



**Некоммерческое  
акционерное  
общество**

**АЛМАТИНСКИЙ  
УНИВЕРСИТЕТ  
ЭНЕРГЕТИКИ И  
СВЯЗИ**

Кафедра  
экономики, органи-  
зации и управления  
производством

## **Экономика отрасли**

Методические указания к выполнению экономической части выпускных работ  
(для бакалавров, обучающихся по направлению «Электроэнергетика»)

Алматы 2011

СОСТАВИТЕЛИ: А.А. Жакупов, Р.С. Хижняк. Методические указания к выполнению экономической части выпускных работ (для бакалавров, обучающихся по направлению «Электроэнергетика»). – Алматы: АИЭС, 2011. – 28 с.

Методические указания предназначены для студентов, обучающихся по направлению электроэнергетика. Изложены основные вопросы экономической части дипломного проекта, даны рекомендации и необходимые справочные данные к расчётам.

Табл. – 16, библиогр. – 8 назв.

Рецензент: канд. техн. наук, доц. К.К. Тохтибакиев.

Печатается по плану издания некоммерческого акционерного общества «Алматинский университет энергетики и связи» на 2011 г.

© НАО «Алматинский университет энергетики и связи», 2011 г.

## Содержание

1	Общая часть	
1.1	Цели разработки проекта	стр. 6
1.2	Анализ рынка сбыта	стр. 6
1.3	Тарифы на электроэнергию	стр. 7
1.4	План производства	стр. 7
1.5	Организационный план	стр. 7
1.6	Юридический план	стр. 8
1.7	Экологическая информация	стр. 8
2	Расчет технико-экономических показателей подстанции	
2.1	Определение капитальных вложений в строительство Подстанции	стр. 8
2.2	Определение капитальных вложений в строительство прилегающих сетей	стр. 9
2.3	Определение ежегодных издержек производства	стр. 10
2.3.1	Расчет затрат электросетевых хозяйств на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сетей определяются по укрупненным показателям	стр. 11
2.3.2	Определение издержек, связанных с потерями Энергии	стр. 12
2.3.3	Переменные потери энергии и издержки, связанные с ними	стр. 13
2.3.4	Постоянные потери энергии и издержки, связанные с ними	стр. 14
2.4	Себестоимость	стр. 14
2.5	Объем реализации	стр. 14
3	Показатели финансово-экономической эффективности Инвестиций	стр. 15
4	Анализ влияния внешних факторов на показатели финансово-экономической эффективности инвестиций в объект	стр. 19
4.1	Влияние структуры финансирования	стр. 19
4.2	Влияние нормы дисконтирования	стр. 20
4.3	Влияние величины тарифа, действующего в энергосистеме на электроэнергию	стр. 20
5	Общие выводы	стр. 20
	Список литературы	стр. 22

# Экономическая и финансовая эффективность инвестиций в энергообъект

## 1 Общая часть

### 1.1 Цели разработки проекта

В данном разделе необходимо описать цель разработки данного проекта. Дать описание исследуемого объекта – его тип (станция, подстанция, ЛЭП) с прилегающими к нему элементами сети; охарактеризовать потребителей услуг изучаемого объекта; дать характеристику района, в котором находится объект (тип местности, напор ветра, район по гололеду).

Также объяснить необходимость строительства/реконструкции/модернизации объекта.

### 1.2 Анализ рынка сбыта

В разделе необходимо рассмотреть перспективы роста нагрузки в данном регионе, дать ее структуру и охарактеризовать потребителей.

Для определения показателей экономической и финансовой эффективности расчетный период принимается в пределах 20-30 лет. Расчетный период включает в себя время строительства энергообъекта, период временной эксплуатации и годы с режимом нормальной эксплуатации до окончательного физического срока службы основного энергетического оборудования п/ст и прилегающих сетей.

### 1.3 Тарифы на электроэнергию

В этом разделе рассматриваются существующие тарифы на электроэнергию в данном регионе, а также структура тарифа.

### 1.4 План производства

Требуется дать описание строительства/реконструкции/модернизации объекта и указать срок всех работ. Определяется программа отпуска электроэнергии на шинах п/ст, представленная в виде таблицы 1.

Т а б л и ц а 1 – Программа отпуска электроэнергии на шинах п/ст.

Показатели	Годы строительства и эксплуатации			
	1	2	...	n
Коэффициент роста нагрузки, %				
Поступление энергии в сеть,				
Потери энергии, млн.кВт.час:				
нагрузочные				
постоянные				
Всего				

## **1.5 Организационный план**

Необходимо предложить организационную структуру управления данным объектом.

## **1.6 Юридический план**

Юридически определиться с типом предприятия, а также с путями привлечения средств на осуществление строительства/реконструкции/модернизации объекта и схемами выплаты кредитов при их наличии.

## **1.7 Экологическая информация**

Требуется дать описание существующей экологической ситуации в регионе, в котором производятся работы, а также влияние объектов на ситуацию после ввода в работу.

## **2 Расчет технико-экономических показателей подстанции**

### **2.1 Определение капитальных вложений в строительство подстанции**

Капиталовложения в подстанцию определяются по приведенным в справочнике укрупненным показателям стоимости суммированием следующих составляющих:

- РУ всех напряжений;
- трансформаторы (автотрансформаторы (АТ));
- компенсирующие устройства и реакторы;
- постоянная часть затрат.

Капитальные затраты на сооружение подстанции определяются составом оборудования:

$$K_{\text{п/ст}} = (\sum K_i \cdot n_i + K_{\text{пост}}) \cdot \alpha_p, \quad (1)$$

где  $K_i$  - расчетные стоимости распределительных устройств, трансформаторов, токоограничивающих реакторов, а также дополнительные капиталовложения линейных ячеек, оборудованных высокочастотной связью;

$n_i$  - соответственно число единиц перечисленного оборудования;

$K_{\text{пост}}$  - постоянная часть затрат по подстанции, мало зависящая от мощности подстанции;

$\alpha_p$  - коэффициент, учитывающий район сооружения.

