

УДК 332

UDC 332

**ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА УСТАНОВКИ
МАЛОЙ ГЭС НА РЕКЕ КОСА ЗУЕВСКОГО
РАЙОНА КИРОВСКОЙ ОБЛАСТИ**

**ECONOMIK ESTIMATION OF
INSTALLATION OF MINI HIDROELEKTRIC
POWER STATION ON THE COSA RIVER IN
ZUEVKA DISTRICT OF KIROV REGION**

Соболева Ольга Николаевна
соискатель, преподаватель
*Вятская государственная сельскохозяйственная
академия, г.Киров, Россия*
*КОГОАУ СПО «Вятский техникум экономики,
статистики и информатики» г. Киров, Россия*

Soboleva Olga Nikolaevna
applicant for a degree, teacher
Vyatka State Agricultural Academy, Kirov, Russia
*KRSEAE SPE "Vyatka technical school of economics,
statistics and information science",
Kirov, Russia*

Использованные методы экономических расчетов
оптимизации проекта ввода малых
гидроэлектростанций для сельскохозяйственных
производителей Кировской области позволили
оценить эффективность их внедрения при трех
вариантах развития событий

In the article, we used methods of economic
calculation for optimization of the installation project
of mini hydroelectric power station for agricultural
producers in Kirov region, which allowed to estimate
efficiency of their introduction, considering three
possible variants in the cause of events

Ключевые слова: МАЛЫЕ
ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ,
ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ

Keywords: MINI HYDROELECTRIC POWER
STATIONS, ECONOMIC EFFICIENCY

Теория, методология и многие практические приемы
водноэнергетических расчетов были разработаны ведущими советскими
учёными и инженерами: С.Н.Крицким, М.Ф. Менекелем, Я.Д.
Гильденблатом, Д.В. Коренистовым и др. [8,9,10,11].

С момента издания этих фундаментальных трудов прошло более 60
лет, в работах изданных позднее рассматриваются лишь отдельные
аспекты водно-энергетических расчетов [12,13,14,15,16,17,18,19,20,21].
Данные источники позволяют произвести экономическое обоснование
параметров и общей эффективности МГЭС при использовании методики
техничко-экономических установок, которые наиболее подробно
рассматриваются в работах Бурина Б.Л., Файна И.И., Эрлихмана Б.Л. и
основных положения по определению экономической эффективности
гидроэнергетических объектов [22,23,24].

Экономическое обоснование параметров гидроустановок в
проектной практике СССР производилось обычно методом сравнительной
экономической эффективности, которое заключается в сопоставлении

единовременных капиталовложений и ежегодных издержек по различным вариантам технических решений при соблюдении условий технической сопоставимости [8]. Показателем сравнительной экономической эффективности капиталовложений являются приведенные затраты, которые по всем сравниваемым вариантам рекомендуется определить с учетом фактора времени по формуле:

$$Z = E_n K + I \quad (1)$$

Где K - единовременные капитальные вложения по данному варианту строительства;

I - годовые эксплуатационные издержки;

E_n – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, принимаемый равным 0,08-0,12.

Целесообразность строительства конкретной малой ГЭС является соотношением приведенных затрат в варианте малой ГЭС и альтернативном решении.

И если приведенные затраты в альтернативном решении превышают аналогичные затраты при сооружении малой ГЭС, то мы можем считать, что строительство данной малой ГЭС считается экономически обоснованным:

$$\frac{Z_a}{Z_{гэс}} = \frac{E_n K_a + I_a}{E_n K_{гэс} + I_{гэс}} \leq 1, \quad (2)$$

где, Z_a и $Z_{гэс}$ - приведенные затраты соответственно в варианте строительства ГЭС и альтернативном решении;

$K_{гэс}$ и K_a – единовременные капиталовложения в варианте строительства ГЭС и альтернативном решении;

$I_{гэс}$ и I_a – годовые эксплуатационные издержки в варианте строительства ГЭС и альтернативном решении.

Для количественной оценки годового экономического эффекта $\mathcal{E}_{год}$ сооружения малой ГЭС можно использовать разницу приведенных затрат:

$$\mathcal{E}_{год} = 3a - 3гэс = Eн (Ka - Kгэс) + (Ia - Iгэс) \quad (3)$$

Экономическую эффективность сооружения малой ГЭС также можно определить путем оценки показателей срока окупаемости дополнительных капиталовложений, за счет экономии годовых издержках производства

$$T_{ок} = \frac{Kгэс - Ka}{Ia - Iгэс} \leq Tн, \quad (4)$$

где, $Tн$ - нормативный срок окупаемости капиталовложений, равный обратной величине нормативного коэффициента эффективности $Eн$.

