

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ
Государственное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Оренбургский государственный университет»

Кафедра экономики и организации производства

Н.Ф.КРАВЧЕНКО

ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ СХЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К КУРСОВОМУ И ДИПЛОМНОМУ
ПРОЕКТИРОВАНИЮ ДЛЯ СТУДЕНТОВ:

- направление: 140000 «Электроэнергетика, энергетическое машиностроение и электротехника»
- специальность: 140211 «Электроснабжение промышленных предприятий»

Рекомендовано к изданию Редакционно-издательским советом государственного образовательного учреждения высшего профессионального образования «Оренбургский государственный университет»

Оренбург 2009

УДК 658:621:311.1(076.5)

ББК 65.304.14 я 73

К 78

Рецензент

доктор экономических наук, профессор М.В. Чебыкина

Кравченко, Н.Ф.

К 78

Экономическое обоснование эффективности инвестиционных проектов схем электроснабжения: методические указания / Н.Ф. Кравченко. – Оренбург: ГОУ ОГУ, 2009. – 122 с.

Настоящие методические указания являются переработанным и дополненным изданием к выпущенным в 2000 г. методическим указаниям «Экономика и маркетинг электроснабжения».

Здесь более подробно, с примерами, излагается методика экономического обоснования эффективности инвестиционных проектов схем электроснабжения, как того требуют «Методические рекомендации...» [1] и укрепляющиеся в экономике Российской Федерации рыночные отношения.

Методические указания предназначены для пользования студентами специальности 140211 «Электроснабжение промышленных предприятий», преподавателями и специалистами, работающими в этой отрасли.

ББК 65.304.14 я 73

© Кравченко Н.Ф., 2009

© ГОУ ОГУ, 2009

Содержание

Введение	6
1 Теоретические и методические основы оценки эффективности инвестиционных проектов схем электроснабжения	7
2 Методика определения инвестиций и текущих эксплуатационных затрат при проектировании схем электрических сетей	13
2.1 Определение инвестиций в разработку бизнес-плана проекта схем электроснабжения	13
2.2 Определение инвестиций в электрические сети	13
2.2.1 Инвестиции во вновь сооружаемые элементы электроснабжения	13
2.2.1.1 Воздушные линии электропередачи напряжением 35 кВ и выше.....	13
2.2.1.2 Электрические подстанции 35 - 1150 кВ	14
2.2.1.3 Промышленные электрические сети	15
2.2.2 Инвестиции в существующие элементы электроснабжения (при реконструкции)	17
2.3 Определение текущих эксплуатационных затрат при передаче и распределении электрической энергии	18
2.3.1 Расчёт стоимости годовых потерь (потреблённой) электроэнергии ...	18
2.3.1.1 Расчёт стоимости потерь электрической энергии в районных электрических сетях (РЭС)	19
2.3.1.2 Расчёт стоимости потерь (потреблённой) электрической энергии в сетях промышленных предприятий	20
2.3.2 Расчёт фонда заработной платы обслуживающего персонала	23
2.3.2.1 Промышленные предприятия	25
2.3.2.2 Предприятия районных электрических сетей (РЭС)	26
2.3.3 Расчёт отчислений на социальные нужды (социального налога)	27
2.3.4 Расчёт отчислений на страхование от несчастных случаев на производстве	27
2.3.5 Расчёт материальных затрат на ремонт электрооборудования	27
2.3.6 Расчёт затрат на ремонт строительной части объектов электроснабжения	28
2.3.7 Расчёт амортизационных отчислений	28
2.3.8 Расчёт платежей по обязательному страхованию имущества	28
2.3.9 Расчёт затрат на оплату процентов по краткосрочным ссудам банков.....	29
2.3.10 Расчёт общесетевых затрат	29
2.3.11 Расчёт прочих затрат	29
2.4 Определение математического ожидания ущерба от перерывов в электроснабжении	29
3 Особенности методики расчёта экономической эффективности инвестиционного проекта схем электроснабжения различного функционального назначения	31
3.1 Особенности расчёта затрат инвестиционного проекта	31

3.2	Особенности расчёта доходов (результатов) и текущей прибыли инвестиционного проекта	33
3.2.1	Расчёт доходов и текущей прибыли районных электрических сетей (РЭС)	33
3.2.2	Расчёт доходов и текущей прибыли схем электроснабжения промышленных предприятий	34
3.2.3	Расчёт доходов и текущей прибыли схем электроснабжения собственных нужд электростанций	36
4	Расчёт показателей (критериев) экономической эффективности инвестиционных проектов схем электроснабжения	39
5	Графическая часть в дипломном проектировании	45
	Список использованных источников	46
Приложение А	Нормы амортизационных отчислений	47
Приложение Б	Зависимость времени максимальных потерь от числа часов использования максимальной нагрузки	48
Приложение В	Тарифы на электрическую энергию	49
Приложение Г	Шкала скидок и надбавок к тарифу за компенсацию реактивной мощности	51
Приложение Д	Примерные значения часовых тарифных ставок для оплаты труда рабочих	52
Приложение Е	Ориентировочные месячные оклады руководителей и специалистов	53
Приложение Ж	Расчёт фонда заработной платы обслуживающего персонала	54
Приложение И	Годовой план-график планово-предупредительного ремонта оборудования	55
Приложение К	Поправочные коэффициенты к нормам продолжительности ремонтного цикла	56
Приложение Л	Нормативы численности персонала по ремонту и техническому обслуживанию ВЛ 35 кВ и выше	57
Приложение М	Нормативы численности персонала по ремонту и обслуживанию ВЛ 0,4 - 20 кВ	58
Приложение Н	Нормативы численности персонала по ремонту и обслуживанию кабельных линий	59
Приложение П	Нормативы численности персонала по ремонту и обслуживанию распределительных пунктов (РП) и трансформаторных подстанций (ТП, КТП)	60
Приложение Р	Нормативы численности персонала по ремонтно-эксплуатационному обслуживанию оборудования подстанций	61
Приложение С	Нормативы численности оперативного персонала подстанций	62
Приложение Т	Нормативы численности служащих	63
Приложение У	Поправочный коэффициент к расчётной численности персонала, зависящий от плотности электрических сетей ...	64

Приложение Ф	Поправочный коэффициент к расчётной численности персонала в зависимости от объёма групп оборудования ПЭС	65
Приложение Х	Сводная таблица нормативной численности персонала ПЭС.....	66
Приложение Ц	Примерное распределение персонала по функциям обслуживания и структурным подразделениям.....	67
Приложение Ш	Таблица для расчёта стоимости материалов по ремонту электрооборудования	68
Приложение Щ	Таблица для расчёта стоимости запасных частей и комплектующих изделий по ремонту электрооборудования	69
Приложение Э	Расчёт экономической эффективности инвестиционного проекта схемы районной электрической станции (РЭС) (макет курсового проекта по «Экономике энергетики» и экономической части дипломного проекта).....	70
Приложение Ю	Расчёт экономической эффективности инвестиционного проекта схемы электроснабжения промышленного предприятия (на примере кабельного завода: фрагмент макета экономической части дипломного проекта)	110
Приложение Я	Расчёт экономической эффективности инвестиционного проекта схемы электроснабжения собственных нужд электрической станции (на примере II очереди Каргалинской ТЭЦ: фрагмент макета экономической части дипломного проекта)	116

Введение

Все проекты зело исправны быть должны,
дабы казну зряшно не разорять и отечеству
ущерба не чинить. Кто станет абы как ляпать,
того чина лишу и кнутом велю драть.

Пётр I

Эффективность любого проекта оценивается с целью определения потенциальной привлекательности его для возможных участников и поиска источников финансирования.

Настоящие методические указания определяют показатели экономической, коммерческой эффективности проекта схемы электроснабжения для участника, реализующего инвестиционный проект, 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 решения, предлагаемые студентами на стадии курсового и дипломного проектирования схем электроснабжения.

Исчисление этих показателей имеет целью дать ответ на вопрос: экономически выгодна ли для проектанта разработанная им схема электроснабжения, подлежит ли она реальному внедрению или она должна быть отклонена как неэффективная.

