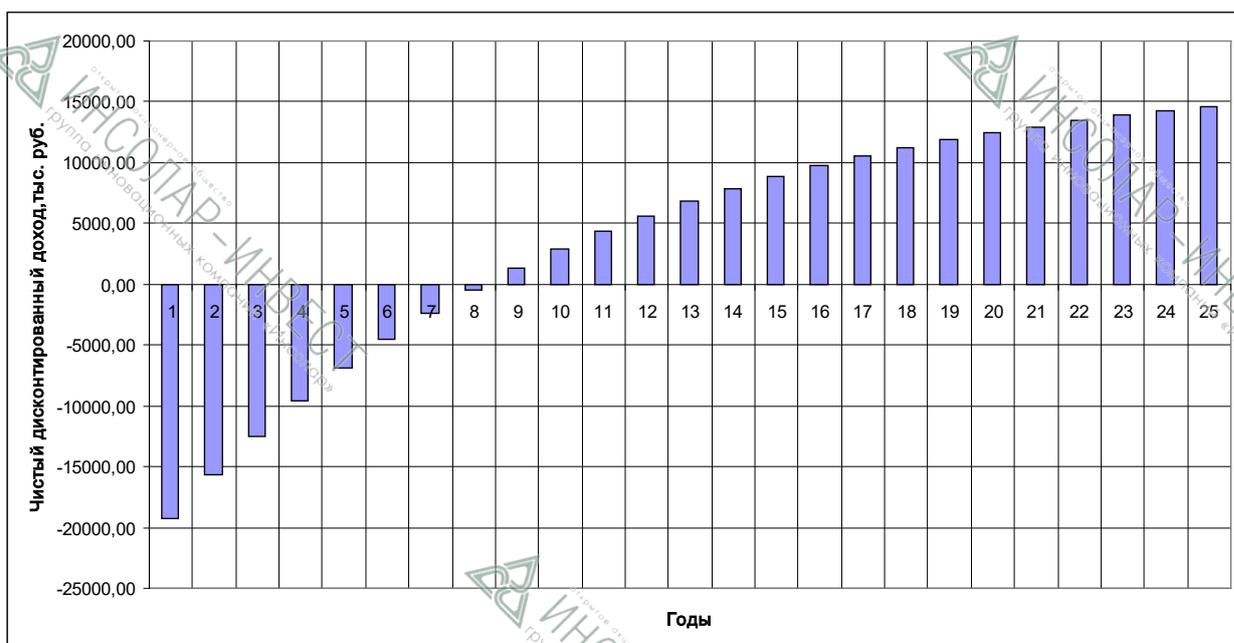


Рисунок 9. Влияние изменения тарифов на окупаемость проекта

Ниже представлена таблица расчетов изменения показателя ЧДД при использовании текущих тарифов на электроэнергию в течении всего срока службы оборудования.

4. Оценка потенциальных возможностей выхода на новые рынки

В основу рассмотрения потенциала Новосибирской ГЭС (как типовой) по освоению новых для неё рынков были положены предпосылки, уже упоминавшиеся ранее:

- уникальное сочетание дешевого источника низкопотенциальной энергии и недорогой электроэнергии позволяет говорить о том, что гидроэлектростанции могут открыть для себя новые рынки и в перспективе стать поставщиками не только электрической, но и тепловой энергии и холода;

- используя для производства тепла и холода тепловые насосы, ГЭС могут на коммерческой основе снабжать ими близлежащих потребителей, и, таким образом расширив свои технологические возможности, стать поставщиками комплексных услуг по электро-, тепло- и холодоснабжению, увеличив тем самым и свои финансовые поступления;

- тарифы на холод в данный момент никем не регулируются и могут устанавливаться поставщиком самостоятельно;

- экологическая чистота. Тепловые насосы используют экологически чистые источники низкопотенциальной энергии для теплохладоснабжения обслуживаемых объектов. В случае ГЭС электроэнергия, идущая на привод тепловых насосов, так же является «зелёной». Учитывая огромные запасы доступного для использования тепла низкого потенциала в случае использования теплонасосных систем теплохладоснабжения объектов на прилегающих территориях можно организовать целые зоны повышенной экологической чистоты, свободные от процессов сжигания каких-либо видов органических топлив.

- экономическая привлекательность с точки зрения механизмов квотирования выбросов парниковых газов, обозначенные в Киотском протоколе, если таковые реально начнут работать и образуется рынок торговли указанными квотами.

4.1 Существующее состояние системы энергоснабжения

В настоящее время главной энергоснабжающей организацией в городе Новосибирске является ОАО «Новосибирскэнерго» — крупнейшее предприятие Сибири, занимающееся производством электрической и тепловой энергии.

Энергокомпания была создана в апреле 1931 г., в 1993 преобразована в открытое акционерное общество. В состав генерирующих мощностей энергосистемы входят пять тепловых электрических станций: ТЭЦ-2, ТЭЦ-3, ТЭЦ-4, ТЭЦ-5 в Новосибирске и Барабинская ТЭЦ. В структуре энергокомпании три филиала: «Генерация», «Локальные котельные», «Топливо». Кроме того, создан ряд дочерних компаний, профилированных по видам деятельности. Общая численность персонала группы компаний ОАО «Новосибирскэнерго» — 9 343 человека.

Основные виды деятельности: производство электрической и тепловой энергии.

Основные виды продукции:

Электроэнергия — 64,70 %;

Тепловая энергия — 32,70 %.

Мощности ОАО "Новосибирскэнерго" составляют:

электрическая 2 522,00 МВт;

тепловая – 7 887,47 МВт.

Протяженность воздушных линий электропередачи (по классам напряжения), эксплуатируемых Новосибирской энергосистемой на 31.12.2007 г. указана в таблице 23.

Класс напряжения, кВ	Протяженность, км
220	1535,8
110	4809,5
35	4491,5
10	20772,6
6	74,4
0,4	13809,6
Всего	45493,4

Количество подстанций 35-220 кВ представлено в таблице 24:

Таблица 24.

Подстанция, кВ	Количество
220 кВ	11
110 кВ	162
35 кВ	158
Всего	331

Установленная мощность трансформаторных подстанций составляет 6951,70 тыс. кВА.

На 31.12.2007 г. на балансе ОАО «Новосибирскэнерго» находится 347,18 км трубопроводов тепловых сетей (в двухтрубном исчислении), переданных в аренду ОАО «Новосибирскгортеплоэнерго».

Протяженность теплопроводов тепловых сетей по сроку эксплуатации представлена в таблице 25.

Таблица 25.

Срок эксплуатации	Протяженность, км	В % к общей протяженности
До 5 лет	17,138	5,4
От 5 до 10 лет	31,570	10,0
От 10 до 15 лет	40,407	12,9
От 15 до 20 лет	40,310	12,8
От 20 до 25 лет	35,435	11,3
Свыше 25 лет	149,698	47,6
Итого	314,558	100,0

На балансе ОАО «Новосибирскэнерго» 149,70 км трубопроводов, отработавших более 25 лет и требующих немедленной замены. С учетом этого, процент износа теплотрасс составляет 47,60%. Средний срок использования составляет 21,40 года.

Динамика изменения выработки электростанций ОАО "Новосибирскэнерго" за период с 2005 по 2007 гг. представлены на рисунке 10.