Расчетная стоимость ячеек РУ должна учитывать стоимость выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и напряжения, ОПН, аппаратуры управления, сигнализации, РЗ и А, контрольных кабелей, ошиновки, строительных конструкций и фундаментов, а также соответствующих строительно-монтажных работ. Также дополнительно учитываются затраты на оборудова-

ние высокочастотной связи для линейных ячеек.

Расчетная стоимость автотрансформаторов и трансформаторов должна включать затраты на ошиновку, шинопроводы, грозозащиту, заземление, контрольные кабели, РЗ, строительные конструкции и строительные-монтажные работы.

Показатели постоянной части затрат по подстанции учитывают полную расчетную стоимость подготовки и благоустройства территории, общеподстанционного пункта управления, устройств расхода на собственные нужды, аккумуляторной батареи, компрессорной, подъездных и внутриплощадочных дорог, средств связи и телемеханики, маслохозяйства, водопровода, канализации, наружного освещения и прочих общеподстанционных элементов.

Все расчеты капиталовложений в подстанции сводятся в таблицу 2.

Т а б л и ц а 2 – Капиталовложения в объект

РУ или оборудование	Число ячеек или элементов оборудования	Цена одной ячейки или единицы оборудования, млн.тенге.	Общая стоимость, млн.тенге.
РУ 500 кВ			
а) без ВЧ-аппаратуры			
б) с ВЧ-аппаратурой			
РУ 220 кВ			
а) без ВЧ-аппаратуры			
б) с ВЧ-аппаратурой			
РУ 110 кВ			
а) без ВЧ-аппаратуры			
б) с ВЧ-аппаратурой			
РУ 35кВ			
РУ 10кВ			
Трансформаторы			
Автотрансформаторы			
Шунтовые реакторы			
Токоограничивающие реакторы			
Постоянные затраты			
Итого:			

## 2.2 Определение капитальных вложений в строительство прилегающих сетей

Стоимость сооружения ЛЭП определяется основными ее параметрами: напряжением, типом опор, маркой проводов и конструкцией фазы, районом строительства, характеристикой трассы и климатическими условиями и рас-

считывается по выражению:

$$K_{\text{ЛЭП}} = k_{\text{уд}} \cdot L \cdot \alpha_{\text{нв}} \cdot \alpha_{\text{р}} + \Delta K_{\text{р.пр.}} + \Delta K_{\text{д.гр.}} + n_{\text{р.б.}} \cdot K_{\text{р.б.}} + K_{\text{св.}} \quad (2)$$

где  $K_{\text{уд},i}$  - удельные показатели стоимости 1 км линии, соответствующие уровню напряжения и количеству цепей, а также учитывающий определенные условия прохождения трассы (по равнине, лес - не более 10% от длины трассы, доставка грузов до трассы - не более 20 км и развозка оборудования по трассе - не более 10 км);

$L$  - длина линии;

$\alpha_{\text{нв}}$  - поправочный коэффициент, учитывающий скоростной напор ветра;

$\alpha_{\text{р}}$  - коэффициент, учитывающий район прохождения трассы;

$\Delta K_{\text{р.пр}}$  - затраты, учитывающие рубку просеки в лесу, если лес составляет более 10% длины трассы;

$\Delta K_{\text{д.гр.}}$  - затраты, учитывающие доставку грузов к линии, если условия доставки отличаются от вышеуказанных;

$n_{\text{р.б.}}$  - количество ремонтных баз вдоль линии;

$K_{\text{р.б.}}$  - затраты на создание и оснащение одной ремонтной базы;

$K_{\text{св.}}$  - затраты на создание линий связи вдоль ЛЭП.

В расчете затраты на создание и оснащение ремонтных баз, а также на создание линий связи принимаются в размере 10%.

Стоимость сооружения КЛ определяется как:

$$K_{\text{КЛ}} = k_{\text{уд}} \cdot L_{\text{КЛ}} \quad (3)$$

где  $k_{\text{уд}}$  - удельные капитальные затраты на сооружение кабельных линий, учитывающие затраты на кабель, оборудование, строительно-монтажные работы, специальные переходы, разборку и восстановление асфальтобетонных покрытий;

$L_{\text{КЛ}}$  - протяженность кабельной сети.

Все расчеты капиталовложений в линии электропередач сводятся в форму таблицы 3

Т а б л и ц а 3 – Капитальные вложения в ЛЭП

Линия	Общая длина линии, км	Стоимость одного км. длины линии, млн.тенге.	Общая стоимость линии, млн.тенге. (с учетом рем.баз и линий связи)
ВЛ 500 кВ			
ВЛ 220 кВ			
ВЛ 110 кВ			
ВЛ 35 кВ			
ВЛ 10 кВ			
КЛ 10 кВ			
Итого:			

Общие капитальные вложения в строительство энергообъекта составят:

$$K_{ЭС} = K_{П/СТ} + K_{ЛЭП}. \quad (4)$$

### 2.3 Определение ежегодных издержек производства

Издержки производства п/ст и прилегающих сетей связаны с затратами на содержание подстанции, распределительных устройств и линий электропередач.

Кроме того, передача и распределение электроэнергии связаны с частичной потерей ее при транспортировке по линиям электропередач и трансформации. Поскольку такие потери связаны с процессом передачи, то их стоимость включается в состав ежегодных издержек:

$$I_{перед} = I_{экс} + I_{пот}. \quad (5)$$

где  $I_{экс}$  - суммарные затраты электросетевых хозяйств энергосистемы на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сетей, тенге./год;

$I_{пот}$  - суммарная стоимость потерь в сетях системы, тенге./год.