1 Теоретические и методические основы оценки эффективности инвестиционных проектов схем электроснабжения

Инвестиции - это долгосрочные вложения в различные сферы экономики с целью его сохранения и увеличения.

Применительно к электроснабжению инвестиционный проект представляет собой планируемый и осуществляемый комплекс мероприятий по созданию районной или промышленной электрической сети, обеспечивающий надёжное и экономичное обеспечение потребителей электрической энергией.

Цикл развития инвестиционного проекта включает три фазы (рисунок 1):

- первая - разработку проекта схемы электроснабжения и его технико-экономическое обоснование в форме бизнес-плана, (T_0);
- вторая - собственно инвестирование: строительство ЛЭП, низковольтной сети; закупка и монтаж оборудования; опытные испытания, (T_1);
- третья - ввод электрических мощностей в эксплуатацию, непосредственно передача и распределение энергии, (T_2).

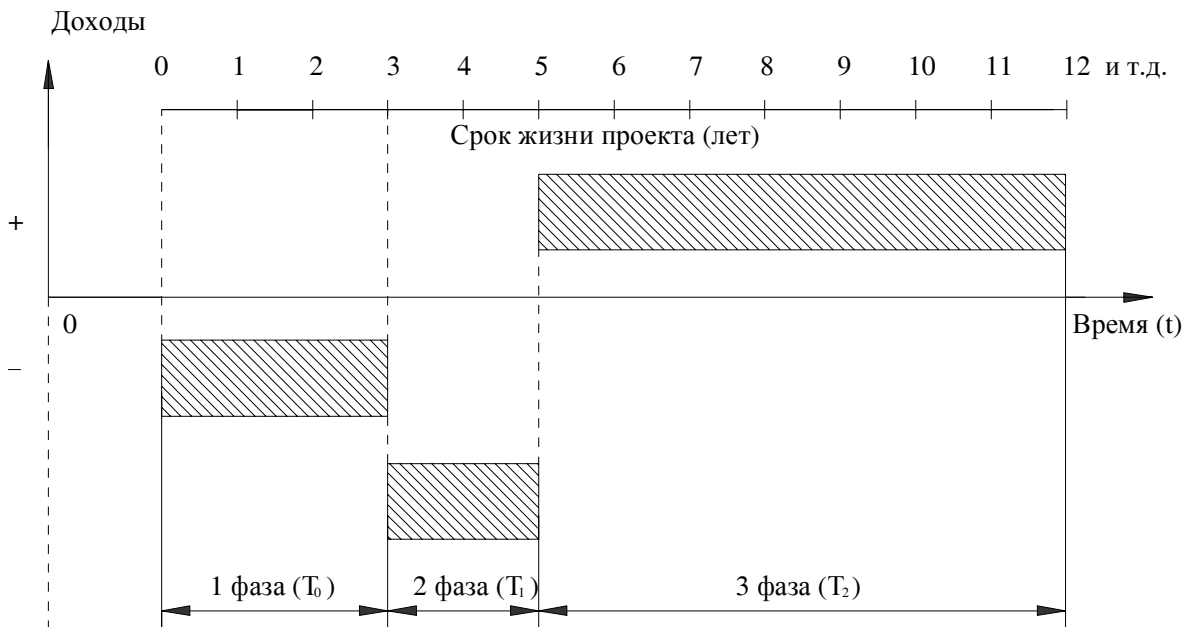
Таким образом, жизненный цикл проекта схем электроснабжения или инвестиционный цикл определяется как сумма указанных выше фаз:

$$T = T_0 + T_1 + T_2.$$

Источниками финансирования инвестиционной деятельности могут быть:

- Собственные финансовые ресурсы (прибыль, амортизационные отчисления, денежные накопления, сбережения);
- заёмные финансовые средства (банковские и бюджетные кредиты, облигационные займы);
- привлечённые финансовые средства инвестора (от продажи акций, паевые и другие взносы);
- денежные средства, централизуемые объединениями, предприятиями;
- инвестиционные ассигнования из государственных бюджетов, местных бюджетов и внебюджетных фондов.

В процессе эксплуатации схема электроснабжения должна окупить себя и регулярно приносить энергосистеме прибыль.



- 1 фаза - прединвестиционная (разработка и обоснование проекта);
- 2 фаза - инвестиционная;
- 3 фаза - эксплуатационная.

Рисунок 1 - График развития инвестиционного проекта

Традиционно выбор оптимального варианта схемы электроснабжения производится по критерию минимизации годовых приведённых затрат (Z_i) путём сравнения ряда вариантов технических решений при условии их энергетической и экономической сопоставимости по формуле:

$$Z_i = K_i p_n + C_i + Y_i \rightarrow \min, \quad (1)$$

где K_i - единовременные капитальные вложения i -го варианта схемы электроснабжения;

p_n - нормативный коэффициент экономической эффективности, принимаемый в энергетике равным 0,12;

C_i - эксплуатационные затраты i -го варианта;

Y_i - математическое ожидание ущерба для потребителей от перерывов в электроснабжении.

Для практического внедрения выбирался тот вариант из ряда сопоставляемых, который по годовым приведённым затратам был минимальным:

$$Z_1 < > Z_2 < > Z_3 \dots < > Z_n \rightarrow \min. \quad (2)$$

В современных условиях социально-экономической нестабильности, высокого уровня инфляции необходима определённая корректировка стандартизированных подходов и критериев оценки инвестиций на основе традиционных критериев приведённых затрат и срока окупаемости.

Исходным пунктом для такой корректировки является, во-первых, идея о том, что финансовые ресурсы, материальную основу которых составляют деньги, имеют временную ценность.

Так при уровне инфляции 10 процентов сегодняшние 10 млн. р. через год будут иметь покупательную способность лишь 9 млн. р.

Другими словами, то, что сегодня стоит 10 млн. р. через год будет стоить 11,1 млн. р. $(10 \cdot 10/9)$.

Во-вторых, в расчётах экономической эффективности должна учитываться степень риска возможной по разным причинам безвозвратной потери капитала.

В-третьих, деньги, как можно быстрее, должны делать новые деньги. То есть в рыночных условиях обостряется проблема ускорения оборачиваемости денежных средств как капитала.

Согласно [1] в основу корректировки финансовых средств на «фактор времени» должен быть положен дисконтирующий множитель, который определяется при приведении более поздних инвестиций к начальному моменту их вложения (приведение более «дешевых денег» к более дорогим) по формуле:

$$A_1 = \frac{1}{(1 + E_n)^t}, \quad (3)$$

а более ранних инвестиций к моменту пуска объекта в эксплуатацию (приведение более «дорогих» денег к более «дешевым») по формуле:

$$A_2 = (1 + E_n)^{T-t}, \quad (4)$$

где E_n - норма дисконтирования, принимаемая с учётом реального банковского процента рефинансирования, учитывающего инфляцию, риски и банковский процент на капитал;

t - шаг или порядковый год расчётного периода T , называемого горизонтом расчёта.

Дисконтирование, следовательно, - это приведение разновременных вложений капитала к реальной его стоимости на какой-либо момент времени с учётом инфляции, рисков и банковской нормы прибыли.

Для экономической оценки инвестиционных проектов используются следующие четыре показателя (критерия):

- 1) чистый дисконтированный доход - D ;
- 2) внутренняя норма доходности инвестиций - $E_{в.н.}$;
- 3) срок окупаемости инвестиций - $T_{ф.ок}$;
- 4) рентабельность инвестиций (индекс доходности) - I .

Чистый дисконтированный доход, приведённый к начальному моменту вложения инвестиций, определяется по формуле:

$$D = \sum_{t=1}^T \frac{P_t - Z_t}{(1 + E_n)^t}, \quad (5)$$

а приведённый к конечному моменту вложения инвестиций по формуле:

$$D = \sum_{t=1}^T (P_t - Z_t)(1 + E_n)^{T-t},$$

где $(P_t - Z_t)$ - текущая прибыль, получаемая как разница от результатов (доходов) - (P_t) и затрат (Z_t) от инвестиционной и эксплуатационной деятельности в t - м году.

Если величина D при расчётах будет положительной ($D > 0$), то проект считается экономически эффективным, если отрицательной ($D < 0$), то проект не эффективный.