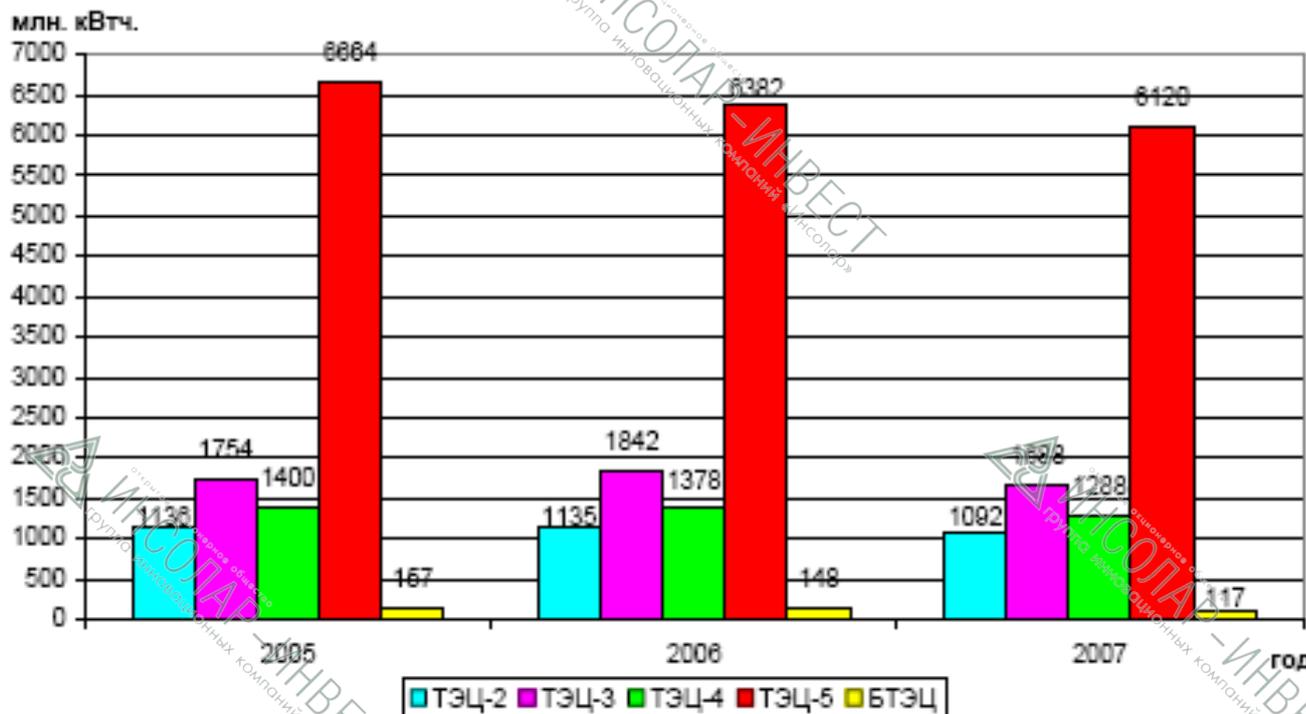


Рисунок 10.

Выработка электроэнергии станциями в 2007 году составила 10304,20 млн. кВт*ч, что на 581,60 млн. кВт*ч (5,31%) ниже 2006 года. Коэффициент использования установленной электрической мощности системы составил 46,60%.

Анализ информации показывает, что в настоящее время сетевое хозяйство ОАО «Новосибирскэнерго» используется не очень эффективно, иными словами электрические сети и трансформаторные подстанции нагружены не на полную величину своей пропускной способности.

Данная ситуация не является исключительной в масштабе страны. Так, по некоторым оценкам, для Ярославской области коэффициент использования мощности сетей и трансформаторных подстанций не превышает 0,25, то есть сети нагружены на 25,00 % от своей пропускной способности.

Таким образом, энергосистема Новосибирска характеризуется высокой степенью износа систем централизованного теплоснабжения, при этом установленная мощность системы генерации электрической энергии используется менее чем на половину, а распределяющие электрические сети имеют резерв пропускной способности.

Перечисленные факты являются предпосылками для внедрения в регионе теплонасосных систем теплохладоснабжения.

В качестве источников низкопотенциального тепла для испарителей тепловых насосов можно рассматривать как теплоту поверхностных слоёв грунта, вентиляционные выбросы жилых и общественных зданий, канализационные стоки, так и другие, обычно используемые для работы теплонасосных систем, но самым главным, надёжным и дешёвым источником низкопотенциального тепла является речная вода и вода водохранилищ. Запасы доступного для использования тепла низкого потенциала, запасённого в речной воде и воде водохранилищ, настолько велики, что речь может идти о тепло- и холодоснабжении даже крупных объектов, расположенных на прилегающих к водоёмам территориях: рабочих посёлков, жилых массивов, промышленных предприятий и т.д.

При этом даже транспорт этой воды может быть практически бесплатным, поскольку возможно организовать его за счет перепада высот верхнего и нижнего

бьефов, то есть вода может идти к потребителю самотёком. Конечно, техническая возможность реализации такого решения должна быть обоснована расчётным путём, чтобы показать неизменность режимов работы самой ГЭС. Должен быть рассчитан максимально возможный расход воды, который можно пропустить в обход гидроагрегатов ГЭС без ухудшения характеристик самой станции, и этот максимальный расход должен оказаться больше, чем направляемый на испарители тепловых насосов, снабжающих теплом рассматриваемых потребителей.

4.2 Возможности Новосибирской ГЭС

Рассмотрим потенциальные возможности внедрения теплонасосных систем теплоснабжения в Новосибирске.

В качестве рассматриваемой выберем следующую упрощенную модель. Теплонасосными системами теплоснабжения оснащаются жилые дома, расположенные в непосредственной близости от водоёмов. Электрическая энергия на привод теплонасосных систем поставляется Новосибирской ГЭС. Затраты на усиление электрических сетей и оснащение домов теплонасосными системами также возлагаются на Новосибирскую ГЭС, она же получает доход от продажи тепловой энергии и холода. Таким образом, ГЭС становится одновременно электро-, тепло- и холодоснабжающей организацией.

Максимальная нагрузка на системы теплоснабжения приходится в зимний период, как раз в то время, когда на ГЭС в работе остаётся 2-3 гидроагрегата из семи мощностью по 65,00 МВт каждый. При этом обеспеченная мощность станции 82,00 МВт. Таким образом, мощность, которую теоретически можно использовать на привод тепловых насосов, составляет:

$$65,00 \cdot 2 - 82,00 = 48,00 \text{ МВт.}$$

Предположим, что мы используем 30,00 МВт электрической мощности для обеспечения работы теплонасосных систем теплоснабжения. В таком случае, при приведённом коэффициенте преобразования теплонасосной системы, равном 2,50 (заниженное значение, учитывающее потребление энергии всеми вспомогательными элементами теплонасосных систем), мы получим

$$30,00 \cdot 2,50 = 75,00 \text{ МВт}$$

тепловой энергии.

В соответствии со СНиП 23-02-2003 «Тепловая защита зданий» удельная тепловая мощность системы отопления жилых зданий высотой 6-7 этажей и отапливаемой площадью 1000,00 м² и более составит 54,63 Вт/м² для климатических условий Новосибирска с расчётной температурой наружного воздуха, равной минус 39,00 °С.

Примем удельную тепловую нагрузку системы горячего водоснабжения равной 30,00 Вт/м².

Тогда получим, что теплонасосные системы теплохладоснабжения общей тепловой мощностью 75,00 МВт способны обеспечить тепловой энергией и холодом для систем кондиционирования 0,89 млн. м² жилья.

Далее в таблице 26 приведены результаты расчёта экономической эффективности внедрения теплонасосных систем теплохладоснабжения в городском хозяйстве Новосибирска с учётом действующих тарифов из условия реализации программы в пятилетний срок.

Таблица 26.