#### 2.3.1 Расчет затрат электросетевых хозяйств на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сетей определяется по укрупненным показателям

$$I_{экс} = I_{ам} + I_{об/рем}. \quad (6)$$

где  $I_{ам}$  - ежегодные издержки на амортизацию (реновацию), тенге/год:

$$I_{ам} = \frac{\alpha_{ам}}{100} \cdot K_{ЭС} \quad (7)$$

где  $\alpha_{ам}$  - нормы отчислений на амортизацию, %/год;

$I_{об/рем}$  - издержки на обслуживание и ремонты (капитальный и текущие), тенге/год:

$$I_{об/рем} = \frac{\alpha_{об/рем}}{100} \cdot K_{ЭС} \quad (8)$$

где  $\alpha_{об/рем}$  - нормы отчислений на обслуживание электрических сетей и ремонты, %/год.

Расчет эксплуатационных издержек сводится в виде таблиц 4 и 5.



Т а б л и ц а 4 – Эксплуатационные издержки распределения энергии

Элемент	Кап. вложения, млн.тенге.	$\alpha_{ам},\%$	$\alpha_{об},\%$	$I_{ам},$ млн. тен- ге/год	$I_{обсл},$ млн. тен- ге/год	$I_{экспл},$ млн. тен- ге/год
РУ 500 кВ						
РУ 220 кВ						
РУ 110 кВ						
РУ 35 кВ						
РУ 10 кВ						
Автотрансформаторы						
Трансформаторы						
Токоограничивающие реакторы						
Итого:						

Т а б л и ц а 5 – Эксплуатационные издержки передачи энергии.

Элемент	Кап. вложения, млн.тенге.	$\alpha_{ам},\%$	$\alpha_{об},\%$	$I_{ам},$ млн. тенге/год	$I_{обсл},$ млн. тен- ге/год	$I_{экспл},$ млн. тен- ге/год
ВЛ 500 кВ						
ВЛ 220 кВ						
ВЛ 110кВ						
ВЛ 35 кВ						
ВЛ 10 кВ						
КЛ 10кВ						
Итого:						

### 2.3.2 Определение издержек, связанных с потерями энергии

Издержки на потерю энергии рассчитываются по выражению:

$$I_{пот} = \Delta \mathcal{E} \cdot C_{пот} \cdot K_{цен}. \quad (9)$$

где  $\Delta \mathcal{E}$  - величина потерь энергии;

$C_{пот}$  - стоимость 1 кВт-ч потерянной энергии.

Годовые потери энергии в ЛЭП:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta P_{кор} \cdot 8760 + \Delta P_{max} \cdot \tau. \quad (10)$$

где  $\Delta P_{кор}$  - среднегодовые потери мощности на корону;

$\Delta P_{max}$  - потери мощности при максимальной нагрузке;

$\tau$  - годовое время максимальных потерь.

Потери мощности на корону определяются по выражению:

$$\Delta P_{\text{кор}} = p_{\text{уд.кор.}} \cdot L. \quad (11)$$

где  $P_{\text{уд.кор.}}$  - потери мощности на корону на 1 км длины ЛЭП 110-500 кВ,  
L- длина ЛЭП.

Потери мощности при максимальной нагрузке определяются по выражению:

$$\Delta P_{\text{max}} = \frac{S_{\text{max}}^2}{U^2} \cdot \rho \cdot \alpha \cdot L, \quad (12)$$

где  $S_{\text{max}}$  - мощность, передаваемая по ЛЭП при максимальной нагрузке;  
U - напряжение линии;  
 $\rho$  - удельное активное сопротивление линии 10-500 кВ;  
 $\alpha$  - коэффициент, учитывающий изменение сопротивления линии при температуре, отличной от 20 С°;  
L - длина линии.

Годовое время максимальных потерь, потери энергии в автотрансформаторах и удельные затраты на возмещение потерь электроэнергии рассчитываются для выбранного оборудования.

Потери энергии в реакторе определяются по выражению:

$$\Delta \mathcal{E} = 0,005 \cdot Q_p \cdot n \cdot 8760. \quad (13)$$

где n - количество реакторов.

Потери энергии делятся на условно постоянные (не зависящие от передаваемой мощности) и условно переменные (зависящие от передаваемой мощности).

Расчет издержек, связанных с потерями энергии, представляется в виде таблиц 6 и 7.

Т а б л и ц а 6 – Издержки, связанные с потерями при трансформации энергии

Элемент	Постоянные потери, МВт-ч	Переменные потери, МВт-ч	И <sub>пот</sub> , млн.тенге/год
Трансформатор			
Автотрансформатор			
Токоограничивающий реактор			
Итого:			

Т а б л и ц а 7. Издержки, связанные с потерями при передаче энергии

Элемент	Постоянные потери, МВт-ч	Переменные потери, МВт-ч	И <sub>пот</sub> , млн.тенге/год
ВЛ 500 кВ			
ВЛ 220 кВ			
ВЛ 110 кВ			
ВЛ 35 кВ			
ВЛ 10 кВ			
КЛ 10 кВ			
Итого:			

### 2.3.3 Переменные потери энергии и издержки, связанные с ними

Переменные потери определяются переменными потерями в автотрансформаторах и реакторах подстанции и потерями в активном сопротивлении проводов и кабелей линий.

Значения переменных потерь в трансформаторах и автотрансформаторах находятся по формулам:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{переменАТ}} = n \cdot \Delta P_{\text{к}} \cdot T \cdot \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{нНО}}} \quad (14)$$

где  $\Delta P_{\text{к}}$  – потери короткого замыкания

### 2.3.4 Постоянные потери энергии и издержки, связанные с ними

Постоянные потери определяются постоянными потерями в автотрансформаторах на подстанции и потерями на корону в ЛЭП 110 - 500 кВ.