Однако полученный результат, даже если он положительный, не даёт ответа на вопрос: большой это или малый доход?

Вполне может оказаться, что если бы инвестиции были вложены в другую сферу экономики (в банковский рост, в ценные бумаги и т.д.), то дали бы ещё больший доход.

Поэтому для достоверности оценки эффективности проекта определяется второй, сравнительный, критерий - внутренняя норма доходности инвестиций, по формуле:

$$\sum_{t=1}^{T_0+T_1} \frac{K_t}{(1 + E_{в.н.})^t} = \sum_{t=1}^{T_2} \frac{P_t - Z_t}{(1 + E_{в.н.})^t}, \quad (6)$$

где T_0 , T_1 и T_2 - соответственно продолжительность периодов проектирования (первая фаза), инвестирования (вторая фаза) и эксплуатации (третья фаза) схемы электроснабжения:

$$T_0 + T_1 + T_2 = T;$$

$E_{в.н.}$ - внутренняя норма доходности инвестиций;

K_t - инвестиции t - го года.

Значение $E_{в.н.}$ может быть определено с помощью ЭВМ методом итерации (подбора).

Сравнение значений $E_{в.н.}$ и E_n позволяет сделать вывод об эффективности инвестиций. Если $E_{в.н.} > E_n$, то усилия инвестора по реализации проекта следует считать экономически оправданными, если $E_{в.н.} < E_n$, то выгоднее не заниматься исследуемым делом, а вложить деньги в банк, в рост, несмотря на положительную величину D .

Фактический срок окупаемости инвестиций - это время от начала реализации проекта до момента, когда первоначальные вложения и текущие эксплуатационные затраты, связанные с реализацией инвестиционного проекта, покрываются суммарными результатами от его осуществления. Таким образом, фактический срок окупаемости равен целому числу лет от момента завершения инвестиций (или от момента разработки бизнес-плана) до последнего года, где чистый дисконтированный доход остаётся отрицательным (T_u), плюс часть года ($\Delta T_{ф.ок.}$) определяемые по формулам:

$$T_{ф.ок.} = T_u + \Delta T_{ф.ок.}; \quad (7)$$

$$\Delta T_{ф.ок.} = \frac{|D_t|}{|D_t| + D_{t+1}}, \quad (8)$$

где $|D_t|$ - абсолютная величина последнего отрицательного значения чистого дисконтированного дохода;

D_{t+1} - величина последующего после него положительного значения чистого дисконтированного дохода.

Наконец, четвёртый показатель экономической эффективности инвестиционных проектов, - рентабельность (индекс доходности) инвестиций, - определяется отношением приведённых доходов ($P_t - Z_t$) на момент осуществления инвестиций к приведённым на эту дату инвестиционным расходам (K_t):

$$I = \frac{\sum_{t=1}^{T_2} \frac{P_t - Z_t}{(1 + E_n)^t}}{\sum_{t=1}^{T_0+T_1} \frac{K_t}{(1 + E_n)^t}}. \quad (9)$$

Полученное значение индекса доходности инвестиций следует интерпретировать так: если $I=1$, то проект обеспечивает норму дисконта E_n . При других значениях I для получения рентабельности величину E_n надо умножить на I .

Конкретизируем общие доходы к оценке эффективности инвестиционных проектов схем электроснабжения путём последовательного рассмотрения методики определения затрат (Z_t) и результатов (P_t) от инвестиционной и эксплуатационной деятельности электрических сетей различного функционального назначения.

Как следует из этих методических указаний суммарные затраты на бизнес-проект (Z_t) будут определяться соответственно фазам инвестиционного цикла по формуле:

$$Z_t = Z_0 + Z_1 + Z_2, \quad (10)$$

где Z_0 - инвестиционные затраты на разработку бизнес-плана схемы электроснабжения;

Z_1 - инвестиционные затраты в здания, сооружения, оборудование, воздушные и кабельные линии и т.д.

Z_2 - эксплуатационные затраты, которые возникнут после пуска электрической сети в эксплуатацию.

Методика определения инвестиционных затрат изложена в п.п. 2.1 и 2.2 настоящих указаний.

Методика определения эксплуатационных затрат изложена в п. 2.3 указаний.

Методика расчёта результатов (доходов) от эксплуатационной деятельности (P_t) изложена в п.п. 3.2.1, 3.2.2, 3.2.3 указаний.

Методика обобщающего расчёта критериев экономической эффективности инвестиционного проекта схем электроснабжения изложена в п. 4 настоящих указаний.

2 Методика определения инвестиций и текущих эксплуатационных затрат при проектировании схем электрических сетей [2]

2.1 Определение инвестиций в разработку бизнес-плана проекта схемы электроснабжения

Эти затраты определяются укрупненно в размере 3-5 % от суммарных инвестиций в электрические сети (п. 2.2).

2.2 Определение инвестиций в электрические сети

В технико-экономических расчётах при курсовом и дипломном проектировании инвестиции определяются по укрупнённым показателям стоимости на отдельные элементы электроснабжения (1 км. воздушной или кабельной линии, трансформатор и т.д.) или по действующим ценам с добавлением стоимости строительно-монтажных работ и транспортно-заготовительных расходов.

Различают инвестиции (капитальные вложения):

а) *во вновь сооружаемые* элементы электроснабжения;

б) *в существующие* элементы электроснабжения (при реконструкции).

2.2.1 Инвестиции во вновь сооружаемые элементы электроснабжения.

Инвестиции во вновь сооружаемые элементы электроснабжения определяются в зависимости от вида энергетического объекта по действующим рыночным ценам, либо с помощью справочников [3] (раздел 49), [4] (раздел 10), скорректированных на величину текущей инфляции (цены полученные из этих справочников следует увеличивать в 50-60 раз).

2.2.1.1 Воздушные линии электропередачи напряжением 35 кВ и выше

Прямые инвестиции во вновь сооружаемые ЛЭП могут быть определены по удельным затратам на 1 км. линии:

$$K_{ЛЭП} = \sum_{i=1}^m (L_i K_{yi} K_{ki}) + L_n K_{nn} K_{nn} + K_{рем} + K_c, \quad (11)$$

где L_i - протяжённость участка линии при постоянных характеристиках материала, сечения провода, типа опор, геологических условий, км. (согласно исходным данным проекта);

L_n - то же просеки, км.;

- $K_{yi}; K_{mn}$ - соответственно удельная стоимость 1 км. ЛЭП, просеки, тыс.р./км. [3];
- $K_{ki}; K_{nn}$ - поправочные коэффициенты (территориально-климатические) соответственно на стоимость ЛЭП, просеки [3];
- $K_{рем}$ - стоимость ремонтных баз, линейных и монтерских пунктов с учётом необходимого оборудования и аварийного запаса материалов и запчастей, тыс.р. [3];
- K_c - дополнительные затраты на создание высокочастотной связи, тыс.р. [3].

2.2.1.2 Электрические подстанции 35 - 1150 кВ

Инвестиции в электрические подстанции могут быть определены по удельным затратам, отнесённые к 1 кВт. и 1 кВА их мощности, либо по укрупнённым показателям стоимости по формуле:

$$K_{n.см.} = \sum_{i=1}^e K_{mp.i} \Pi_{mp.i} + \sum_{j=1}^k K_{я.j} \Pi_{я.j} + \sum_{j=1}^p K_{k.j} \Pi_{k.j} + K_{пост.} + K_{ору} \quad (12)$$

- где $K_{mp.i}, K_{я.j}, K_{k.j}$ - соответственно расчётная стоимость трансформаторов, ячеек выключателей и компенсирующих устройств, тыс.р. [3], [4];
- $\Pi_{mp.i}, \Pi_{я.j}, \Pi_{k.j}$ - соответственно число трансформаторов, ячеек выключателей и компенсирующих устройств, ед.;
- e, k, p - соответственно количество подстанций, ед.;
- $K_{пост.}$ - постоянная часть затрат (тыс.р.) [3], [4];
- $K_{ору}$ - затраты на распределительные устройства (тыс.р.) [3].