Наименование показателя	Единицы измерения	2009 г.	2010 г.	2111 г.	2112 г.	2113 г.
Объемы внедрения теплонасосных систем (электрическая мощность нарастающим итогом)	МВт	1,20	2,68	6,00	13,42	30,00

Объемы внедрения теплонасосных систем (тепловая мощность нарастающим итогом)	МВт	3,00	6,71	15,00	33,54	75,00
Потребление электроэнергии теплонасосными системами (нарастающим итогом)	Тыс. МВт*ч	7,20	23,30	59,30	139,80	319,80
Выработка тепловой энергии теплонасосными системами (нарастающим итогом)	Тыс. МВт*ч	18,00	58,25	148,25	349,50	799,50
Выработка холода теплонасосными системами (нарастающим итогом)	Тыс. МВт*ч	6,00	19,42	49,42	116,50	266,50
Доход поставщика от продажи тепловой энергии (нарастающим итогом)	Млн. руб.	12,06	39,03	99,33	234,16	535,66
Доход поставщика от продажи холода (нарастающим итогом)	Млн. руб.	18,00	58,25	148,25	349,50	799,50
Стоимость электроэнергии, затраченной на привод тепловых насосов, в случае продажи её на рынок (нарастающим итогом)	Млн. руб.	12,45	40,29	102,53	241,71	552,93
Дополнительная выручка поставщика от продажи тепловой энергии и холода (нарастающим итогом)	Млн. руб.	17,61	56,99	145,05	341,95	782,23

Дополнительные капитальные вложения в теплонасосные системы (нарастающим итогом)	Млн. руб.	14,40	32,20	72,00	161,00	360,00
Капитальные вложения в увеличение пропускной способности сетей и трансформаторных подстанций (нарастающим итогом)	Млн. руб.	2,20	4,93	11,02	24,63	55,08
Суммарные дополнительные капитальные вложения (нарастающим итогом)	Млн. руб.	16,60	37,13	83,02	185,63	415,08
Экономический эффект у потребителя (нарастающим итогом)	Млн. руб.	1,73	5,59	14,22	33,51	76,66

В расчёте приняты следующие допущения:

- потребление электроэнергии и выработка тепловой энергии теплонасосными системами теплохладоснабжения определялись из расчета 6000 часов использования мощности в году;
- выработка холода теплонасосными системами теплохладоснабжения определялась из расчета 2000 часов использования мощности в году;
- тариф для потребителей тепловой энергии, выработанной теплонасосными системами теплохладоснабжения, 670,00 руб. за 1 МВт*ч с НДС;
- тариф для потребителей холода, выработанного теплонасосными системами теплохладоснабжения, 3,00 руб. за 1 кВт*ч с НДС;
- тариф на электроэнергию 1,73 руб. за 1 кВт*ч с НДС (существующий тариф);
- дополнительные капитальные вложения потребителя в теплонасосные системы теплохладоснабжения определены из расчета 12,00 тыс. руб. за 1 кВт электрической мощности теплонасосных систем;

- капитальные вложения в увеличение пропускной способности сетей и трансформаторных подстанций определены из расчета платы за технологическое присоединение 1836,08 руб. за кВт мощности, включая НДС (существующий тариф для диапазона подключаемых мощностей от 30,00 до 100,00 кВт);

- экономический эффект у потребителя определен из расчета стоимости замещаемой тепловой энергии 765,89 руб. за 1 МВт*ч с НДС (существующий тариф);

- тарифы приняты неизменными на протяжении всего расчетного периода.

Таким образом, из расчёта видно, что капитальные затраты на оснащение жилья теплонасосными системами теплохладоснабжения могут быть компенсированы уже на этапе внедрения. При этом следует отметить, что в расчёте не учитывалась прибыль, получаемая энергосетевой компанией за услуги транспорта электроэнергии (180,00 тыс. МВт*ч в год), потребляемой теплонасосными системами, что явится для энергосетевой компании дополнительным доходом. С учётом этого представляется целесообразным снизить плату за технологическое подключение объектов, оснащаемых теплонасосными системами, к электрическим сетям. При этом ещё снизятся капитальные затраты на создание теплонасосных систем.

В результате внедрения теплонасосных систем теплохладоснабжения в выигрыше остаются практически все заинтересованные стороны:

-Новосибирская ГЭС выходит на новые рынки и получает дополнительный источник дохода, размер которого оценивается в 440,28 млн. руб. ежегодно;

- потребители экономят на теплоснабжении 76,66 млн. руб. в год (платя, согласно условиям проведения расчёта, почти на сто рублей за 1 МВт*ч меньше существующего тарифа), при этом повышается комфортность и экологичность жилья, появляется возможность центрального кондиционирования ВСЕХ жилых помещений в доме, в отличие от распространённого в настоящий момент варианта применения для кондиционирования сплит-систем. При использовании сплит-систем, устанавливаемых, как правило, без получения соответствующих

согласований, то есть с нарушением действующего законодательства, количество их ограничено возможностями электрического ввода в здание. Другими словами, начиная с какого-то момента мощность, потребляемая сплит-системами, начнёт превышать разрешенную, что приведёт к срабатыванию вводного автоматического выключателя, то есть весь дом останется без света. В случае использования теплонасосных систем теплоснабжения, за счёт применения аккумулирования и учёта графиков потребления не только тепловой и электрической энергии, но и холода, такая ситуация исключена. Помимо этого, решается проблема ежегодного отключения горячей воды в летнее время на период проведения ремонтных и профилактических работ на тепловых сетях;

- энергосетевая компания получает дополнительную прибыль за услуги транспорта 180,00 тыс. МВт*ч электроэнергии в год, потребляемой теплонасосными системами;

- энергогенерирующая компания, за счёт того, что теплонасосные системы проектируются с учетом графиков потребления электрической энергии, получат более полную загрузку в ночное время и снижение пикового электропотребления в соответствующие периоды;

- город получит 0,89 млн. м² жилья, соответствующего современным требованиям комфортности, а так же общее улучшение экологической ситуации за счёт использования технологии, исключающей процессы сжигания органического топлива. Это, несомненно, скажется и на имидже города, и на его привлекательности для приезжающих.

Будет не лишним ещё раз подчеркнуть, что все указанные цифры доходов определялись без учёта перспективного роста тарифов и экологических выгод, получаемых от применения рассматриваемой технологии. С учётом данных факторов экономическая привлекательность проекта только возрастет.

4.3 Экологические аспекты

На экологической составляющей внедрения теплонасосных систем теплоснабжения следует остановиться подробнее.

Загрязнение атмосферы во многих городах Сибирского Федерального округа, в число которых входит и город Новосибирск, является результатом чрезвычайно высокой концентрации различных производств. В течение ряда лет отмечается высокий уровень загрязнения атмосферного воздуха в 28 городах округа, в том числе и в Новосибирске, при этом Иркутск, Красноярск, Кемерово, Новокузнецк, Омск и другие относятся к городам с очень высоким уровнем загрязнения.

Основным источником загрязнения атмосферы Новосибирской области является автотранспорт. По данным местного органа Росстата вклад автотранспорта в загрязнение атмосферы Новосибирской области составляет 74,00 % валового выброса по области, предприятий теплоэнергетики – 11,00 %, отопительных котельных ЖКХ - 6 % и промышленных предприятий – 9,00 %.

Таким образом, на протяжении последних лет основными вкладчиками в загрязнение атмосферного воздуха являются автотранспорт, предприятия топливно-энергетического комплекса (ТЭЦ) и отопительные котельные (ЖКХ). Подтверждением тому служат и результаты проведенных в 2007 году государственным санитарно-эпидемиологическим надзором исследований уровня загрязнения атмосферного воздуха. Основными загрязняющими веществами и дающими превышения являются пыль, оксиды азота, окись углерода. Указанные превышения обнаружены на автомагистралях, а также под факелами выбросов в зоне влияния промышленных предприятий.

На рисунках 11÷14 и в таблицах 27÷29 представлены динамика расхода топлива и выбросов загрязняющих веществ за 2005-2007 гг. предприятиями топливно-энергетического комплекса города Новосибирска, а на рисунке 16 – размеры экологических платежей предприятий комплекса за 2005-2007 гг..