Все используемые ранее методики для определения экономической эффективности ввода МГЭС применялись в условиях отсутствия инфляции и изменений рыночной инфраструктуры, и выполняли поставленные перед ними задачи. С началом рыночных отношений в стране и появлением собственников, в том числе в энергосистеме, появилась необходимость формирования принципов и методов оценки экономической эффективности инвестиций, отвечающих требованиям частных инвесторов. В 1994 году были разработаны и утверждены «Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов» [25].

Следуя рекомендациям стандарта организации ОАО РАО «ЕЭС России» [1] и Методическим указаниям по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая редакция) от 31.03.94 № 7-12/47, утвержденные Госстроем, Министерством экономики РФ, Министерством финансов и Государственным комитетом РФ по строительной, архитектурной и жилищно-коммунальной политике [2,3] при выполнении сравнительного экономического анализа проекта малых гидроэлектростанций используются следующие показатели эффективности:

- чистый дисконтированный доход (ЧДД);
- индекс доходности (ИД);
- с критерием выбора: ЧДД → max и ИД больше 1.

При оценке эффективности объекта и выборе его основных параметров должна быть проведена оценка:

- общественной эффективности капитальных вложений в сравнении с альтернативным способом покрытия спроса;
- коммерческой эффективности с оценкой коммерческой нормы прибыли.

При использовании методов экономических расчетов на каждом этапе оптимизации проекта необходимо выполнить те или иные расчеты по экономическому сопоставлению вариантов проектных решений. Схемы расчетов и критерии выбора наилучшего из альтернативных вариантов меняются соответственно наличию и качеству исходной информации и целям оптимизации.

На предварительных стадиях исследований для выбора варианта используются простые (недисконтированные) показатели:

- удельные капиталовложения (на кВт, на кВтч);
- простая (текущая) рентабельность капитальных вложений;
- простой (недисконтированный) срок окупаемости капиталовложений, как величина обратная предыдущей [2].

На проектных стадиях применяются исключительно показатели, основанные на расчете дисконтированных экономических потоков.

Применяемый рядом зарубежных фирм метод оценки расчетных показателей эффективности каждого варианта сочетания исходных параметров объекта результативен только в случаях, когда варианты значительно различаются по масштабу проекта или этапам его реализации. Во всех остальных случаях при последовательном выборе параметров предлагается дифференциальный метод. Он состоит в оценке

дополнительных расходов и доходов на каждом шаге развития (приращения) выделенного параметра и облегчает поиск частного оптимума на данном пути. Такой подход позволяет использовать в расчетах только сопоставимые (зависящие от данного параметра) затраты, что весьма удобно при отсутствии полной информации по проекту [2].

При выполнении сравнительного экономического анализа следует использовать следующие показатели эффективности:

- чистый дисконтированный доход ЧДД (в отдельных случаях – чистая приведенная стоимость ЧПС), определяемый по формуле:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^{T_p} (D_t * \alpha_t - P_t * \alpha_t) \quad (5)$$

- индекс доходности ИД (или отношение доходов к расходам Д/Р), определяемый по формуле:

$$\text{ИД} = \frac{\sum_{t=1}^{T_p} D_t * \alpha_t}{\sum_{t=1}^{T_p} P_t * \alpha_t} \quad (6)$$

где: P_t , D_t - составляющие экономического потока расходов (прироста расходов) по проекту и доходов (прироста доходов) от его осуществления;

T_p - расчетный период (не менее 30 лет после пуска);

$$\alpha_t = \frac{1}{(1 + E)^{t-t_0}} \quad (7)$$

- коэффициент приведения к базисному году t_0 при норме дисконтирования E

Критерии выбора варианта: $\text{ЧДД} \rightarrow \max$ ($\text{ЧДД} > 0$) и $\text{ИД} > 1$.

Эти показатели рекомендуется применять при любых схемах расчета.

Из других показателей стандартного перечня: обобщающий показатель внутренней нормы доходности ВНД - может использоваться

только для характеристики вариантов в целом; показатель срока окупаемости (срока экономического возврата) Ток - не применяется.