Укрупнённые показатели стоимости распределительных устройств включают стоимость выключателей, отделителей, трансформаторов тока и напряжения, аппаратуры цепей управления, сигнализации, автоматики и релейной защиты, контрольных кабелей, ошиновки, металлоконструкций, фундаментов и связанных с их установкой строительными-монтажными работ. Для линейных ячеек при необходимости добавляются затраты на создание высокочастотной связи [3], [4].

Стоимостные показатели синхронных компенсаторов приведены в [3], [4] и включают собственную и расчётную стоимости.

В расчётную стоимость включены стоимости синхронного компенсатора, систем возбуждения и охлаждения, аппаратуры и трубопроводов газового и масляного хозяйств, пускового РУ, РУ 6 кВ, щита 380-220 В, комплектного

устройства управления, защиты и автоматики и вспомогательных устройств, токопроводов 6-10 кВ, силовых и контрольных кабелей насосной техводоснабжения, а также стоимость строительных и монтажных работ по сооружению зданий, фундаментов и установке оборудования.

Расчетная стоимость конденсаторных батарей [3], [4] включает стоимость оборудования, строительных и монтажных работ, связанных с установкой и присоединением конденсаторов, релейной защиты и контрольной аппаратуры. При этом в целях индустриализации монтажа компоновка батарей всех напряжений принята из укрупнённых блоков, состоящих из металлической cassette, в которой установлены конденсаторы.

Показатели стоимости шунтирующих реакторов и дугогасящих катушек приведены в [3], [4]. Они включают стоимость основного оборудования и расчетную стоимость, учитывающую, кроме того, стоимость вспомогательного оборудования, строительные и монтажные работы.

В постоянную часть затрат подстанции [3], [4] включены: общестанционный пункт управления, собственный расход, аккумуляторная батарея, вспомогательные здания, связь и телемеханика, маслосклад и маслотоки, маслоуловители, водопровод и канализация, наружное освещение, железнодорожный путь, озеленение и освоение площадки.

2.2.1.3 Промышленные электрические сети

Инвестиции в элементы электроснабжения промышленных предприятий определяются по [3], либо [4].

Укрупненные показатели стоимости составлены как для каждого отдельного элемента электроустановки (трансформатора, одной камеры РУ, одной панели щита, 1 км. кабеля или ЛЭП и т.д.), так и в целом на типовые трансформаторные подстанции (ТП), комплектные трансформаторные подстанции (КТП) со всем характерным для них набором электрооборудования, металлоконструкций и материалов, включая проводку вторичной коммуникации.

Контрольные и силовые кабели, соединяющие между собой различные элементы электроустановки, должны учитываться дополнительно по соответствующим таблицам для кабелей.

Стоимость заземления во всех случаях включена в стоимость элемента. Стоимость воздушных линий 1 и 6-35 кВ приведена для линий, сооружаемых в I районе климатических условий по степени гололедности и в ненаселенной местности. Для получения стоимости ЛЭП при строительстве во II-IV климатических районах следует на стоимость для I района вводить поправочные коэффициенты.

При строительстве ЛЭП в городских условиях и на участках промышленной застройки применяется поправочный коэффициент 1,52.

Инвестиции в воздушные линии определяются по формуле:

$$K_{в.л.} = \sum_{i=1}^m L_{в.л.i} K_{уд.в.i} K_{н.в.}, \quad (13)$$

где $L_{в.л.i}$ - протяжённость воздушной линии, км.;
 $K_{уд.в.i}$ - удельные затраты на 1 км. воздушной линии электропередачи;
 $K_{н.в.}$ - поясные коэффициенты.

Инвестиции в кабельные линии определяются по формуле:

$$K_{кл.} = \sum_{i=1}^m L_{кл.i} (K_{уд.к.i} K_{н.к.i} + K_{уд.с.i} K_{н.с.i}) + K_{дон}, \quad (14)$$

где $L_{кл.i}$ - протяжённость кабельной линии, км.;
 $K_{уд.к.i}, K_{уд.с.i}$ - соответственно удельные инвестиции на 1 км. кабельной линии и строительной части (траншеи, каналы и т.п.), определяемые по [3], [4].
 $K_{н.к.i}, K_{н.с.i}$ - соответственно поправочные поясные коэффициенты;
 $K_{дон}$ - дополнительные затраты на кабельные конструкции, наружное освещение и заземление, определяемые по [3], [4].
 m - количество кабелей.

Инвестиции в электрические подстанции определяются по формуле, аналогичной (12) с использованием [3], [4].

Подстанции в схемах электроснабжения промышленных предприятий нередко отличаются составом отдельных элементов (количеством ячеек, выключателей, конструкций и мощностью трансформаторов, средств компенсации) от типовых комплектных подстанций. В этих случаях, необходима корректировка стоимости проектируемых подстанций по формуле:

$$K_{н.ст.} = K_{н.ст.}^{mun} \pm \sum_{i=1}^e K_{мп.i} m_{мп.i} \pm \sum_{j=1}^k K_{я.j} m_{я.j} \pm \sum_{\gamma=1}^p K_{к.\gamma} m_{к.\gamma} \pm \Delta K_{ност} \quad (15)$$

где $K_{н.ст.}^{mun}$ - стоимость типовой подстанции;
 $m_{мп.i}, m_{я.j}, m_{к.\gamma}$ - соответственно количество недостающих (+) или излишних (-) элементов проектируемых подстанций по сравнению с типовыми (трансформаторов, ячеек выключателей, компенсирующих устройств);

$K_{доп}$ - дополнительная часть постоянных затрат проектируемых подстанций по сравнению с типовой.
Остальные обозначения даны в формуле (12).

2.2.2 Инвестиции в существующие элементы электроснабжения (при реконструкции)

Инвестиции в существующие элементы электроснабжения (при реконструкции) определяются по формуле:

$$K_p = K_в + K_c + K_д - K_n, \quad (16)$$

где $K_в$ - вновь вводимая часть инвестиций, определяемая по формулам (11) - (15);

K_c - инвестиции в существующие элементы электроснабжения, сохраняемые при реконструкции (определяются по их восстановительной стоимости неизношенной части):

$$K_c = K_{в.с} (1 - b \cdot t), \quad (17)$$

$$b \cdot t \leq 1$$

где $K_{в.с}$ - восстановительная стоимость, определяемая по укрупненным показателям, как и стоимость нового сооружения;

b - норма амортизационных отчислений, идущих на полное восстановление основных фондов (реновацию), в долях единицы;

t - время с начала эксплуатации до момента осуществления реконструкции, в годах;

$K_д$ - инвестиции в существующие элементы электроснабжения, ликвидируемые при демонтаже и реконструкции (определяются по восстановительной стоимости неизношенной части с прибавлением монтажа и демонтажа элементов, демонтируемых с действующих установок и не пригодных для дальнейшего использования (K_m) и вычетом ликвидационной стоимости (K_l);

$$K_д = K_{в.с} (1 - b \cdot t) + K_m - K_l, \quad (18)$$

$$b \cdot t \leq 1$$

K_n - инвестиции в существующие элементы электроснабжения, освобождаемые при реконструкции и пригодные для использования на других предприятиях (определяются по действующим ценам - K_u - за вычетом износа):

$$K_n = K_u (1 - b \cdot t), \quad (19)$$

$$b \cdot t \leq 1$$

2.3 Определение текущих эксплуатационных затрат при передаче и распределении электрической энергии

Ежегодные эксплуатационные затраты при передаче и распределении электроэнергии (C) определяются в соответствии с [2], [5], [8] по формуле (в рублях):

$$C = C_{\varepsilon} + C_{o.m} + C_{c.n} + C_{н.с} + C_{p.э} + C_{p.c} + C_a + C_{o.c} + C_{кр} + C_{об} + C_{пр}, \quad (20)$$

где C_{ε} - стоимость потерь электроэнергии (для случая, когда рассчитывается схема районной электрической сети (РЭС) или стоимость всей потреблённой электроэнергии (когда ведётся расчёт схемы электроснабжения промышленного предприятия или схемы собственных нужд электрической станции);

$C_{o.m}$ - фонд оплаты труда обслуживающего персонала;

$C_{c.n}$ - отчисления на социальные нужды от затрат на оплату труда обслуживающего персонала;

$C_{н.с}$ - отчисления на страхование от несчастных случаев на производстве;

$C_{p.э}$ - материальные затраты на ремонт элементов электроснабжения;

$C_{p.c}$ - затраты на ремонт строительной части;

C_a - амортизационные отчисления на полное восстановление (реновацию) от основных фондов;

$C_{o.c}$ - платежи по обязательному страхованию имущества предприятий;

$C_{кр}$ - затраты на оплату процентов по краткосрочным ссудам банков;

$C_{об}$ - общесетевые расходы;

$C_{пр}$ - прочие расходы (налоги, сборы во внебюджетные фонды, командировочные расходы, услуги связи, банков и т.д.).