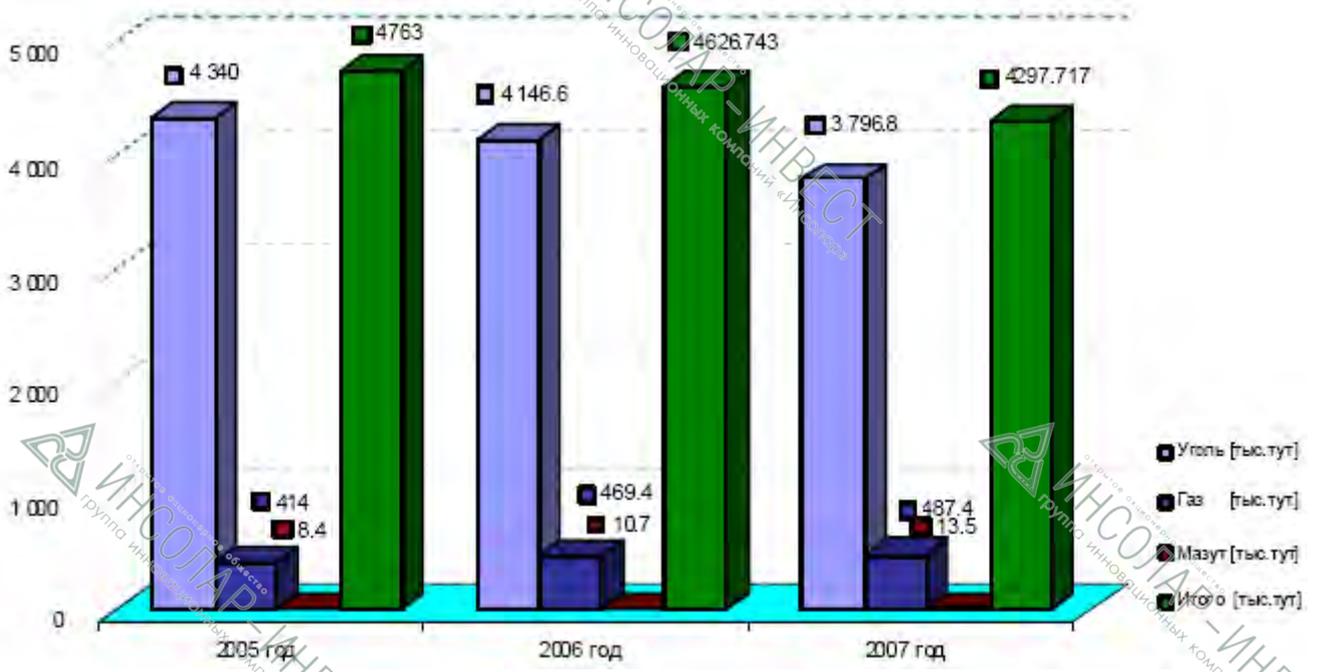


Рисунок 11. Топливопотребление и структура топлива за 2005-2007 гг.

В 2007 году в сравнении с 2006 годом произошло уменьшение общего выброса загрязняющих веществ в атмосферу в связи с уменьшением общего количества сожженного топлива.

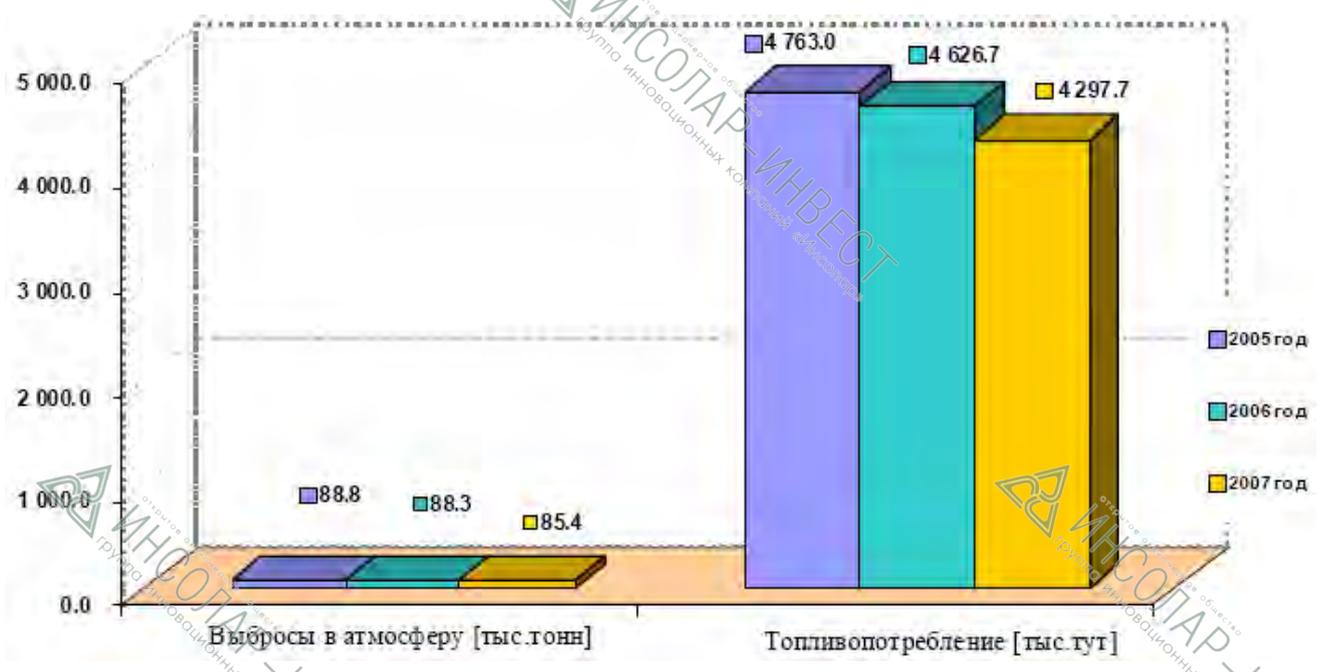


Рисунок 12. Динамика выбросов в атмосферу и топливopотребления за 2005-2007 гг.

Таблица 27.

Подразделения	Год	Топливо, туг	Выброс специфических загрязняющих веществ, тыс. тонн				Всего выброшено загрязняющих веществ, тыс. тонн
			Зола твердого топлива	Оксид азота	Диоксид серы	Оксид углерода	
ТЭЦ-2	2005	618 908	2,84	3,51	3,59	0,30	10,27
	2006	622 311	4,74	3,54	3,23	0,26	11,77
	2007	593 554	7,02	3,31	3,26	0,26	13,85
ТЭЦ-3	2005	802 405	4,31	4,62	7,95	0,32	17,22
	2006	805 131	3,53	4,73	11,52	0,32	20,10
	2007	710 914	1,86	4,11	15,38	0,28	21,63
	2005	811 778	6,45	4,39	3,49	0,28	14,61
ТЭЦ-4	2006	768 596	3,69	3,32	2,10	0,25	9,36
	2007	665 675	2,58	2,43	1,14	0,19	6,34
ТЭЦ-5	2005	2392 256	6,02	14,08	21,20	0,79	42,12
	2006	2294 896	7,37	13,61	19,01	0,76	40,75
	2007	2211 756	9,21	12,14	16,45	0,75	38,54
БТЭЦ	2005	137 543	3,07	0,82	0,73	0,047	4,68
	2006	135 809	4,91	0,79	0,62	0,048	6,37
	2007	115 818	3,97	0,60	0,38	0,037	4,99
Итого	2005	4762 890	22,69	27,42	36,95	1,74	88,9
	2006	4 626 743	24,24	25,99	36,48	1,63	88,3
	2007	4 297 717	24,64	22,59	36,61	1,52	85,4

Уменьшение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу (оксидов азота, оксида углерода) связано с уменьшением расхода сожженного топлива.