Значения постоянных потерь в трансформаторах находятся по формулам:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{пост.тр-р}} = n \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot 8760 \quad (15)$$

где  $n$  – количество трансформаторов или автотрансформаторов,  
 $\Delta P_{\text{хх}}$  – потери на холостой ход в трансформаторе или автотрансформаторе.

## 2.4 Себестоимость

Полная себестоимость передачи электроэнергии по сетям энергосистемы определяется суммарными издержками, связанными с передачей и распределением электроэнергии, и количеством энергии отпущенной потребителю (определяется из графика нагрузки ВН):

$$I_{\Sigma} = I_{\text{перемен}} + I_{\text{пост}}, \quad (16)$$

$$S_{\text{перед}} = \frac{I_{\Sigma}}{\mathcal{E}_{\text{год}}}, \quad (17)$$

## 2.5 Объем реализации

Объем реализации (стоимость реализованной электроэнергии) возрастает ежегодно в соответствии с освоением нагрузки и определяется как:

$$O_{p,t} = C_{\text{ээ}} \cdot (\gamma \cdot \mathcal{E}_t - \Delta \mathcal{E}_{\text{пот},t}). \quad (18)$$

где  $C_{\text{ээ}}$  - цена на электроэнергию;

$\gamma$  - коэффициент долевого участия;

$\mathcal{E}_t$  - объем переданной ЭЭ, в зависимости от освоения нагрузки и имеет зависимость:

$$\mathcal{E}_t = k_{\text{осв},t} \cdot \mathcal{E};$$

$\Delta \mathcal{E}_{\text{пот},t}$  – потери ЭЭ в рассматриваемой сети, в зависимости от освоения нагрузки имеет зависимость:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{пот},t} = \Delta \mathcal{E}_{\text{пост}} + k_{\text{осв},t}^2 \cdot \Delta \mathcal{E}_{\text{перем}} \quad (19)$$

Объем реализации электроэнергии проектируемого энергообъекта в зависимости от освоения нагрузки представляется в виде таблицы 8.

Т а б л и ц а 8 – Объем реализации электроэнергии за расчетный период

Показатели	Годы строительства и эксплу-			
	1	2	...	n
Коэффициент роста нагрузки, %				
Поступление энергии в сеть, млн.кВт.час				
Потери энергии, млн.кВт.час:				
нагрузочные				
постоянные				
всего				
Потери энергии, %				
Объем реализации ЭЭ, млн.тенге.				

## 3 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций

В качестве основных показателей и критериев финансово-экономической эффективности инвестиций в условиях рыночных отношений использованы – простые показатели:

- простая норма прибыли - простая норма рентабельности инвестиций; сравнение расчетной величины с минимальным или средним уровнем доходности (процентной ставки по кредитам, облигациям, ценным бумагам, депозитным вкладам) приводит к заключению о целесообразности дальнейшего анализа данного проекта;

- простой срок окупаемости капитальных вложений; представляет собой период времени, в течении которого сумма чистых доходов покрывает инвестиции, определяет период в течении которого объект будет работать на "себя", т.е. получаемый объем чистого дохода засчитывается как возврат первоначально инвестированного капитала;

- срок предельно-возможного полного возврата банковских кредитов и процентов по ним; определяет период в течении которого полностью возвращаются банковские ссуды за счет дохода от реализации продукции (определяется при наличии заемного капитала).

- интегральные показатели:

- чистый дисконтированный доход; расчет этого показателя производится дисконтированием чистого потока платежей (чистого дохода); критерием финансовой эффективности инвестиций в сооружение объекта является условие:  $\Delta_d > 0$ , тогда доходность инвестиций превышает величину среднего норматива дисконтирования (или средней стоимости капитала);

- внутренняя норма доходности; определяется значением нормы дисконтирования, при котором чистый дисконтированный доход становится равным нулю; критерием эффективности инвестиций в сооружение проектируемого объекта служит условие превышения внутренней нормы доходности над средней величиной норматива дисконтирования:  $E_{Вн} > E_{ср}$ ;

- срок окупаемости дисконтированных затрат; характеризует период, в течение которого полностью возмещаются дисконтированные капитальные вложения за счет чистого дохода, получаемого при эксплуатации объекта; критерием экономической эффективности инвестиций в сооружение объекта служит выражение  $T_{ок} < T_p$ .

Для инвестиционных проектов принята система оценочных критериев, которые позволяют определить его эффективность, выбрать из нескольких инвестиционных проектов наиболее приемлемый с точки зрения инвестора, определить отдачу денежных потоков, выбрать наиболее рациональную цену капитала, а так же решить ряд других задач.

Система критериев характеризуется следующими особенностями:

- Инвестиции и денежные потоки должны быть сопоставимыми как во времени инвестиционного проекта, так и по месту их реализации. Минимальный период оценки один год.

- В систему входят несколько методов оценки. Каждый проект должен оцениваться по всему набору методов оценки.

- Сопоставимость денежных показателей необходима:

- а) при инфляции;

- б) при существовании различных инвесторов;

в) при одновременности инвестиций и созданных в период реализации инвестиционного проекта денежных потоков;

г) при реализации инвестиционного проекта в разные промежутки времени:

В инвестиционной практике денежные потоки могут быть либо в виде чистых оттоков, либо в виде чистых притоков.

Чистый отток - это превышение различных видов расходов над различными видами доходов, имеют знак "-"

Чистый приток - это превышение различных видов доходов над различными видами расходов, имеют знак "+"

Расчеты эффективности обычно базируются на нулевом или первом году реализации инвестиционного проекта. Величины инвестиций и денежных потоков рассматриваются как годовые величины.