Рассмотрим последовательно методику расчётов каждой составляющей эксплуатационных затрат.

2.3.1 Расчёт стоимости годовых потерь (потреблённой) электроэнергии

Потери мощности в электрических сетях, как правило, увеличивают максимум нагрузки и вызывают необходимость в дополнительной выработке электроэнергии. Это связано с вводом дополнительных генерирующих мощностей и расширением топливной базы в размере, необходимом для обеспечения выработки на электростанциях дополнительного количества электрической энергии. Поэтому стоимость годовых потерь электрической

энергии эквивалентна затратам на возмещение потерь мощности и энергии в электрических сетях.

Оценка стоимости потерь электрической энергии в курсовых и дипломных проектах производится:

а) для районных электрических сетей - по приведенным затратам, отнесенным на 1 кВт·ч. электрической энергии, отпущенной с шин электростанции и доставленной к потребителю [2];

б) для электрических сетей промышленных предприятий - по действующим тарифам за потерянные 1 кВт. мощности и 1 кВт·ч. электрической энергии, либо по значениям удельных стоимостей потерь активной мощности (электроэнергии) [2].

2.3.1.1 Расчёт стоимости потерь электрической энергии в районных электрических сетях (РЭС)

Стоимость потерь электрической энергии определяется по формуле:

$$C_9 = Z_9 \Delta W, \quad (21)$$

где Z_9 - приведённые затраты на 1 кВт·ч. потерь электрической энергии, р./кВт·ч.;

ΔW - годовые потери электроэнергии в кВт·ч., определяемые по соответствующим формулам в зависимости от вида электрических установок.

$$Z_9 = \left(\frac{K_{сн} p_n K_{эс} + C_{эс}}{T_2} + B_m Z_m \cdot 10^{-3} \right) \times \times K_n + \frac{p_n K_c + C_c}{T_2}, \text{ р./кВт·ч.} \quad (22)$$

где $K_{сн}$ - коэффициент, учитывающий расход электроэнергии на собственные нужды электростанций ($K_{с.н.}=1,03$);

K_n - коэффициент потерь энергии в сетях ($K_n=1,04$);

p_n - нормативный коэффициент экономической эффективности инвестиций ($p_n=0,12$);

$K_{эс}, K_c$ - удельные инвестиции на 1 кВт. установленной мощности в электростанцию и электрические сети (р./кВт·ч.);

$C_{эс}, C_c$ - удельные эксплуатационные затраты на 1 кВт·год электростанций и электрических сетей (р./кВт·год);

B_m - удельный расход условного топлива на 1 кВт·ч. (кг/кВт·ч.);

Z_m - замыкающие затраты на топливо, включающие затраты по добыче и транспортировке его к месту потребления (р./т.у.т.);

T_2 - годовое число часов работы энергопредприятий.

Удельные эксплуатационные затраты на 1 кВт·год по электростанциям определяются:

$$C_{эс} = a_a + a_{m.p} + a_{o.m} + a_{o.c}, \quad (23)$$

где a_a - амортизационные отчисления, определяемые по утверждённым нормам амортизации (приложение А);

$a_{m.p}$ - затраты на текущий ремонт ($a_{m.p} = 0,18 \cdot a_a$);

$a_{o.m}$ - затраты на оплату труда эксплуатационного персонала ($a_{o.m} = 15 \cdot c_{ш}$, где $c_{ш}$ - штатный коэффициент, принимаемый равным 0,24-0,28 чел./МВт.);

$a_{o.c}$ - общестанционные затраты:

$$a_{o.c} = 0,27(a_a + a_{m.p} + a_{o.m}). \quad (24)$$

Удельные эксплуатационные затраты на 1 кВт·год по электрическим сетям определяются:

$$C_c = a_c K_c, \quad (25)$$

где a_c - коэффициент эксплуатационных затрат (на амортизацию, ремонт и обслуживание) электрических сетей.

Расчёт стоимости потерь электрической энергии по этим формулам затруднителен из-за сложности получения точных исходных данных. Поэтому упрощённо с достаточно высокой степенью точности расчёт стоимости потерь можно произвести по формуле:

$$C_э = Z \cdot \Delta W, \quad (26)$$

где Z - действующий одно- или двухставочный тариф на электроэнергию, отпускаемую соответствующим потребителям р./кВт·ч. (приложение В);

ΔW - потери электроэнергии в проводах, трансформаторах и других устройствах электрических сетей, определяемые по соответствующим формулам учебников по электроснабжению (кВт·ч.).

2.3.1.2 Расчёт стоимости потерь (потреблённой) электрической энергии в сетях промышленных предприятий

Стоимость потерь или потреблённой (полезной и потерянной) электроэнергии в сетях промышленных предприятий определяется исходя из

действующих тарифов (Z) и потерь электроэнергии (ΔW) или всей потребленной электроэнергии (W) по формулам:

$$C_{\text{э}} = Z \cdot \Delta W ; \quad (26)$$

$$C_{\text{э}} = Z \cdot W . \quad (27)$$

Тариф на электрическую энергию представляет собой своеобразный вид отпускной цены - расчётную плату.

В силу существенных различий в структуре генерирующих мощностей и стоимости используемых энергоресурсов (КЭС, ТЭЦ, ГЭС, АЭС) себестоимость электрической энергии в отдельных энергосистемах различается в десятки раз (в пределах 1-50). Чтобы при этих условиях обеспечить каждой энергосистеме нормальный уровень рентабельности (по электроэнергии - 10 %, по теплу - 6,8 % к производственным фондам), необходимо отпускные цены устанавливать не едиными для всей страны (как в большинстве отраслей промышленности), а дифференцировать их по отдельным энергосистемам или их группам (поясам).

Кроме того, цены на энергию должны побуждать потребителей к уплотнению графиков нагрузки, к улучшению режимов работы энергооборудования. Достигается это применением цен, изменяющихся в зависимости от режима потребления энергии, называемых двухставочными тарифами.

Расчеты за производственное потребление электрической энергии осуществляются по тарифам (оптовым ценам промышленности) без налога на добавленную стоимость (НДС), а за непроизводственное (как предмета потребления) - по тарифам с учетом НДС (розничным ценам).

Тарифы за электрическую энергию по своей структуре подразделяются на одноставочные и двухставочные (приложение В). Одноставочные тарифы состоят только из платы за 1 кВт·ч. отпущенной потребителю активной электрической энергии, учтенной счетчиком.

По одноставочным тарифам электрическую энергию оплачивают следующие группы потребителей:

- промышленные и приравненные к ним потребители с присоединенной мощностью до 750 киловольт - ампер (кВА);
- электрифицированный железнодорожный транспорт (электротяга);
- электрифицированный городской транспорт (электротяга);
- оптовые потребители-перепродавцы (горсвет, ЖКО, предприятия, имеющие на своем балансе трансформаторы, электрические сети);
- производственные сельскохозяйственные потребители;
- предприятия общественного питания и торговли;
- непромышленные потребители (государственные и кооперативные учреждения, общественные организации, НИИ, больницы, вузы и др.);
- рабочие, сельские, дачные, садоводческие поселки и товарищества;
- население;
- духовные учебные заведения и учреждения религиозного культа.

В целях более полного использования потребителем заявленной мощности применяется двухставочный тариф. Значения одноставочных и двухставочных тарифов приведены в приложении В.