Для экономического обоснования нашего проекта необходим расчет срока окупаемости, поэтому нами был использован метод определения общественной (экономической) эффективности капитальных вложений в сравнении с альтернативным способом покрытия спроса. Такой подход позволяет объективно судить об экономически оправданном уровне затрат в развитие параметров проектируемого гидроузла с точки зрения отраслевых, национальных или региональных интересов, а также учесть не имеющие коммерческой оценки сопутствующие эффекты/ущербы [1].

При оценке расходов подлежат учету: капиталовложения в строительство гидроузла, текущие эксплуатационные расходы (без амортизации), реинвестиции в будущую замену оборудования, сопутствующие расходы в энергетике и отраслях водохозяйственного комплекса.

Доходы от проекта в энергетике оцениваются суммой затрат в альтернативном варианте организации электроснабжения. Совокупные выгоды от проекта могут включать оценку эффектов для других участников комплекса, если такая возможность имеется.

В случае, если рассматриваемый проект не имеет реальной альтернативы в зоне его влияния (частный случай - ГЭС в изолированном энергоузле), доходы в энергетике должны рассчитываться, исходя из цен реализации или, в порядке исключения, параметры ГЭС назначаются без экономического обоснования в соответствии с потребностью [2].

При выполнении экономического анализа потоки расходов - доходов рассчитываются без учета затрат, связанных со схемой

финансирования проекта, налоговых платежей и других видов трансфертов [2].

Таблица 1 – Стоимость агрегатов для малых ГЭС, в тыс. руб.

Диапазоны			Стоимость 1 кВт установленной мощности в зависимости от типа агрегата, тыс. руб.			Примечание
мощностей, кВт	напоров, м	расходов, м ³ /с	пропеллерный	радиально-осевой	ковшовый	
до 100	2,5 - 150	0,1 - 5,5	70,0 - 40,0	-	36,0	-
200 – 500	7,5 - 400	0,17 - 7,0	36,0 - 19,0	27,0 - 14,5	27,0 - 14,5	-
600 – 1000	10 – 450	0,3 - 8,5	18,0 - 15,0	14,0 - 10,0	14,0 - 9,0	-
1000 – 3000	12 – 450	0,9 - 10,0	15,0 - 12,0	9,0 - 7,0	9,0	до 1600 кВт для пропеллерных агрегатов

На ранних стадиях анализа расчеты выполняются в текущих (постоянных) ценах. При детальном технико-экономическом исследовании расчеты могут выполняться в текущих, дефлированных или прогнозных (скользящих) ценах.

Для учета факторов риска экономические расчеты по проекту дополняются анализом чувствительности результатов с варьированием стоимости строительства объекта, размера доходов по проекту и других факторов.

Блок инвестиционных затрат содержит элементы капитальных вложений, которые, по сути, являются инвестициями, необходимыми для строительства МГЭС: стоимость строительно-монтажных работ, стоимость оборудования и прочие затраты.

Для установленной характеристики реки Коса нами были выбраны два радиально-осевых типа агрегата мощностью 250 кВтч. Исходя из данного показателя в таблице 2 производится расчет сметы затрат на производство и установку МГЭС.

Таблица 2 – Смета затрат на производство и установку МГЭС

Виды работ	Затраты в ценах 1991 г, Тys. руб.	Индексы 2010 г к 1991 г.	Затраты в ценах 2010 года
Строительно-монтажные работы	1199,42	5,6	6 716 752
Приобретение оборудования	-	-	10 00 000
Прочие затраты	673,58	5,0	3 367 900
Всего капитальных затрат	X	X	20 084 652

Капитальные затраты строительства проектируемой ГЭС малой мощности в текущих ценах, определенные с помощью прямого пересчета сметы посредством укрупненных общероссийских индексов [7], составят 20 084,652 тыс. руб.

Годовые эксплуатационные расходы включают следующие элементы

объекта нетрадиционной электроэнергетики: плата за пользование водными ресурсами; затраты на оплату труда; социальные платежи во внебюджетные фонды; амортизационные отчисления; прочие затраты; итого производственная себестоимость электроэнергии.

В процессе реализации инвестиционного проекта возможно возникновение рисков, которые могут оказать влияние на реализацию проекта. Нами был выбран дополнительный расчет оценки проекта трех возможных вариантов развития событий: пессимистического, ожидаемого и оптимистического сценария.