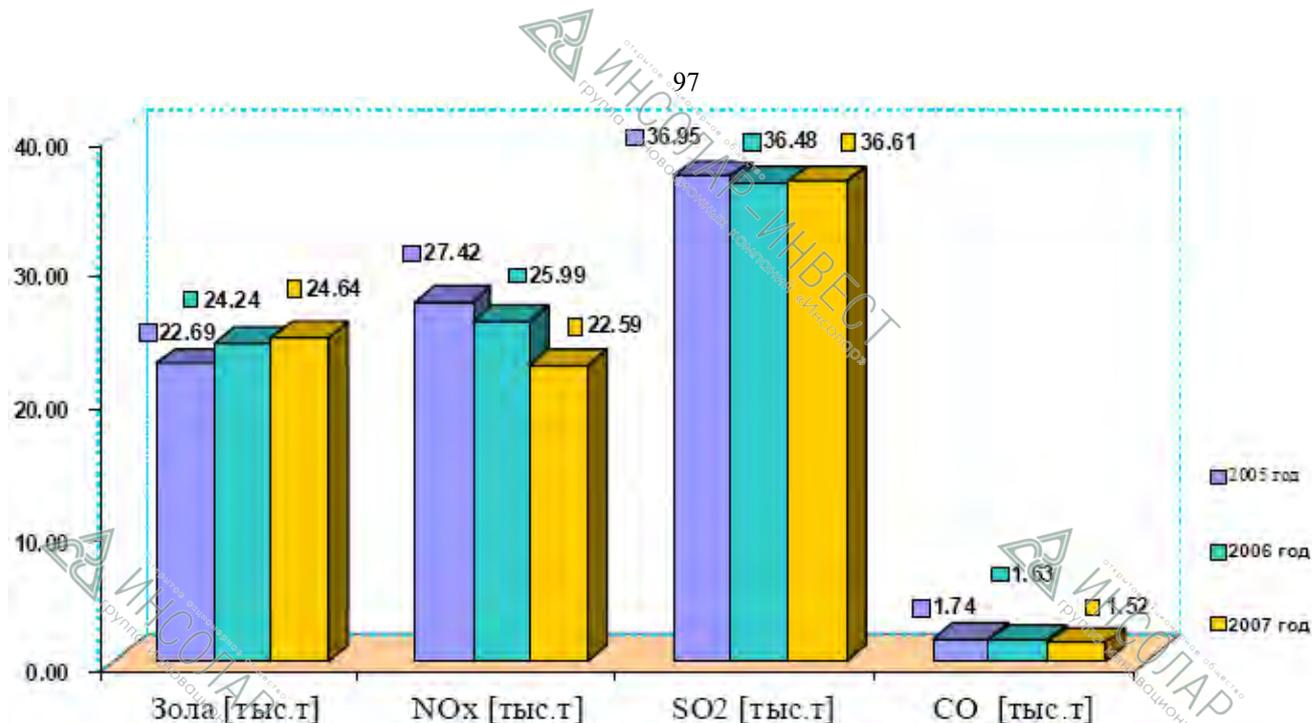


Рисунок 13. Динамика выбросов специфических загрязняющих веществ в атмосферу за 2005-2007 гг.

На предприятиях топливно-энергетического комплекса города Новосибирска, согласно проведенной в 2005 году инвентаризации и паспортизации образующихся отходов, имеются отходы 1, 3, 4 класса опасности и практически неопасные отходы 5 класса.

Отходы 1 класса опасности – ртутьсодержащие приборы и люминесцентные лампы. Количество отходов 1 класса не зависит от производства энергии и поэтому не анализируется.

Отходы 3 класса опасности – отработанные турбинные, компрессорные и прочие масла.

Отходы 4 класса опасности (малоопасные) в основном размещаются на специальных полигонах, частично используются на предприятиях комплекса.

Отходы 5 класса опасности – к ним отнесены все практически неопасные отходы. Наиболее массовыми отходами этого класса являются строительные, золошлаки и лом черных металлов.

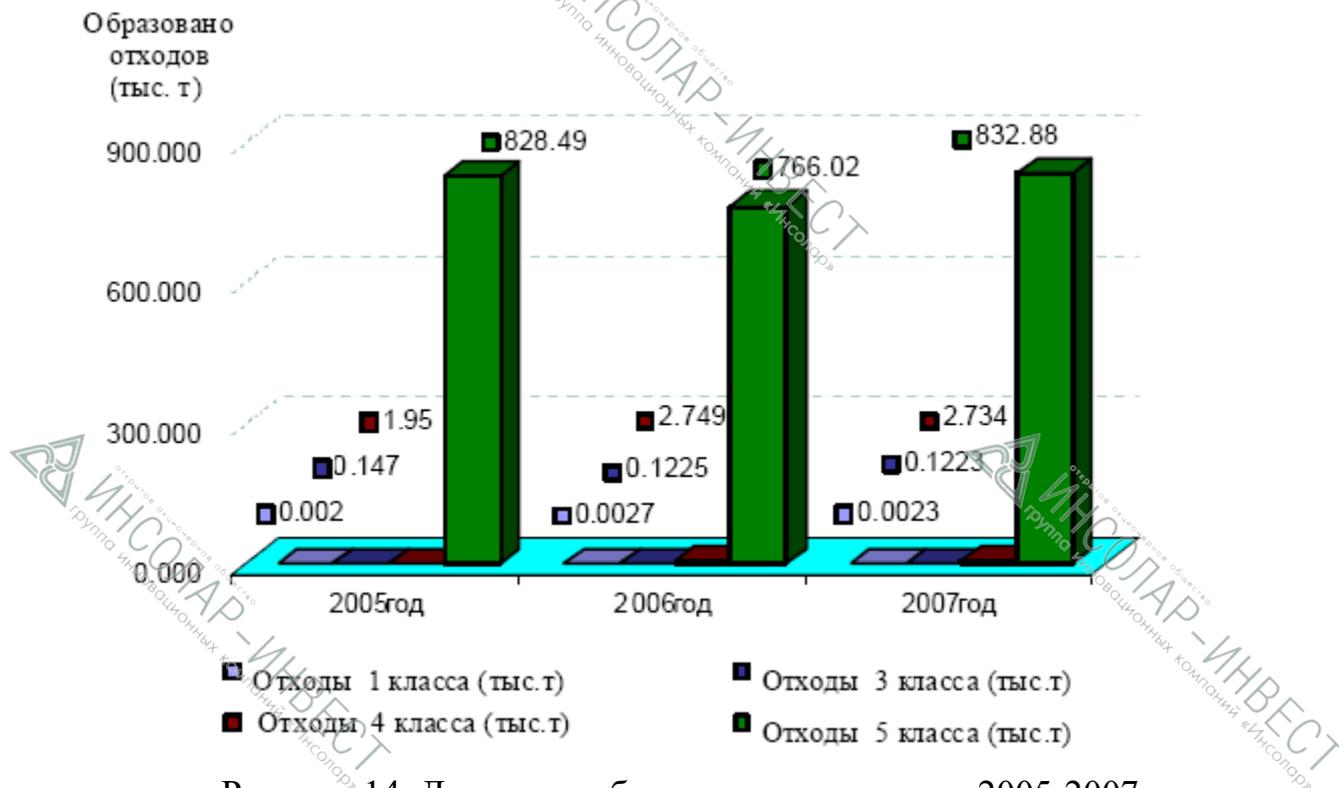


Рисунок 14. Динамика образования отходов за 2005-2007 гг.

Динамика выхода золошлаковых отходов и выбросов в атмосферу золы твердого топлива напрямую зависит от количества и качества сожженного твердого топлива.