Двухставочный тариф состоит из годовой платы за 1 киловатт (кВт.) заявленной потребителем максимальной мощности, участвующей в максимуме нагрузки энергосистемы за месяц (α , р./кВт. в месяц) и платы за 1 киловатт·час (кВт·ч.) отпущенной потребителю активной электрической энергии (β , коп/кВт·ч.):

$$Z = \frac{\alpha \cdot 12}{T_m} + \beta \cdot 10^{-2} \text{ р./кВт·ч.}, \quad (28)$$

где T_m - время использования максимальной нагрузки энергосистемы, час.

Значения α и β см. в приложении В.

Под заявленной мощностью понимается абонированная потребителем наибольшая получасовая электрическая мощность, совпадающая с периодом максимальной нагрузки энергосистемы. Часы максимальной нагрузки энергосистемы устанавливаются энергоснабжающей организацией ежеквартально.

Плата за 1 кВт·ч. (β) установлена за отпущенную потребителю активную электрическую энергию, учтенную счетчиком на стороне первичного напряжения головного абонентского трансформатора. Если счетчик установлен на стороне вторичного напряжения, т.е. после головного трансформатора, то указанная в приложении В плата за 1 кВт·ч. отпущенной электроэнергии умножается на коэффициент 1,025.

По двухставочному тарифу рассчитываются промышленные и приравненные к ним потребители с присоединенной мощностью 750 кВА и выше. К ним относятся: крупные промышленные объединения и предприятия (заводы, комбинаты, шахты и др.), строительные организации, предприятия транспорта, материально-технического снабжения, связи, коммунально-бытового хозяйства и бытового обслуживания населения.

Расчеты с промышленными и приравненными к ним потребителями за электрическую энергию, расходуемую на освещение и прочие нужды зданий и помещений, не связанные с производством (жилой фонд, клубы, больницы, детсады) производятся по одноставочным тарифам, установленным для соответствующих групп потребителей.

С учетом сделанных выводов стоимость потерь электроэнергии для большинства промышленных предприятий при оплате по двухставочному тарифу определяется по формуле:

$$C_s = \Delta W \left(\frac{\alpha \cdot 12}{T_m} + \beta \cdot 10^{-2} \right). \quad (29)$$

Или с учетом того, что

$$\Delta W = \Delta P_M \cdot \tau_M \quad (30)$$

стоимость потерь электрической энергии составит:

$$C_9 = \Delta P_M \left(\frac{\alpha \cdot 12}{T_M} + \beta \cdot 10^{-2} \right) \cdot \tau_M \quad (31)$$

где ΔP_M - наибольшие потери активной мощности, кВт.;

ΔW - годовые потери активной энергии, кВт.ч.;

τ_M - годовое время максимальных потерь, час (приложение Б).

Стоимость потерь электрической энергии должна определяться с учетом скидок и надбавок к тарифу на электрическую энергию [7] за компенсацию мощности в электроустановках потребителей (кроме непромышленных, сельскохозяйственных потребителей, оптовых потребителей-перепродавцов), путем умножения ее на величину Π :

$$\Pi = 1 \pm \frac{\delta_{\Sigma}}{100}, \quad (32)$$

где δ_{Σ} - суммарная величина скидки (-) или надбавки (+) к тарифу в процентах (приложение Г).

2.3.2 Расчет фонда заработной платы обслуживающего персонала

Годовой фонд заработной платы ($C_{o.m}$) обслуживающего персонала, определяется как сумма основной (прямой - Φ_0) и дополнительной (доплат - D) заработной платы (включая стоимость продукции, выдаваемой работникам в порядке натуральной оплаты):

$$C_{o.m} = \Phi_0 + D. \quad (33)$$

Фонд основной заработной платы рабочих-сдельщиков определяется по формуле:

$$\Phi_{o.c.} = \sum_{i=1}^k t_{um.k} N_i Z_m, \quad (34)$$

где $t_{um.k}$ - норма штучно-калькуляционного времени на единицу продукции или работы, в часах;

N_i - объем выпуска продукции в абсолютном выражении (шт., т);

Z_m - часовая тарифная ставка для оплаты работы соответствующей сложности, р. (приложение Д);

k - количество видов работы или продукции.

Фонд основной заработной платы рабочих-повременщиков (почасовиков) определяется:

$$\Phi_{o.n} = \sum R_i F_g Z_m, \quad (35)$$

где R_i - количество рабочих-повременщиков, человек;

F_g - действительный (эффективный) фонд времени одного рабочего в год, час (принимается в пределах 1650-1700 час).

Фонд основной заработной платы рабочих-повременщиков, оплачиваемых по месячным тарифным ставкам, а также служащих (руководителей, специалистов и технических исполнителей) определяется по формуле:

$$\Phi_{o.o} = 12 \sum R_i M_i, \quad (36)$$

где M_i - месячная тарифная ставка или оклад работника, р. (приложение Е);

R_i - количество работников, человек.

Дополнительная заработная плата рабочих складывается из доплат до часового (D_q), дневного (D_d) и месячного (годового - D_m) фонда:

а) доплаты до часового фонда заработной платы (D_q), включающие премии сельщикам и повременщикам, доплаты не освобожденным бригадирам за руководство бригадой, за работу в ночное время, за обучение учеников, принимаются в размере 70-85 % основной заработной платы:

$$D_q = (0,70 - 0,85) \Phi_0. \quad (37)$$

Для предприятий, на которые распространяется действие районных коэффициентов к заработной плате (за отдаленность, безводность, высокогорность), - для района Урала обычно 1,15, - доплаты до часового фонда должны приниматься в размере 85-100 % прямого фонда, т.е.

$$D_q = (0,85 - 1,00) \Phi_0. \quad (38)$$

б) доплаты до дневного фонда (D_d), включающие доплаты подросткам за сокращенный рабочий день и кормящим матерям за перерывы внутри рабочего дня, учитываются в размере 2-3 % от часового фонда:

$$D_d = (0,02 - 0,03) (\Phi_0 + D_q). \quad (39)$$

в) доплаты до месячного фонда (D_m) включающие оплату очередного и дополнительного отпусков, выполнение государственных обязанностей,

выходных пособий мобилизованным в армию и поступившим в военные училища, учитываются в размере 4-6 % дневного фонда:

$$D_{.m} = (0,04 - 0,06)(\Phi_0 + D_u + D_o), \quad (40)$$

По завершении расчетов фондов заработной платы данные заносятся в таблицу (приложение Ж).

Для расчета фондов заработной платы необходимо знать численность обслуживающего персонала энергетических служб. Она определяется различными способами для энергетических служб промышленных предприятий и предприятий электрических и городских сетей исходя из трудоёмкости работ.

В курсовых и дипломных проектах, темой которых является разработка схем электроснабжения промышленных предприятий, расчеты численности сводятся к определению количества ремонтно-эксплуатационного персонала, осуществляющего планово-предупредительный ремонт и текущее обслуживание энергетического оборудования и сетей исходя из трудоёмкости работ.

В проектах, темой которых является разработка районных и городских электрических сетей, численность персонала определяется по укрупненным нормативам согласно приложениям Л-Т.

2.3.2.1 Промышленные предприятия

Количество рабочих на весь комплекс мероприятий системы планово-предупредительного ремонта (ППР) энергетического оборудования и промышленных сетей определяется по формуле:

$$R_{\text{ППР}} = \frac{T_{кр} + T_{тр} + T_o + T_n + T_{m.o}}{F_g K_{в.н}}, \quad (41)$$

где $T_{кр}, T_{тр}, T_o, T_n, T_{m.o}$ - годовая плановая трудоёмкость соответственно капитальных ремонтов, текущих ремонтов, осмотров, проверок и испытаний, технического обслуживания электроэнергетического оборудования, определяемая в соответствии с графиком планово-предупредительного ремонта (ППР) - приложение И;

$K_{в.н}$ - коэффициент выполнения норм для данной категории рабочих ($K_{в.н} = 1,1 - 1,2$).

Работы по изготовлению запасных частей, включая электрослесарные, связанные с изготовлением специальных электрощитов и других электросетевых устройств, планируются в составе трудоёмкости основных ремонтных работ.