Система оценок делится на две группы:

1 Дисконтированные оценки или временные оценки. Они включают в себя:

1) ЧПС (NPV) - чистая приведенная стоимость (чистый приведенный эффект, чистый приведенный доход, чистая приведенная прибыль);

2) ИРИ (PI) - индекс рентабельности инвестиций;

3) ВНП(IRR) - внутренняя норма прибыли(внутренняя норма доходности. Норма окупаемости);

4) МВНП (MIRR) - модифицированная норма прибыли

5) ДСОИ(DPP) - дисконтированный срок окупаемости инвестиций;

2 Простые оценки:

6) СОИ(PP) - срок окупаемости инвестиций;

7) КЭИ(ARR) - коэффициент эффективности инвестиций.

Необходимость использования всех методов оценки вызвана тем, что оценки по различным методам могут иметь противоречивый характер. Сравнивая оценки инвестиций по различным методам аналитик делает выводы о приемлемости того или иного проекта.

ЧПС (NPV) "Чистая приведенная стоимость"

Этот метод основан на сопоставлении дисконтированных денежных потоков с инвестициями. При этом ЧПС(NPV) может использоваться в двух вариантах:

$$1) \quad \text{ЧПС} = \sum_{t=1}^n \frac{FV_t}{(1+rt)^n} - I_c, \quad (20)$$

где  $FV_t$  - будущая стоимость (ценность) денег или возвратная стоимость;

$r_t$  - темп прироста - ставка - банковская процентная ставка;

$n$  - количество лет;

$I_c$  - инвестиции.

$FV_t = PV_t (1+rt)^n$ , где:

$PV_t$  - сегодняшняя (текущая) стоимость денег (ценностей)

$$2) \quad \text{ЧПС} = \sum_{t=1}^n \text{FV}_t / (1+rt)^n - \sum_{t=1}^n \text{Ic}_t / (1+rt)^n \quad (21)$$

Лучшим инвестиционным проектом, по данному методу, будет считаться тот у которого:

ЧПС(NPV) > 0 и по максимальной его величине, следовательно фирма получает дополнительную рыночную стоимость.

ЧПС(NPV) = 0, то аналитик обязан провести дополнительные исследования по рассматриваемым проектам с учетом выплачиваемых налогов.

ЧПС(NPV) < 0, то проект отвергается, т.к. рыночная стоимость имущества уменьшается.

ВНП (IRR) "Внутренняя норма прибыли"

Внутренняя норма прибыли равна показателю цены капитала или ЧПС=0.

Для определения цены капитала:

1) аналитически выполняется несколько расчетов с тем чтобы довести ЧПС = 0, изменяя при этом  $r_t$ ;

2) рассчитывается по формуле:

$$\text{ВНП(IRR)} = r_1 * ( [\text{ЧПС}_1^+ + (r_2 - r_1)] / [\text{ЧПС}_1^+] + [\text{ЧПС}_2^-] ), \quad (22)$$

где  $\text{ЧПС}_1^+$  - ЧПС при расчете капитала (процентной ставки)  $r_1$

$\text{ЧПС}_2^-$  - ЧПС при расчете капитала (процентной ставки)  $r_2$

$r_1$  - цена капитала (процентная ставка) при которой ЧПС минимально превышает 0

$r_2$  - цена капитала (процентная ставка) при которой ЧПС минимально меньше 0

Оценка ВНП(IRR) имеет следующие свойства:

- 1) не зависит от вида денежного потока;
- 2) не линейная форма зависимости;
- 3) представляет собой убывающую функцию;
- 4) не обладает свойством адетивности;
- 5) позволяет предположить ожидать ли максимальную прибыль (норму доходности).

СОИ (PP) "Срок окупаемости инвестиций"

Это простой метод рассчитывается по формуле:

$$\text{PP} = \text{Ic} / \text{CF} \quad (23)$$

где Ic – инвестиции

CF – денежный поток

Недостатки метода СОИ (PP):

- 1) не учитывает влияние денежных притоков последних лет;
- 2) не делает различия между накопленными денежными потоками и их распределением по годам;

3) не обладает свойством аддитивности.

Преимущества данного метода:

1) прост для расчетов;

2) способствует расчетам ликвидности предприятия, т.е. окупаемости инвестиций;

3) показывает степень рискованности того или иного инвестиционного проекта, чем меньше срок окупаемости тем меньше риск и наоборот.

Индекс рентабельности (PI)

Индекс рентабельности – это отношение суммарного дисконтированного дохода к суммарным дисконтированным затратам. Если инвестиции осуществлены разовым вложением, то данный показатель рассчитывается по формуле:

$$PI = \sum_{i=1}^n \frac{P_i}{(1+r)^i} \div K_0 \quad (24)$$

Если инвестиции представляют собой некоторый поток, распределенный во времени, то индекс рентабельности рассчитывается по следующей формуле:

$$PI = \sum_{i=1}^n \frac{P_i}{(1+r)^i} \div \frac{K_i}{(1+r)^i} \quad (25)$$

Очевидно, что если:

$PI > 1$ , то проект следует принять;

$PI < 1$ , то проект следует отвергнуть;

$PI = 1$ , проект ни прибыльный, ни убыточный.

В отличие от чистого дисконтированного дохода индекс рентабельности является относительным показателем. Благодаря этому он очень удобен при выборе одного проекта из ряда альтернативных, имеющих примерно одинаковые значения NPV, либо при комплектовании портфеля инвестиций с максимальным суммарным значением NPV.