Оптимистический вариант прогноза предполагает наибольшие объемы выработки электроэнергии, основываясь на полученных результатах, можно определить потребность в инвестируемом капитале. Пессимистический вариант ориентирует инвестора на самые худшие события, которые могут произойти при реализации небольших объемов выработки электроэнергии. Возможный или вероятный (ожидаемый)

вариант, надо рассматривать как нечто среднее между оптимистическим и пессимистическим вариантами прогноза, с учетом факторов риска и инфляции [4]. Ожидаемый вариант предполагает выработку энергии, полностью удовлетворяющую потребности предприятия.

В материальные затраты включается количество потребляемой воды для выработки электроэнергии. В этом случае необходимо использование ставки водного налога за пользование водными ресурсами, которая в 2011 году составила 4,8 руб. за 1 тыс. кВтч энергии. С учетом индекса цен предположительно ставка налога ежегодно увеличивается на 5% (ожидаемого), 3% (оптимистического) и 10% (пессимистического).

Фонд оплаты труда определяется исходя из количества промышленно-производственного персонала (ППП) занятого обслуживанием МГЭС и средним размером заработной платы установленной в регионе, по расчетам предприятий аналогов это численность ППП можно принять в размере 4 человек, средним размером оплаты труда в Кировской области на 2011 год 13000 руб. С учетом данных минэкономразвития индекс увеличения реальной заработной платы в среднем составляет 4% в год (ожидаемого), 2% (оптимистического), 7% (пессимистического). Ставку страховых взносов в государственные страховые фонды в 2012 году планируется снизить до 30%.

Ежегодные издержки на амортизацию зависят от норм отчислений на амортизацию $Нам$, %/год и суммарных капиталовложений на сооружение электрической сети $КΣ$, р.:

$$И_{ам} = \frac{Нам \cdot КΣ}{100} \quad (8)$$

Величина начисленной за год амортизации определяется линейным методом по первоначальной (восстановительной) стоимости амортизируемого имущества. Учет влияния инфляционных процессов на стоимость основных производственных фондов предприятия производится через их переоценку в соответствии с Положением по бухгалтерскому учету «Учет основных средств» ПБУ 6/01, утвержденным Приказом Минфина России от 30.03.2001 № 26н, с изменениями от 18.05.2002 № 45н, от 12.12.2005 № 147н, от 18.09.2006 № 116н, от 27.11.2006 № 156н.

Коммерческая организация может не чаще одного раза в год (на начало отчетного периода) переоценивать группы однородных объектов основных средств по текущей (восстановительной) стоимости путем индексации или путем прямого пересчета, по документально подтвержденным рыночным ценам [25]. С учетом индекса потребительских цен на ближайшую перспективу, проводим ежегодную переоценку основных фондов с коэффициентом 1,05 (ожидаемого), 1,03(оптимистического), 1,1 (пессимистического).

Прочие затраты можно принять в размере 5% фонда оплаты труда.

Себестоимость электрической энергии является важнейшим и по своему экономическому содержанию наиболее совершенным показателем эффективности производства, поскольку в ней отражается уровень трудовых, материальных и финансовых затрат [2, 4]. Себестоимость электрической энергии представляет собой выраженные в денежной форме все издержки энергопредприятия, отнесенные к объему электрической энергии за расчетный период (обычно год).

Таблица 3 - Себестоимость электроэнергии за 1 - 10 периоды эксплуатации МГЭС (оптимистического, ожидаемого, пессимистического периода)

Наименование статьи	С 1 по 10 год		
	Пессимистический сценарий	Ожидаемый сценарий	Оптимистический сценарий
Материальные затраты, тыс. руб.	114,75	120,75	137,57
Фонд оплаты труда, тыс. руб.	932,57	810,28	739,06
Страховые взносы в государственные страховые фонды тыс. руб.	297,68	243,04	221,66
Амортизационные отчисления, тыс. руб.	5881,71	5052,45	4230,74
Прочие затраты, тыс. руб.	46,51	40,49	36,88
Итого производственная себестоимость, тыс. руб.	7273,22	6267,01	5365,91
Выработано электроэнергии тыс. кВтч в год	15000	20000,00	25000,00
Себестоимость 1 кВтч, руб.	0,48	0,29	0,21

Себестоимость производства электрической энергии, рассматриваемая по отношению к электрическим станциям и другим энергогенерирующим объектам:

$$S_{\text{выр}} = \frac{I_{\text{пр}}}{W_{\text{выр}}} \quad (9)$$

где $I_{\text{пр}}$ – величина производственных издержек электростанции или другого энергогенерирующего объекта;

$W_{\text{выр}}$ – объем выработанной электрической энергии, кВт ч/год;

Наибольший размер себестоимости составил при пессимистическом варианте развития событий 0,48 руб./кВтч. Что соответственно ниже альтернативного источника поставки электроэнергии на 100%. Это полученный результат указывает на достаточно высокий показатель экономической эффективности ввода МГЭС.