Для определения трудоемкости ремонтных работ и работ по техническому обслуживанию электрооборудования и сетей разрабатывается план-график ППР по форме, приведенной в приложении *И*, в соответствии с нормативами [6]. Эти нормативы включают:

- структуру и продолжительность ремонтных циклов;
- типовые объемы работ по видам ремонта и техническому обслуживанию;
- нормы трудоемкости ремонтных работ, чел.-час.;
- нормы простоя электрооборудования из-за ремонта, час;
- нормы расхода материалов, запасных частей и комплектующих изделий.

Следует помнить, что приведенные в [6] нормы продолжительности ремонтного цикла и межремонтных периодов относятся к энергетическому оборудованию, работающему в две смены. При другой сменности работ вводятся поправочные коэффициенты согласно приложению *К*.

2.3.2.2 Предприятия районных электрических сетей (РЭС)

По нормативам численности рабочего персонала (приложения *Л, М, Н, П, Р, С, Т*) определяется персонал, осуществляющий:

- ремонт, эксплуатацию и оперативное обслуживание основного оборудования сетей;
- обслуживание релейной защиты, автоматики и телемеханики;
- работы по изоляции и защите от перенапряжений;
- обслуживание механизации, транспорта, механических мастерских;
- строительные работы на подстанциях;
- материально-техническое снабжение;
- функции, относящиеся к административно-управленческому и младшему обслуживающему персоналу.

Распределение персонала по функциям и структурным подразделениям производится согласно приложению *Ц*.

Округлению до целого числа подлежит суммарная численность персонала.

Численность служащих предприятия электрических сетей определяется согласно приложению *Т* и включает в себя административно-управленческий и инженерно-технический персонал производственных подразделений.

Численность административно-управленческого персонала в общей численности служащих составляет 3-6 % от суммарной численности персонала предприятия (рабочих, служащих). Сюда относятся: директор, главный инженер, их заместители, инженеры по технике безопасности и эксплуатации, работники бухгалтерии, планово-экономической, производственно-технической служб, инженер по НОТ и др.

При подсчете численности персонала согласно приложениям *Л-С* вводятся поправочные коэффициенты K_1, K_2, K_3 , величины которых зависят:

- K_1 - от температурной зоны, районирования по гололеду, наличия гор и т.д. Величина его равна: для Оренбургской области и Башкортостана - 1,11, для Самарской и Челябинской областей - 1,12;

K_2 - от плотности электрических сетей, т.е. физических объемов оборудования (расчетной численности персонала), приходящихся на 1000 квадратных метров. Коэффициент K_2 определяется по приложению У;

K_3 - от объема групп оборудования (расчетной численности персонала и коэффициента K_1 , - приложение Ф).

Интегральный поправочный коэффициент (K_4) рассчитывается как произведение коэффициентов K_1, K_2, K_3 :

$$K_4 = K_1 K_2 K_3.$$

Все расчеты сводятся в таблицу (приложение X), а полученная в результате численность распределяется по функциям обслуживания и структурным подразделениям согласно приложению Ц.

2.3.3 Расчет отчислений на социальные нужды (социального налога)

Отчисления на социальные нужды принимаются равными 26 % от фонда заработной платы.

2.3.4 Расчёт отчислений на страхование от несчастных случаев на производстве

Эти отчисления принимаются равными 5-6 % от фонда заработной платы.

2.3.5 Расчет материальных затрат на ремонт электрооборудования

Материальные затраты на ремонт электрооборудования и электрических сетей ($C_{пэ}$) складываются из следующих затрат: материалов (C_m), запасных частей (C_3) и комплектующих изделий ($C_{ки}$):

$$C_{пэ} = C_m + C_3 + C_{ки}, \quad (42)$$

Расчет потребности необходимого на год количества материалов для каждого вида оборудования электрических сетей производится по формуле [6]:

$$C_m = 0,01 \cdot C_i \left(P_{то} T_{то} + P_{тр} T_{тр} \right), \quad (43)$$

где $P_{то}, P_{тр}$ - норма расхода материалов на 100 человеко-часов трудоемкости соответственно технического обслуживания и текущего ремонта данного вида электрооборудования [6];

$T_{то}, T_{тр}$ - годовая плановая трудоемкость технического обслуживания и текущего ремонта данного вида оборудования (из графика ППР - приложение И);

C_i - отпускная цена единицы материалов (р./м; р./кг).

Потребность в материалах, запасных частях, комплектующих изделиях и электрооборудования определяется на основании годового плана-графика ППР (планово-предупредительного ремонта) и зависит от количества запланированных физических единиц оборудования, подвергаемых тому или иному виду ремонта [6].

Расчёты материальных затрат удобно производить с помощью расчётных таблиц, приведенных в приложениях III, IV.

2.3.6 Расчёт затрат на ремонт строительной части объектов электроснабжения

Годовые затраты на ремонт строительной части электрических сетей, включающие трудовые и материальные затраты, принимаются равными 1,0 % от её первоначальной стоимости, составляющей примерно 25 % всех инвестиций, т.е.

$$C_{p.c} = 0,01 \cdot 0,25 \cdot K_i, \quad (44)$$

2.3.7 Расчёт амортизационных отчислений

Годовая величина амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов (C_a) определяется по формуле:

$$C_a = C_{об} + C_{э.с} = \frac{K_{об} P_{об}}{100} + \frac{K_{э.с} P_{э.с}}{100}, \quad (45)$$

где $C_{об}$, $C_{э.с}$ - амортизационные отчисления на реновацию электрооборудования и электрических сетей, р./год;

$K_{об}$, $K_{э.с}$ - инвестиции в электрооборудование и электрические сети, р.;

$P_{об}$, $P_{э.с}$ - нормы амортизационных отчислений на реновацию соответственно оборудования и электрических сетей, % (приложение А).

2.3.8 Расчёт платежей по обязательному страхованию имущества

Эта составляющая издержек производства определяется в размере 0,15 % от инвестиций, т.е.:

$$C_{o.c} = 0,0015 \cdot K_i. \quad (46)$$

2.3.9 Расчёт затрат на оплату процентов по краткосрочным ссудам банков

Величина этих затрат определяется по формуле:

$$C_{к.р} = 0,5\Phi_p (C_{o.m} + C_{с.н} + C_{н.с} + C_{р.э} + C_{р.с}), \quad (47)$$

где Φ_p - банковская ставка рефинансирования в долях единицы, учитывающая инфляцию, риски и банковский процент на капитал (8-12 % в год).

2.3.10 Расчёт общесетевых затрат

Общепроизводственные (общесетевые) затраты принимаются укрупненно равными 1,0 % от инвестиций.

2.3.11 Расчёт прочих затрат

Величина этих затрат принимается равной 3 % от фонда заработной платы и отчислений от него.

Таким образом, годовые эксплуатационные затраты определяются как сумма п.п. 2.3.1 - 2.3.11 согласно формуле (20).

2.4 Определение математического ожидания ущерба от перерывов в электроснабжении [7]

Вероятная величина ущерба от перерывов в электроснабжении определяется по формуле:

$$Y_i = Y_{y\delta} \cdot P_{cp} \cdot h \cdot q, \quad (48)$$

где $Y_{y\delta}$ - стоимость 1 кВт·ч. ущерба от перерывов в электроснабжении [7], таблица 6.36;

P_{cp} - среднегодовая мощность потребителей;

h - вероятное число часов на отыскание повреждения и восстановление электроснабжения (определяется путём суммирования продолжительности отключения ЛЭП, трансформаторов и выключателей по [7], таблица 6.37);

q - коэффициент режима работы электроустановок:

$$q = \frac{T_1}{T_2},$$

где T_m - время максимальных нагрузок, час.;

T_2 - 8760 час.

В окончательном виде приведённые эксплуатационные затраты, закладываемые в расчёт критериев экономической эффективности инвестиционного проекта схемы электроснабжения, определяются по формуле:

$$C_{np} = C_i + Y_i, \quad (49)$$

где C_i - годовые эксплуатационные затраты, определяемые по формуле (20);

Y_i - математическое ожидание ущерба от перерывов в электроснабжении.

3 Особенности методики расчёта экономической эффективности инвестиционного проекта схем электроснабжения различного функционального назначения

Как следует из п. 1 настоящих методических указаний в основе критериев экономической эффективности инвестиционных проектов схем электроснабжения лежит дисконтированная, т.е. «очищенная» от инфляции и рисков прибыль, получаемая как разница между дисконтированными доходами (P_t) и дисконтированными затратами от проектной, инвестиционной и эксплуатационной деятельности сетевых предприятий [1].