Проектируемый энергообъект необходимо охарактеризовать следующими технико-экономическими показателями:

Т а б л и ц а 9 – Техничко-экономические показатели энергообъекта

• установленная мощность	
• число часов использования максимальной нагрузки	
• годовой объем переданной электроэнергии	
• годовые потери электроэнергии	
• суммарные капиталовложения	
• полная себестоимость передачи электроэнергии	
• срок окупаемости	



• общая рентабельность	
------------------------	--

*Продолжение таблицы 9*

• рентабельность акционерных вложений	
• внутренняя норма доходности акций	
• внутренняя норма доходности объекта	
• чистый дисконтируемый доход	

По полученным расчетным данным требуется сделать основные выводы по показателям финансового состояния проекта и их отрицательным моментам.

#### **4 Анализ влияния внешних факторов на показатели финансово-экономической эффективности инвестиций в объект**

В данной части рассматривается влияние таких внешних факторов, как структура финансирования, норма дисконтирования и величина тарифа на электроэнергию на такие основные показатели, как простой срок окупаемости, внутренняя норма доходности и чистый дисконтированный доход. Для наглядности результаты анализа необходимо представить в виде графиков.

##### **4.1 Влияние структуры финансирования**

На основе полученных графиков необходимо сделать выводы:

1. Влияние структуры финансирования на показатели финансово-экономической эффективности.
2. Предпосылки изменения срока окупаемости.
3. Условия зависимости или независимости внутренней нормы доходности по объекту, а также чистого дисконтированного дохода.

##### **4.2 Влияние нормы дисконтирования**

На основе полученных графиков по влиянию нормы дисконтирования необходимо сделать следующие выводы:

1. Влияние нормы дисконтирования на показатели финансово-экономической эффективности.
2. Последствия увеличения ставки банковского дисконта для предприятия.

##### **4.3 Влияние величины тарифа, действующего в энергосистеме, на электроэнергию**

На основе приведенных графиков необходимо сделать выводы:

1. Влияние величины тарифа на электроэнергию на показатели финансово-экономической эффективности.
2. Зависимость основных финансово-экономических показателей от тарифа.

## 5. Общие выводы

На основании вышеизложенного требуется сделать основные выводы и предложения по способам достижения более приемлемых показателей финансово-экономической эффективности инвестиций в объект.

Т а б л и ц а 1 0 – Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций

Показатель	1	2	...	n
Капитальные вложения, %				
Капитальные вложения Кет, млн.тенге.				
Акционерный капитал Какц, млн.тенге.				
Заемный капитал Кз, млн.тенге.				
Выплата кредита, млн.тенге.				
Оплата процентов, млн.тенге.				
Эгод, %				
Эгод*1000, МВт*ч				
Постоянные потери Эпот.пост*1000, МВт*ч				
Переменные потери Эпот.пер*1000, МВт*ч				
Издержки на амортизацию Иам, млн.тенге/год				
Издержки на обслуживание Иобсл, млн.тенге/год				
Эксплуатационные издержки Иэкспл, млн.тенге/год				
Объем реализации Ор, млн.тенге				
Прибыль балансовая Пбал, млн.тенге.				
Налог на прибыль Н, млн.тенге.				
Прибыль чистая Пчист, млн.тенге.				
Дивиденды Д, млн.тенге.				
Поток наличности Эналич, млн.тенге.				
Рентабельность суммарная Rсум				
Рентабельность акционерная Рацц				
Эналич. с нарастающим итогом, млн.тенге.				
Срок окупаемости				
Поток чистых платежей на Какц, млн.тенге.				
Поток чистых платежей объекта, млн.тенге.				
ЧДД на Какц, млн.тенге.				
для Eср=0,1				
для Eср=0,2				
для Eср=0,3				
для Eср=0,4				
для Eср=0,5				

*Продолжение* таблицы 10

ЧДД по объекту, млн.тенге.				
для $E_{ср}=0,1$				
для $E_{ср}=0,2$				
для $E_{ср}=0,3$				
для $E_{ср}=0,4$				
для $E_{ср}=0,5$				
Внутренняя норма доходности $E_{внд.полн}=0,175$				

Приложение 1

**УКРУПНЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ СТОИМОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ**

Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей предназначены для выполнения:

- техико-экономических расчетов при сопоставлении вариантных решений выбора схем электрических сетей («схемное» проектирование);
- оценки эффективности и разработки инвестиционных проектов и бизнес-планов;
- оценки объемов инвестиций при планировании электросетевого строительства.

Т а б л и ц а 11 Составляющие стоимости строительных и монтажных работ, оборудования и прочих затрат по ВЛ и ПС (тыс. тенге.)

<b>Объект</b>	<b>Напря- жение, кВ</b>	<b>Строитель- ные работы</b>	<b>Монтаж</b>	<b>Обору- дование</b>	<b>Прочие затраты</b>
<b>Подстанции</b>					
Открытого типа	35	24937	8599	47295	5159
	110-150	47982	17593	84769	9596
	220	66935	26296	133869	11953
	330	201767	79266	410740	28824
	500	442058	180098	933233	81863
	750	1462690	541737	2979554	433390
	1150	4959903	1771394	92112489	1771394
Закрытого типа	110	601930	120386	911494	85990
	220	1565018	313004	2369884	223574
<b>КТПБ</b>	<b>35-220</b>	<b>0,14</b>	<b>0,07</b>	<b>0,73</b>	<b>0,06</b>
<b>Воздушные линии элек- тропередачи</b>					
На стальных опорах	35	5835	-	335	537
	110-150	6356	-	361	506
	220	8265	-	464	557
	330	11557	-	1376	825
	500	19037	-	3018	1161
	750	31060	-	4067	1849
	1150	54174	-	13931	9287
На железобетонных опорах	35	4880	-	283	511
	110	4970	-	409	468
	220	6733	-	542	464
	330	-	-	-	-
	500	14446	-	2709	903

Продолжение таблицы 11

На деревян- ных опорах	35	0,84	-	0,8	0,8
	110	0,81	-	0,11	0,8
	220	0,82	-	0,11	0,7
Кабельные линии	35	722	9149	1806	361
	110	30965	95965	23217	4643
	220	33020	102363	24765	4953

Таблица 12 Базисные показатели стоимости открытых ПС  
35—1150 кВ (цены 2006 г.)