На следующем этапе определяются доходы и расходы фирмы по проекту за рассматриваемый период.

Ставка дисконта по проекту принята в размере 15% годовых.

Развитие ожидаемого сценария ввода МГЭС происходит исходя из прогнозного развития цен на электроэнергию, получаемую от ТЭЦ, индекса цен по данным Минэкономразвития.

Для расчетов дохода и расходов предприятия все эксплуатационные затраты необходимо поделить на условно-постоянные и условно – переменные.

Условно-постоянная часть издержек производства включает следующие составляющие:

1) издержки по заработной плате, хотя только тарифный фонд зарплаты с начислениями является условно-постоянными издержками, а премии зависят от объема производства

2) амортизационные отчисления не зависят от производительности предприятия и вычисляются ежегодно от стоимости основных фондов. При снижении объемов производства эта составляющая издержек «утяжеляется», поэтому при простое предприятия издержки на амортизацию – чистый убыток предприятия.

3) прочие издержки, которые идут на заработную плату административно-управленческого персонала и содержание объектов непромышленного назначения.

Условно-переменная часть издержек производства состоит из:

1) топливной составляющей издержек. Топливная составляющая рассчитывается как произведение цены топлива на годовой объем топлива.

2) издержки на вспомогательные материалы и воду, если вода расходуется прямо пропорционально объему производства.

Чистый дисконтированный доход является одним из показателей, характеризующих экономическую эффективность инвестиций, и представляет собой сумму дисконтированных чистых потоков платежей.

Чистый доход определяется (*NPV*) как разность между дисконтированной стоимостью потока доходов от проекта и потока расходов на осуществление и эксплуатацию проекта на протяжении всего периода анализа.

$$NPV = PV - \text{амортизация} \quad (10)$$

Для определения чистого дисконтированного дохода определяем показатель чистой дисконтированной стоимости по формуле:

$$PV = \text{кэш - флоу} : (1 + r)^n \quad (11)$$

где, *PV* – дисконтированная стоимость

Таблица 4 - Планируемые доходы и расходы за 1 - 10 периоды эксплуатации МГЭС (оптимистического, ожидаемого, пессимистического периода)

Показатели	Ед. измер.	Нулевой год	С 1-го по 10-й год		
			Пессимистический сценарий	Ожидаемый сценарий	Оптимистический сценарий
1. Начальные инвестиции	Млн. руб.	20,00	-	-	-
2. Выработано энергии	Млн. кВт.ч.	-	15,00	20,00	25,00
3. Цена	Руб /кВтч	-	15,09	7,96	6,28
4. Постоянные издержки	Млн. руб.	-	0,96	1,09	1,28
5. Переменные издержки	Млн. руб.	-	0,14	0,12	0,11
6. Амортизация	Млн. руб.	-	5,84	4,58	3,4
7. Налоги (от валового дохода)	%	-	20	20	20

$$\text{Кэш - флоу} = \text{чистый доход} + \text{амортизация} \quad (12)$$

где, *r* – ставка дисконта

n – количество лет в рассматриваемом периоде.

Простой срок окупаемости капитальных вложений представляет собой период времени, в течение которого сумма чистых доходов

покрывает инвестиции [2, 4]. Определение простого срока окупаемости проекта (Токп) производится последовательным суммированием величины чистого дохода в стабильных ценах по годам расчетного периода до того момента, пока полученная сумма не сравняется с величиной суммарных капитальных вложений и указывает на то, как скоро инвестиционный проект окупит себя.