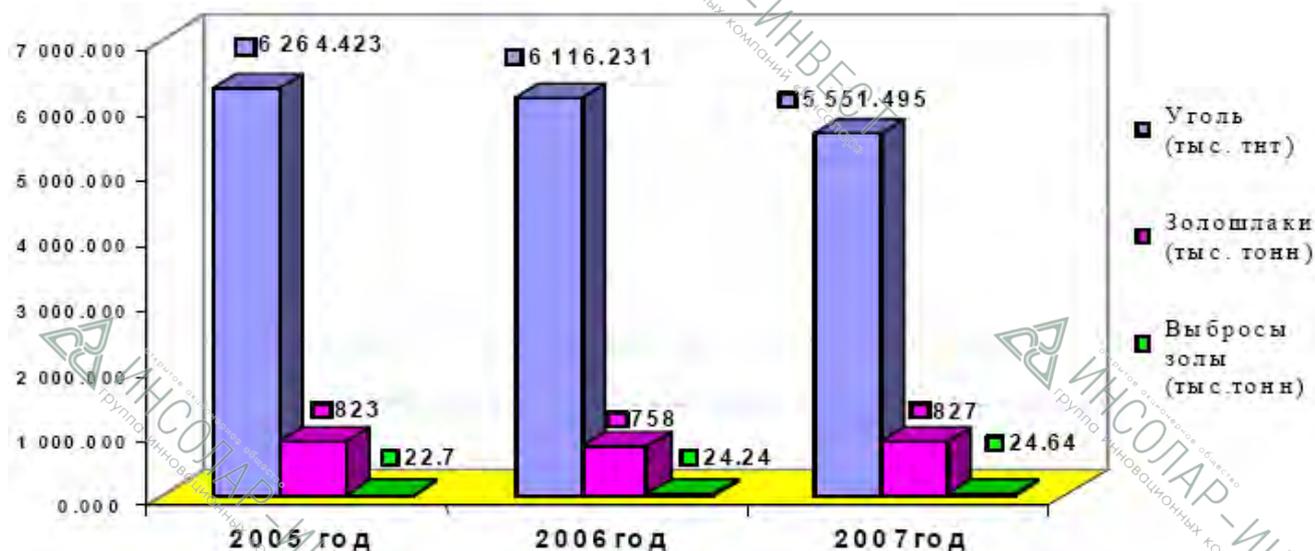


Рисунок 15. Динамика топливопотребления, образования золошлаков и выбросов золы за 2005 - 2007 гг.

Подразделение ТЭЦ	Израсходовано угля за год [тонн натурального топлива/год]			Рабочая зольность, Ар [%]		
	2005 год	2006 год	2007 год	2005 год	2006 год	2007 год
ТЭЦ - 2	684 092	684 020,36	675 295,47	16,5	16,1	16,96
ТЭЦ - 3	1 420 625*/ 37 103	1 475 480,83*/ 27 585,23	1 393 667,35*/ 0	6,5*/ 18,3	6,8*/ 17,2	7,72*/ 0
ТЭЦ - 4	587 403	432 713,02	287 165,00	17,65	17,5	17,7
ТЭЦ - 5	3 382 689	3 342 627,22	3 036 428,03	13,96	13,2	17,9
БТЭЦ	152 511	153 804,81	118 939,56	17,87	17,9	17,3
Итого	6 264 423	6 116 231,47	5 551 495,41	-	-	-

* - бурый уголь Канско-Ачинского месторождения.



Рисунок 16. Экологические платежи за 2005-2007 гг.

Применение теплонасосных систем теплоснабжения, выработка тепла которыми проходит без процессов горения, и, соответственно, без выбросов продуктов сгорания в атмосферу, позволит сократить загрязнение окружающей среды. Количественные оценки годовых объёмов замещаемого топлива и сокращения выбросов загрязняющих веществ приведены в таблице 29.

Топливо, Т.У.Т.	Выброс специфических загрязняющих веществ, тыс. тонн				Всего загрязняющих веществ, тыс. тонн
	Зола твёрдого топлива	Оксид азота	Диоксид серы	Оксид углерода	
55350,55	0,42	0,31	0,29	0,02	1,05

Помимо этого, возможно оценить и величину, на которую сократятся экологические платежи в результате указанного снижения выбросов. По состоянию на 2007 год снижение платежей составит 242,72 тыс. рублей. Данная цифра не представляется особенно значительной, однако в случае введения в действие механизмов торговли квотами на выброс парниковых газов в атмосферу, которые предусмотрены в ратифицированном нашей страной Киотском протоколе, экономические выгоды от использования экологически чистых технологий энергоснабжения могут быть многократно более существенными.

5. Выводы и предложения

В рамках выполнения настоящей работы были проведены расчёты экономической эффективности применения теплонасосных систем теплохладоснабжения при модернизации систем теплоснабжения объектов инфраструктуры Новосибирской ГЭС.

По результатам расчетов основные экономические показатели демонстрируют положительную динамику. Проект окупает вложенные средства. Сроки окупаемости составили:

- для здания ГЭС - 4,81 года;
- для гидротехнического цеха и его бытовых помещений - 8,98 года;
- для здания гаража – 6,37 года.

Данные показатели являются вполне приемлемыми для энергосберегающих проектов, не относящихся к малозатратным.

Согласно результатам расчётов, проект внедрения теплонасосных систем теплохладоснабжения занимает устойчивое положение на рынке и показывает высокую отдачу на вложенные средства.

На основании вышеизложенного можно сделать вывод о том, что проект является эффективным не только с технической и энергетической, но и с экономической точек зрения.

Из проведённого анализа устойчивости проекта, проводимого при изменении таких показателей, как количество сэкономленной энергии, капитальные затраты и тарифы, получено, что проект является устойчивым.

В связи с этим к внедрению рекомендуются технические решения, представленные в разделе 2.1 настоящего отчёта, позволяющие снизить затраты на тепло- и холодоснабжение объектов Новосибирской ГЭС.

Что касается перспектив не только экономии затрат, но и получения значительной прибыли, то этому посвящена глава 4 настоящего отчёта.

Городское хозяйство Новосибирска, с точки зрения его инженерных систем и состояния энергетики, в настоящий момент характеризуется весьма значительным

износом трубопроводов центрального теплоснабжения (почти половина из них уже отслужила более 25 лет), невысоким коэффициентом использования установленной мощности электрогенерирующего оборудования и недоиспользованием пропускной способности линий электропередач и трансформаторных подстанций. Комбинация этих факторов является весьма благоприятной для применения теплонасосных систем теплохладоснабжения с целью гарантированного обеспечения потребителей тепловой энергией и холодом, где это требуется.

Предлагается следующая схема внедрения теплонасосных систем.

Теплонасосными системами теплохладоснабжения оснащаются жилые дома, расположенные в непосредственной близости от водоёмов. Электрическая энергия на привод теплонасосных систем поставляется Новосибирской ГЭС. Затраты на усиление электрических сетей и оснащение домов теплонасосными системами также возлагаются на Новосибирскую ГЭС, она же получает доход от продажи тепловой энергии и холода. Таким образом, ГЭС становится одновременно электро-, тепло- и холодоснабжающей организацией.

При этом достигаются следующие результаты:

Теплонасосные системы теплохладоснабжения, снабжаемые электроэнергией от Новосибирской ГЭС согласно принятой схеме, при общей тепловой мощности 75,00 МВт способны обеспечить тепловой энергией и холодом для систем кондиционирования 0,89 млн. м² жилья.

Установлено, что капитальные затраты на оснащение жилья теплонасосными системами теплохладоснабжения могут быть компенсированы уже на этапе внедрения. При этом следует отметить, что в расчёте не учитывалась прибыль, получаемая энергосетевой компанией за услуги транспорта электроэнергии (180,00 тыс. МВт*ч в год), потребляемой теплонасосными системами, что явится для энергосетевой компании дополнительным доходом. С учётом этого представляется целесообразным снизить плату за технологическое подключение объектов, оснащаемых теплонасосными системами, к электрическим сетям. При этом ещё снизятся капитальные затраты на создание теплонасосных систем.