Напря- жение, к В/к В	Количество и мощность трансфор- маторов, шт.- МВ А	Номер схемы РУ на стороне			Количество от- ходящих ВЛ,			Стоимость объекта в целом, тыс. тенге.
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
35/10	2x4	35-5АН		10-1	2		16	85990
	2x25	35-9		10-2	4		24	197777
110/10	2x25	110-5Н		10-2	2		32	206376
		110-12		10-1	5		12	247651
		110-12		10-2	7		32	330201
	2x40	110-12		10-2	5		48	326762
		110-12		10-2	7		48	381796
110/35/10	2x6,3	110-4	35-9	10-1	2	4	16	159941
		110-5Н	35-9	10-1	2	4	12	211535
		110-12	35-9	10-1	5	4	12	306124
	2x25	110-5	35-9	10-1	2	8	18	242492
		110-12	35-9	10-1	5	8	18	359438
		110-13	35-9	10-1	7	8	18	385235
	2x40	110-5	35-9	10-2	2	10	48	297525
		110-5Н	35-9	10-2	2	10	48	316443
		110-12	35-9	10-2	5	10	48	411032
220/10	2x63	220-5		10-2	2		42	364598
		220-5Н		10-2	2		42	395554
		220-3Н	35-9	10-1	1	2	9	239052
220/35/10	2x25	220-4	35-9	10-1	2	4	18	340520
		220-5	35-9	10-1	2	4	18	369757
		220-5Н	35-9	10-1	2	4	18	398993
		220-12	110-12		4	4		808306
220/110		220-13	110-12		7	4		916653
	1x125	220-7	110-13		2	4		466066
	2x125	220-7	110-13		2	7		667282
		220-13	110-13		7	7		963088
	1x200	220-7	110-13		2	6		560655
	2x200	220-7	110-13		2	10		799707
	330/110	1x125	330-3Н	110-13		2	4	
2x125		330-7	110-13		2	6		1030160
1x200		330-7	110-13		2	6		780789
2x200		330-7	100-13		2	10		1117870

Продолжение таблицы 12

500/110	1x250	500-7	110-13		2	6		1637250
	2x250	500-7	110-13		2	7		2216822
500/220	1x(3x167)+167	500-7	220-13		2	4		2235740
	2x(3x167)	500-7	220-13		2	7		2732762
	2x(3x167)	500-15	220-13		4	7		3365649
	2x(3x167)	500-17	220-13		6	8		4294340
	1x(3x267)+267	500-7	220-13		2	4		2450715
500/220	2x(3x267)	500-7	220-13		2	7		3038887
	2x(3x267)	500-17	220-13		6	8		4600465
500/330	1x(3x167)+167	500-7	330-16		2	4		2521227
	2x(3x167)	500-7	330-16		2	6		3085321
750/330	1x(3x333)+333	750-7	330-17		2	2		5417370
	2x(3x333)	750-7	330-17		2	4		6569636
750/500	1x(3x417)+417	750-7	500-17		2	2		6122488
	2x(3x417)	750-7	500-17		2	4		7395140
1150/500	1x(3x667)+667	1150-17	500-17		2	2		17713940
	2x(3x667)	1150-17	500-17		2	4		21841460

Примечания.

1.Номер схемы РУ соответствует типовым схемам РУ 6-750 кВ ПС (ОАО «Энергосетьпроект» № 14198тм-Т1).

2.В показателях стоимости ПС 500, 750 и 1150 кВ учтена стоимость установки ШР: 500 кВ - 2x(3x60 Мвар); 750/500 кВ - 2x(3x110 Мвар) и 2x(3x60 Мвар); 750/330 - 2x(3x110 Мвар); 1150/500 кВ - 4x(3x300 Мвар) и 2x(3x60 Мвар).

Т а б л и ц а 13 Показатели стоимости ПС 35-220 кВ с закрытой компоновкой РУ и открытой установкой трансформаторов (цены 2006 г.)

Напряже- ние, кВ/кВ	Количество и мощность трансформато- ров, шт.-МВ-А	Номер схемы РУ на сто- роне			Количество от- ходящих ВЛ, шт.			Стоимость объекта в целом, тыс. тенге.
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
35/10	2x16	35-4Н		10-1	2		16	103188
110/10	2x25	110-4		10-1	2		32	361158
		110-5		10-1	2		32	395554
	2x63	110-4		10-1	2		48	412752
		110-5		10-2	2		48	447148
110/10	2x63 110 кВ - 8 элегазовых ячеек	110-13		10-3	4		48	1719800
220/110	2x200 220 кВ - 4 элегазо-вые ячейки; 110 кВ - 9 элегазовых яче-	220-7	110-13	10-1	2	6	48	4471480

Примечание.

Стоимости ПС приведены с учетом затрат на строительство здания.

Для определения полной стоимости ПС к базовым показателям добавляется стоимость постоянного отвода земли. Стоимость постоянного отвода земли принимается с учетом нормативов.

Показатели стоимости ОРУ 35-1150 кВ учитывают установленное оборудование (выключатель, разъединитель, отделитель, трансформаторы тока и напряжения, разрядники); панели управления, РЗА, установленные в общеподстанционном пункте управления (ОПУ), относящиеся к ОРУ или ячейке; кабельное хозяйство в пределах ячейки и до панелей в ОПУ и др., а также строительные и монтажные работы

Стоимости ОРУ 35-220 кВ, выполненных по блочным и мостиковым схемам приведены в табл. 14. Стоимость ячейки ОРУ 35-1150 кВ с количеством выключателей более трех, а также ячейки ЗРУ10 кВ, включая строительную часть здания, может быть принята по данным табл. 14.