Таблица 5 - Доходы и расходы СПК племзавод «Соколовка» с 1 по 10 годы

Показатели	Ед. изм.	0-й год	С 1-го по 10-й год		
			Пессимисти-ческий сценарий	Ожидаемый сценарий	Оптимисти-ческий сценарий
1. Начальные инвестиции	млн. руб.	20	-	-	-
2. Выработано единиц	млн. кВтч	-	15	20	25
3. Цена	руб./кВт ч	-	16,623	7,963	6,285
4. Объем потребляемой энергии	млн. руб.	-	249,345	159,26	157,125
5. Постоянные издержки	млн. руб.	-	1,28	1,09	0,96
6. Переменные издержки	млн. руб.	-	0,11	0,12	0,14
7. Амортизация	Млн.Руб.	-	5,76	5,05	4,17
8. Всего затрат (стр5+стр6+стр7)	Млн.Руб.	-	7,14	6,27	5,27
9. Валовой доход (стр4-стр8)	Млн.Руб.	-	242,19	152,99	151,85
10. Налоги (20% от стр9)	Млн.Руб.	-	48,44	30,60	30,37
11. Чистый доход (стр9-стр10)	Млн.Руб.	-	236,43	122,39	182,22
12. КЭШ-флоу (стр7+стр11)	Млн.Руб.	-	242,19	108,59	186,39
13. Срок окупаемости	Лет.		0,86	1,7	1,13

При равномерном поступлении чистого дохода простой срок окупаемости можно определить по формуле:

$$Toкп = \frac{Kг}{Пчг + Иам} \quad (13)$$

Существенным недостатком показателя является то, что он не учитывает деятельность проекта за пределами срока окупаемости и не может применяться при сопоставлении вариантов, различающихся по продолжительности жизненного срока.

При пессимистическом сценарии развития ситуации срок окупаемости ниже ожидаемого и оптимистического в результате установления высокой цены на электроэнергию традиционными поставщиками.

Таблица 6 - Вспомогательная таблица для расчета чистого дисконтированного дохода

Показатели	Изменение переменных							
	Спрос		Цена		ПР		ПЕ	
	П	О	П	О	П	О	П	О
1. Начальные инвестиции, млн. руб.	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
2. Потреблено электроэнергии, млн. кВтч	15	25	20	20	20	20	20	20
3. Цена руб/кВтч,.	7,96	7,96	15,09	6,28	7,96	7,96	7,96	7,96
4. Потреблено электроэнергии, млн. руб.	119,4	199,0	301,8	125,6	159,2	159,6	159,6	159,6
5. Постоянные издержки, млн. руб.	1,09	1,09	1,09	1,09	0,96	1,28	1,09	1,09
6. Переменные издержки, млн. руб.	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,12	0,11
7. Амортизация, млн. руб.	5,05	5,05	5,05	5,05	5,05	5,05	5,05	5,05
8. Всего затрат, млн. руб.	6,28	6,28	6,28	6,28	6,15	6,47	6,26	6,25
9. Валовой доход, млн. руб.	113,12	192,72	295,52	119,32	153,05	153,13	153,34	153,35
10. Налоги, млн. руб.	22,624	38,544	59,104	23,864	30,61	30,626	30,668	30,67
11. Чистый доход, млн. руб.	90,496	154,176	236,416	95,456	122,44	122,504	122,672	122,68
12. КЭШ-флоу, млн. руб.	95,546	159,226	241,466	100,506	127,49	127,554	127,722	127,73
13. Дисконтиро-ванная стоимость, млн. руб.	23,62	39,36	59,69	24,85	31,52	31,53	31,58	31,58
14. NPV, млн. руб.	18,57	34,31	54,64	19,80	26,47	26,48	26,53	26,53

На всех стадиях реализации проекта присутствует фактор неопределенности, под которым понимается неполнота или неточность

информации об условиях развития проекта [2, 5, 10]. Для того чтобы в какой-то степени обезопасить проект, его общую оценку выполняют с учетом возможных изменений. Рассчитывается чистая дисконтированная стоимость при различных изменениях факторов, влияющих на реализацию проекта: изменения потребления энергии, цены за 1 Квтч, постоянных и переменных издержек.

Расчеты трех вариантов развития событий показывают, что полученный размер чистого дисконтированного дохода имеет положительное значение. Это указывает на то, что, во-первых, денежные средства вложенные в проект полностью будут возвращены; во-вторых, получаем проценты в размере ставки дисконтирования; в-третьих, фактическая стоимость превышения будет иметь поступления над платежами, то есть полученные проценты на вложенный капитал будут выше, чем в банке.