В результате внедрения теплонасосных систем теплоснабжения в выигрыше остаются практически все заинтересованные стороны:

- Новосибирская ГЭС выходит на новые рынки и получает дополнительный источник дохода, размер которого оценивается в 440,28 млн. руб. ежегодно;

- потребители экономят на теплоснабжении 76,66 млн. руб. в год (платя, согласно условиям проведения расчёта, почти на сто рублей за 1 МВт*ч меньше существующего тарифа), при этом повышается комфортность и экологичность жилья, появляется возможность центрального кондиционирования ВСЕХ жилых помещений в доме, в отличие от распространённого в настоящий момент варианта применения для кондиционирования сплит-систем. Помимо этого, решается проблема ежегодного отключения горячей воды в летнее время на период проведения ремонтных и профилактических работ на тепловых сетях;

- энергосетевая компания получает дополнительную прибыль за услуги транспорта 180,00 тыс. МВт*ч электроэнергии в год, потребляемой теплонасосными системами;

- энергогенерирующая компания, за счёт того, что теплонасосные системы проектируются с учетом графиков потребления электрической энергии, получают более полную загрузку в ночное время и снижение пикового электропотребления в соответствующие периоды;

- город получит 0,89 млн. м² жилья, соответствующего современным требованиям комфортности, а так же общее улучшение экологической ситуации за счёт использования технологии, исключающей процессы сжигания органического топлива (снижение выбросов загрязняющих веществ составит более тысячи тонн в год). Это, несомненно, скажется и на имидже города, и на его привлекательности для приезжающих.

Будет не лишним ещё раз подчеркнуть, что все указанные цифры доходов определялись без учёта перспективного роста тарифов и экологических выгод, получаемых от применения рассматриваемой технологии. При введении в действие механизмов торговли квотами на выброс парниковых газов в атмосферу, которые предусмотрены в ратифицированном нашей страной Киотском протоколе,

экономические выгоды от использования экологически чистых технологий энергоснабжения могут быть многократно более существенными. С учётом данных факторов экономическая привлекательность проекта только возрастёт.

Полученные здесь результаты для конкретного случая Новосибирской ГЭС являются характерными и показательными, поэтому их можно с большой степенью вероятности перенести и на другие гидроэлектростанции с их близлежащими населёнными пунктами.

Таким образом, применение теплонасосных систем признано целесообразным и перспективным не только на объектах инфраструктуры Новосибирской ГЭС и для города Новосибирска, но также и на других гидроэлектростанциях с их близлежащими потребителями тепловой энергии, такими, как рабочие посёлки, жилые массивы, промышленные предприятия и т.д.

Список использованной литературы

1. Методические рекомендации по эффективности инвестиционных проектов. Утверждено Министерством экономики РФ, Министерством финансов РФ, Государственным комитетом РФ по строительной, архитектурной и жилищной политике 21 июня 1999 года N ВК 477.
2. Васильев Г.П. Теплохладоснабжение зданий и сооружений с использованием низкопотенциальной тепловой энергии поверхностных слоев Земли (Монография). Издательский дом «Граница». М., «Красная звезда» – 2006. – 220 С.
3. Руководство по применению тепловых насосов с использованием вторичных энергетических ресурсов и нетрадиционных возобновляемых источников энергии. Москомархитектура, Москва, 2001.
4. Научно-прикладной справочник по климату СССР. Сер. 3. Многолетние данные. Л., Гидрометеиздат, 1990, 399 с.
5. СНиП 41-01-2003. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха.
6. СНиП 23-01-99*. Строительная климатология.
7. СНиП 23-02-2003. Тепловая защита зданий.
8. СНиП 3.05.05-84. Технологическое оборудование и технологические трубопроводы.
9. СНиП 3.05.01-85. Внутренние санитарно-технические системы.
10. СП 41-104-2000. Проектирование автономных источников теплоснабжения.
11. ТСН 23-304-99. Энергосбережение в зданиях. Нормы по теплозащите и тепловодоэлектроснабжению.

Приложение 1. Тарифы на электрическую и тепловую энергию в Новосибирской области



АДМИНИСТРАЦИЯ НОВОСИБИРСКОЙ ОБЛАСТИ

ДЕПАРТАМЕНТ ПО ТАРИФАМ НОВОСИБИРСКОЙ ОБЛАСТИ

ПРИКАЗ

22 мая 2008 года

№ 11-Е

О внесении изменений в приказ
департамента по тарифам Новосибирской области от 23.06.2006 № 92
«Об установлении размера платы за технологическое присоединение
энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и
физических лиц к электрическим сетям территориальных сетевых организаций
Новосибирской области на 2006 год»

В целях приведения в соответствие с действующим законодательством Российской Федерации, руководствуясь подпунктом «г» пункта 2 постановления Правительства Российской Федерации от 21.03.2007 № 168 «О внесении изменений в некоторые постановления Правительства Российской Федерации по вопросам электроэнергетики», приказом Федеральной службы по тарифам от 23 октября 2007 года N 277-э/7 "Об утверждении Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям", и в соответствии с решением правления департамента по тарифам Новосибирской области (протокол заседания правления от 22.05.2008 № 9),

ПРИКАЗЫВАЮ:

Внести в приказ департамента по тарифам Новосибирской области от 23.06.2006 № 92 «Об установлении размера платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств (энергетических установок)

юридических и физических лиц к электрическим сетям территориальных сетевых организаций Новосибирской области на 2006 год» следующие изменения:

1. Пункт 1 приложения к приказу изложить в следующей редакции:

«1. Физические лица, подающие заявку на технологическое присоединение в целях потребления электрической энергии для коммунально-бытовых нужд, с присоединенной мощностью, не превышающей 15 кВт, включительно, оплачивают работы сетевой организации по осуществлению мероприятий по технологическому присоединению, в размере 550 рублей (с НДС).

Если заявителем на технологическое присоединение выступает юридическое лицо - некоммерческая организация для поставки электроэнергии на коммунально-бытовые нужды, не в целях извлечения прибыли, гражданам, членам этой организации, рассчитываемым по общему счетчику на вводе, плата заявителя сетевой организации составляет 550 рублей (включая НДС), умноженных на количество членов (абонентов) этой организации, при условии присоединения каждым членом этой организации не более 15 кВт.

К юридическим лицам - некоммерческим организациям, на которых распространяется вышеуказанная плата, относятся:

-садоводческие, огороднические или дачные некоммерческие объединения граждан (садоводческое, огородническое или дачное некоммерческое товарищество, садоводческий, огороднический или дачный потребительский кооператив, садоводческое, огородническое или дачное некоммерческое партнерство) - некоммерческие организации, учрежденные гражданами на добровольных началах для содействия ее членам в решении общих социально-хозяйственных задач ведения садоводства, огородничества и дачного хозяйства;

-гаражно-строительные, гаражные кооперативы, автостоянки, объединенные хозяйственные постройки граждан (погребов, сараев и иные сооружения), рассчитываемые по общему счетчику на вводе;

-содержащиеся за счет прихожан религиозные организации.

Оборудование сетевого хозяйства названной организации (строительство и оборудование подстанции, внутренних электросетей, установка коммерческого

учета) по выданным сетевой организацией техническим условиям производится за счет средств данной организации, если договором на технологическое присоединение не предусмотрен иной плательщик.

Все другие заявители на технологическое присоединение (в том числе и физические лица с подключаемой нагрузкой более 15 кВт) оплачивают технологическое подключение в соответствии с пунктом 2 настоящего приложения».

2. В пункте 2 приложения к приказу слово «мощности» заменить словами «энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц».