**Т а б л и ц а 14 Стоимость ОРУ 35-220 кВ по блочным и мостиковым схемам (цены 2006 г.)**

Схема ОРУ на стороне ВН	Номер схемы	Стоимость ОРУ, тыс. тенге.		
		35 кВ	110 кВ	220 кВ
Блок линия—трансформатор с разъединителем	1	688	3440	5503
Блок линия-трансформатор с отделителем	3	1204	3784	7739
Блок линия—трансформатор с выключателем	3Н	1548	11695	23217
Два блока с отделителями и неавтоматической перемычкой	4	3784	10663	24249
Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии	4Н	6879	34052	70684
Мостик с выключателем в перемычке и отделителями в цепях трансформаторов	5	5331	22357	53313
Мостик с выключателем в перемычке и в цепях линий (или трансформаторов)	5Н (5АН)	8427	40415	82550

Показатели стоимости трансформаторов (АТ) учитывают установленное оборудование (трансформаторы, кабельное хозяйство в пределах ячейки и до панелей в ОПУ, а также панели управления, РЗА, установленные в ОПУ, относящиеся к ячейке, гибкие связи трансформаторов и др.), строительные и монтажные работы.



**Таблица 15 Стоимость ячейки (на один комплект выключателя) ОРУ 35-1150 кВ с выключателями\* (цены 2006 г.)**

Напряжение, кВ	Стоимость ячейки (на один комплект выключателя), тыс. тенге.		
	Воздушный	Масляный	Элегазовый
10	-	791**	-
35	12899	4300	-
110 220	15478	12898	49874
330	68792	36115	103188-137584
500	128985	-	161661
750	249371	-	-
1150	378356	-	584732
1150 (выключатель—отключатель)	464346	-	730915

\* Для схем с числом выключателей более трех.  
 \*\* Ячейка ЗРУ10 кВ, включая соответствующую часть здания.

Стоимость постоянной части затрат по ПС учитывает подготовку и благоустройство территории, ОПУ, устройство собственных нужд ПС, АБ, компрессорную, внутривозрадные и подъездные дороги, средства связи и телемеханики, водоснабжение и канализацию, наружное освещение, ограду и пр. (табл. 16).

Затраты на водоснабжение и канализацию учтены для условий возможности присоединения к существующим сетям.

Стоимость подъездных дорог учтены для условий расположения площадки ПС 35—750 кВ вблизи автодорог с твердым покрытием и железнодорожных путей (на расстоянии до 500 м). При необходимости сооружения к ПС дорог более 500 м следует учитывать дополнительные затраты.

**Таблица 16 Постоянная часть затрат по ПС 35—1150 кВ с открытой установкой оборудования (цены 2006 г.)**

Напряжение, кВ/кВ	Схема ПС на стороне ВН	Стоимость, тыс. тенге.
35/10	Без выключателей	29236
	С выключателями	34396
110/10;	Без выключателей	37835-49874
	Мостик	61913-73951
	Сборные шины	84270-92869
220/10;	Без выключателей	70512
	Мостик	104908
	Четырехугольник, сборные шины	134144
220/110	Без выключателей	116946
	Мостик, четырехугольник	151342
	Сборные шины	216695

Продолжение таблицы 16

220/110	Без выключателей	116946
	Мостик, четырехугольник	151342
	Сборные шины	216695
330	Четырехугольник	338801
	Трансформатор-шины	512500
	Полуторная	613969
500	Четырехугольник	701678
	Трансформатор-шины	818625
	Полуторная	1198701
750	Полуторная	1988089
1150	Два выключателя на присоединение	6879200
<p>Примечания.</p> <p>1. Большие значения соответствуют ПС с трехобмоточными трансформаторами.</p> <p>2. Постоянная часть затрат ПС 330—1150 кВ с элегазовым оборудованием оценивается в размере 40 % соответствующих показателей ПС 330—1150 кВ с открытой установкой оборудования.</p>		

## Список литературы

1. Лапицкий В.И. Организация и планирование энергетики - М. Высшая школа, 1979г.
2. Качан А.Д., Яковлев Б.В. Справочное пособие по технико-экономическим основам ТЭС. Минск, 1982г.
3. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. /Под редакцией Рокотяна С.С. и Шапиро И.М.-М. Энергоатомиздат, 1985г.
4. Основы управления энергетическим производством. /Под редакцией Окорокова В.Р.-М. Высшая школа, 1987.г.
5. Концепция развития электроэнергетики Казахстана. Институт Энергия, 1995г.
6. Формирование цен на электроэнергию в Казахстане. Проект отчета. Алматы, 1996г.
7. Энергетика и топливные ресурсы Казахстана. Отраслевой кварталный журнал. С 2005года.
8. Индексы цен в строительстве. Выпуск 55. — М.: КО-ИНВЕСТ, 2006.

Жакупов Алмаз Аусыдыкович, Хижняк Роман Степанович

### Экономика отрасли

Методические указания к выполнению экономической части выпускных работ (для бакалавров, обучающихся по направлению «Электроэнергетика»)

Редактор Л. Сластихина  
Специалист по стандартизации Н.М. Голева

Подписано в печать \_\_\_\_ . \_\_\_\_ . \_\_\_\_ .  
Тираж 25 экз  
Объём \_\_\_\_ уч.-изд. л

Формат 60x84 1/16  
Бумага типографская №1  
Заказ \_\_\_\_ . Цена \_\_\_\_ .

**Копировально-множительное бюро  
Некоммерческого акционерного общества  
«Алматинский университет энергетики и связи»  
050013, Алматы, Байтурсынова, 126**