На основании анализа чувствительности проекта к изменению ключевых факторов можно сделать вывод о высокой устойчивости проекта внедрения малой ГЭС для СПК племзавод «Соколовка». При значительном изменении некоторых факторов получены положительные величины NPV, что говорит о высокой устойчивости проекта и нет необходимости дополнительного его пересмотра. Но наиболее существенное влияние на изменение величины чистого дисконтированного дохода оказывают такие факторы, как объем спроса на электроэнергию и цена альтернативного источника энергии.

Список использованной литературы:

1. Стандарт организации ОАО РАО «ЕЭС России» СТО 17330282.27.140.011 -2008 « Гидроэлектростанции. Условия создания. Нормы и требования» дата введения 2008-07-30
2. «Методические указания по оценке эффективности инвестиционных проектов» от 31.03.94 № 7-12/47, утвержденные Госстроем, Минэкономки, Минфином и Госкомпромом РФ
3. United Nations Development Organization
4. Инвестиционный бизнес: учебное пособие / общ. Ред. Яковец Ю.В. – М.: Изд-во РАГС, 2002.- 342с.

5. Анискин Юрий Петрович. Управление инвестициями: учебное пособие по специальности «Менеджмент организации» /Моск. Гос. Институт электронной техники (техн. универ-т), Институт экономики и управления, Международная академия менеджмента.- 2-е изд. Испр. И доп.-М.: Изд-во ОМЕГА-Л, 2006.-192с.
6. Инвестиции учебное пособие / Г.П. Подшиваленко, Н.И. Лахметкина, М.В. Макарова и др. – 2-е изд., переработанное и дополненное.- М.: КНОРУС, 2004.- 208с.
7. Межрегиональный информационно-аналитический бюллетень «Индексы цен в строительстве» <http://www.e-smeta.ru>
8. Асарин А.Е., Бестужев К.Н. Водноэнергетические расчеты.- М.: Энергоатомиздат.- 1986.- 224 с.
9. Гильденблат Я.Д., Коренистов Д.В. Расчет режима речного водохранилища с учетом негоризонтальности водного зеркала.- Тр.Гидропроекта, 1960, №4с.131-142
10. Крицкий С.Н., Менкель М.Ф. Водохозяйственные расчеты. Л.: Гидрометиздат, 1952. 392 с.
11. Никитин С.Н. методика водноэнергетических расчетов. М.-Л.: Гидроиздат, 1949. 240с.
12. Водноэнергетические расчеты методом Монте-Карло\ Под ред. А.Ш. Резниковского. М.: Энергия 1967г. 300 с.
13. Гидроэнергетика/ Под ред. В.И. Обрезкова. М.: Энергия. 1979г. 608 с.
14. Гидроэнергетические станции/ Под ред. Ф.Ф. Губина и Г.И. Кривченко. М.: Энергия, 1980г. 360 с.
15. Гидроэнергетические установки/ Под ред. Л.С. Щавелева. Л.: Энергоиздат, 1981г. 520с.
16. Елаховский С.Б. Гидроэнергетические станции в водохозяйственных системах. М.: Энергия, 1979г. 191 с.
17. Использование водной энергии/ Под ред. Д.С. Щавелева. Л.: Энергия, 1976г. 655с.
18. Непорожний П.С., Обрезков В.И. Введение в специальность «Гидроэлектроэнергетика». М.: Энергоиздат, 1982г, 304 с.
19. Резниковский А.Ш., Рубинштейн М.И. Управление режимом водохранилищ гидроэлектростанций. М.: энергия, 1974, 1976 с.
20. Резниковский А.Ш., Рубинштейн М.И. Диспетчерские правила управления режимом работы водохранилищ. М.: Энергоатомиздат, 1984г. 112 с.
21. Бурин Б.Л., Файн И.И Экономическое обоснование гидроэнергостроительства. М.: Энергия, 1975г. 121 с.
22. Эрлихман Б.Л. Энергоэкономические расчеты гидроэлектростанций. М.: Энергия,1969. 288 с.
23. Основные положения по определению экономической эффективности гидроэнергетических объектов/ Гидропроект. М.: 1981г. 171 с.
24. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования. Официальное издание. - М., 1994.
25. Положением по бухгалтерскому учету «Учет основных средств» ПБУ 6/01, утвержденным Приказом Минфина России от 30.03.2001 № 26н, с изменениями от 18.05.2002 № 45 н, от 12.12.2005 № 147н, от 18.09.2006 № 116н, от 27.11.2006 № 156н.