Руководитель департамента

Н.Н. Жудикова



АДМИНИСТРАЦИЯ НОВОСИБИРСКОЙ ОБЛАСТИ
ДЕПАРТАМЕНТ ПО ТАРИФАМ НОВОСИБИРСКОЙ ОБЛАСТИ

ПРИКАЗ

23.06.2006

№92

Об установлении размера платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям территориальных сетевых организаций Новосибирской области на 2006 год

В соответствии с Федеральным законом от 14 апреля 1995 года № 41-ФЗ "О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации", Федеральным законом от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 года № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой сети оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям», постановлением Правительства Российской Федерации от 13 февраля 2006 года №83 «Об утверждении правил определения и предоставления технических условий подключения объекта капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения и правил подключения объекта капитального строительства к сетям инженерно-

технического обеспечения", приказом ¹¹⁰ Федеральной службы по тарифам Российской Федерации от 15 февраля 2005 года №22-э/5 «Об утверждении Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям» приказываю:

1. Установить и ввести в действие с 1 июля 2006 года размер платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям территориальных сетевых организаций Новосибирской области на 2006 год согласно приложению.

2. Размер платы за технологическое присоединение, установленный настоящим приказом, действует с 1 июля 2006 года.

Руководитель департамента

В.И. Шаталов

ПРИЛОЖЕНИЕ
 к приказу департамента по
 тарифам Новосибирской области
 от 23.06.2006 №92

1. Физические лица, подающие заявку на технологическое присоединение в целях потребления электрической энергии для коммунально-бытовых нужд, с присоединяемой мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, оплачивают технологическое присоединение в размере 550 рублей (с НДС).

Все другие заявители оплачивают технологическое присоединение в соответствии с пунктом 2 настоящего приложения.

2. Размер платы за технологическое присоединение мощности к электрическим сетям:

Уровень напряжения	Мощность заявителя кВт	
	До 30 кВт	От 30 до 100 кВт
	Плата в рублях за 1 кВт заявленной мощности	
0,4 кВ	2581	778
Подготовка и выдача ТУ	345	232
Проверка ТУ и составление акта	382	84
• Выполнение ТУ со стороны заявителя	1569	356
Фактические действия по присоединению	285	106
6 кВ и выше	От 100 до 750 кВт	Более 750 кВт
	428	430
Подготовка и выдача ТУ	262	389
Проверка ТУ и составление акта	28	8
* Выполнение ТУ со стороны СО	60	15
Фактические действия по присоединению	78	18

* только при выполнении ТУ сетевой организацией

Уровень напряжения определяется по границе балансовой принадлежности электрических сетей сетевой организации и заявителя.



АДМИНИСТРАЦИЯ НОВОСИБИРСКОЙ ОБЛАСТИ
ДЕПАРТАМЕНТ ПО ТАРИФАМ НОВОСИБИРСКОЙ ОБЛАСТИ

ПРИКАЗ

21 ноября 2007 года

№ 125/3-Е

Об установлении сбытовых надбавок
гарантирующих поставщиков электрической энергии

В соответствии с Федеральным законом от 14.04.1995 № 41-ФЗ "О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации" (с внесёнными изменениями и дополнениями), постановлением Правительства Российской Федерации от 26.02.2004 № 109 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации» (с внесёнными изменениями и дополнениями), Методическими указаниями по расчёту сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков электрической энергии, утверждёнными приказом Федеральной службы по тарифам от 24.11.2006 № 302-э/5, другими действующими правовыми актами Российской Федерации в сфере государственного регулирования тарифов на электрическую и тепловую энергию и решением правления департамента по тарифам Новосибирской области (протокол заседания правления от 21.11.2007 № 21),

ПРИКАЗЫВАЮ:

1. Установить и ввести в действие с 1 января 2008 года сбытовую надбавку гарантирующего поставщика электрической энергии ОАО «Сибирьэнерго» в следующем размере:

1.1. Ставка сбытовой надбавки для населения – 4,9 коп. за 1 кВтч (с НДС).

1.2. Ставка сбытовой надбавки на точку поставки для юридических лиц – 277,27 руб. за единицу в месяц (без НДС).

1.3. Ставка сбытовой надбавки для юридических лиц – 21,0 руб. за 1 МВтч (без НДС).

2. Установить и ввести в действие с 1 января 2008 года сбытовую надбавку гарантирующего поставщика электрической энергии ГУП «Управление энергетики и водоснабжения Сибирского отделения Российской академии наук» в следующем размере:

2.1. Ставка сбытовой надбавки для населения – 3,2 коп. за 1 кВтч (с НДС).

2.2. Ставка сбытовой надбавки на точку поставки для юридических лиц – 105,7 руб. за единицу в месяц (без НДС).

2.3. Ставка сбытовой надбавки для юридических лиц – 13,8 руб. за 1 МВтч (без НДС).

3. Установить и ввести в действие с 1 января 2008 года сбытовую надбавку гарантирующего поставщика электрической энергии Государственного унитарного коммунального предприятия электрических и тепловых сетей Сибирского отделения Российской академии сельскохозяйственных наук в следующем размере:

3.1. Ставка сбытовой надбавки для населения – 1,9 коп. за 1 кВтч (с НДС).

3.2. Ставка сбытовой надбавки на точку поставки для юридических лиц – 206,97 руб. за единицу в месяц (без НДС).

3.3. Ставка сбытовой надбавки для юридических лиц – 8,0 руб. за 1 МВтч (без НДС).

И.о. руководителя департамента

К.В. Яншин



АДМИНИСТРАЦИЯ НОВОСИБИРСКОЙ ОБЛАСТИ

ДЕПАРТАМЕНТ ПО ТАРИФАМ НОВОСИБИРСКОЙ ОБЛАСТИ

ПРИКАЗ

21 ноября 2007 года

№ 125/1-Е

Об установлении тарифов на тепловую энергию, поставляемую потребителям Новосибирской области ОАО "Сибирьэнерго"

В соответствии с Федеральным законом от 14.04.1995 № 41-ФЗ "О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации", постановлением Правительства Российской Федерации от 26.02.2004 № 109 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации», другими действующими правовыми актами Российской Федерации в сфере государственного регулирования тарифов на электрическую и тепловую энергию и решением правления департамента по тарифам Новосибирской области (протокол заседания правления от 21.11.2007 № 21),

ПРИКАЗЫВАЮ:

1. Установить и ввести в действие тарифы на тепловую энергию, поставляемую потребителям Новосибирской области ОАО "Сибирьэнерго", согласно приложению.
2. Тарифы, установленные в пункте 1 настоящего приказа, действуют с 1 января 2008 года.

И.о.руководителя департамента

К.В.Яншин

Приложение к приказу
департамента по тарифам
Новосибирской области
от 21.11.2007г. №125/1-Е

**Тарифы на тепловую энергию, поставляемую потребителям
Новосибирской области ОАО "Сибирьэнерго"**

№ п/п		Тарифы на тепловую энергию, в руб./Гкал (без учета НДС)					
		горячая вода	Отборный пар давлением				острый и редуцированный пар
			от 1,2 до 2,5 кг/см ²	от 2,5 до 7,0 кг/см ²	от 7,0 до 13,0 кг/см ²	свыше 13,0 кг/см ²	
1.	Потребители, оплачивающие производство и передачу тепловой энергии:						
1.1.	Бюджетные потребители	558,09	х	х	х	х	х
1.2.	Иные потребители (кроме бюджетных потребителей)	558,09	х	603,56	608,39	х	609,91
2.	Потребители, оплачивающие производство (получающие тепловую энергию на коллекторах производителя):						
2.1.	Бюджетные потребители	383,04	х	х	х	х	х
2.2.	Иные потребители (кроме бюджетных потребителей)	383,04	х	х	х	х	х