Остановимся более подробно на особенностях методики расчёта этих показателей для схем электроснабжения различного функционального назначения.

3.1 Особенности расчёта затрат инвестиционного проекта

Методика расчёта затрат подробно изложена в п.п. 2.1, 2.2, 2.3 и 3.1 настоящих указаний.

Следует, однако, учесть следующие особенности этих расчётов:

1) при экономическом обосновании эффективности РЭС в эксплуатационных затратах (формула 20) отражается стоимость не всей, а только потерянной в сетях электроэнергии;

2) при расчётах эффективности схем электроснабжения промышленных предприятий в эксплуатационных затратах (формула 20) учитывается стоимость всей потреблённой предприятием (полезной и потерянной) электроэнергии по действующему покупному тарифу;

3) при расчётах эффективности схем электроснабжения собственных нужд электростанций в формуле (20) отражается стоимость также всей потреблённой (полезной и потерянной) электроэнергии, но по себестоимости её производства на этой электростанции.

В таблице 1 дана матрица расчёта потока денежных средств от инвестиционной и эксплуатационной деятельности электрических сетей. Эксплуатационные затраты и доходы здесь для точности расчётов следует рассчитывать для каждого года соответственно текущим изменениям цен, нормативов, - норм на топливо, оплату труда, амортизацию, ремонт и т.д. Однако на учебном уровне при выполнении курсовых и дипломных работ все эти изменения спрогнозировать невозможно. Поэтому для упрощения расчётов принята следующая условность: эксплуатационные затраты и доходы определяются расчётно только для первого эксплуатационного года, а в последующие годы эксплуатационные затраты индексируются с ростом в 3 % (индекс 1,03), доходы с ростом 5 % (индекс 1,05).

Таблица 1 – Поток реальных денежных средств от проектной (T_0), инвестиционной (T_1) и эксплуатационной (T_2) деятельности электрических сетей

Статьи доходов и затрат		Горизонт расчёта T , его фазы и годы															
		T_0	Инвестиционная T_1			Эксплуатационная T_2											
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	20	21
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	15	17	
1 Доходы от реализации электроэнергии	P_t	-	-	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	
2 Затраты:	Z_t																
2.1 на проектирование электросети (разработку бизнес-плана)	$Z_{пр}$	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
2.2 на строительство сети	$Z_{стр}$	-	+	+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
2.3 на создание оборотного капитала	$Z_{об}$	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	
2.4 на эксплуатацию сети:	$Z_{тэ}$	-	-	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	
2.4.1 стоимость потерь электроэнергии	$C_э$	-	-	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	
2.4.2 затраты на оплату труда	$C_{о.т}$	-	-	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	
2.4.3 отчисления на социальные нужды	$C_{с.н}$	-	-	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	
2.4.4 отчисления на страхование от несчастных случаев	$C_{н.с}$	-	-	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	
2.4.5 амортизационные отчисления	C_a	-	-	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	
2.4.6 затраты на ремонт оборудования	$C_{р.э}$	-	-	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	
2.4.7 затраты на ремонт строительной части	$C_{р.с}$	-	-	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2.4.8 отчисления на обязательное страхование имущества	$C_{o.c.}$	-	-	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+
2.4.9 оплата процентов за краткосрочный кредит	$C_{кр.}$	-	-	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+
2.4.10 общесетевые расходы	$C_{об}$	-	-	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+
2.4.11 прочие расходы	$C_{пр}$	-	-	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Ликвидационная стоимость	$P_{ли}$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	+
Итого реальный поток денежных средств по годам	$\frac{P_t - Z_t}{(1 + E_n)^t}$	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+

3.2 Особенности расчёта доходов (результатов) и текущей прибыли инвестиционного проекта

Доходы инвестиционного проекта на стадиях разработки бизнес-плана (T_0) и инвестирования (T_1) будут равны нулю, т.к. здесь речь может идти только о затратах.

Доходы инвестиционного проекта на эксплуатационной фазе (T_2) определяются по-разному в зависимости от функционального назначения электрических сетей.

3.2.1 Расчёт доходов и текущей прибыли РЭС

Доходы РЭС определяются как выручка от продажи потребителям электроэнергии по действующим тарифам по формуле:

$$P_{РЭС} = S_{полн} \cdot T_2 \cdot Z \cdot d_{РЭС} \cdot K_c = W \cdot Z \cdot d_{РЭС} \cdot K_c, \quad (50)$$

где $S_{полн}$ - полная установленная мощность трансформаторов РЭС, кВ·А;
 T_2 - годовое время включения электроустановок РЭС, час;
 K_c - коэффициент спроса;
 Z - тариф на электроэнергию для потребителей РЭС, р./кВт·ч.;
 $d_{РЭС}$ - доля РЭС в отпускном тарифе на электроэнергию в зависимости от структуры генерирующих мощностей, питающих РЭС, вида топлива на электростанциях, состояния сетей, принимаемая равной (0,25-0,45).

В дальнейшем для расчёта критериев эффективности проекта, полученные валовые доходы корректируются на величину налогов, включаемых в себестоимость электроэнергии, а именно: налога на добавленную стоимость (НДС) и налога на имущество.

НДС принимается в размере 18 % от добавленной стоимости (ДС). Добавленная стоимость – это сумма фонда заработной платы с отчислениями на социальные нужды и на социальное страхование от несчастных случаев на производстве и прибыли.

Налог на имущество составляет 2,2 % от остаточной стоимости имущества (при средней норме амортизации ЛЭП и подстанций 6-7 % в год, остаточная стоимость имущества ежегодно уменьшается в 1,06-1,07 раза).

Пример 1: Определить годовой доход от эксплуатации РЭС при следующих данных : $S_{полн}=114,92$ МВт.; $T_c=4964,4$ час; $Z=1,927$ р./кВт·ч.; $d_{РЭС}=0,42$; $K_c=0,952$

Отсюда доходы первого года эксплуатации РЭС составят:

$$P_{1РЭС} = 114,92 \cdot 10^3 \cdot 4964,4 \cdot 1,927 \cdot 0,42 \cdot 0,952 = \\ = 439,6 \text{ млн.р.}$$

В остальные годы эксплуатационной фазы доходы определяются путём индексирования доходов первого года на 1,05, т.е. для второго года:

$$P_{2РЭС} = 439,6 \cdot 1,05 = 461,9 \text{ млн.р.},$$

для третьего:

$$P_{3РЭС} = 439,7 \cdot (1,05)^2 = 484,8 \text{ млн.р.}$$

и т.д.

Отсюда текущая прибыль РЭС определяется как разница доходов каждого года (P_t) за вычетом эксплуатационных затрат в этих годах (C_t) и налогов (H_t):

$$П_{tРЭС} = P_{tРЭС} - C_{tРЭС} - H_{tРЭС} . \quad (51)$$

3.2.2 Расчёт доходов и текущей прибыли схем электроснабжения промышленных предприятий

В отличие от РЭС, юридически самостоятельных организаций, передающих электроэнергию от генерирующих электростанций, распределяющих и реализующих её между отдельными потребителями, промышленные электрические сети принадлежат самим потребителям. Эти сети питают отдельные электроприёмники для производства определённой продукции и затраты по их содержанию, обслуживанию и ремонту полностью ложатся на себестоимость выпускаемой продукции. Поэтому доходы от

эксплуатации промышленных сетей (P_m) могут рассматриваться опосредствовано как часть доходов, получаемых промышленными предприятиями от производства и реализации выпускаемой продукции (Q_i), пропорциональную доле затрат на электроэнергию (d_i) в стоимости (цене - C_i) или в себестоимости (S_i) этой продукции:

$$P_m = \sum_{i=1}^n Q_i \cdot C_i \cdot d_i \quad (52)$$

или

$$P_m = \sum_{i=1}^n C_{np} (1 + P_i + НДС_i), \quad (53)$$

где дополнительно:

C_{np} - текущие эксплуатационные затраты предприятия на содержание и обслуживание схемы электроснабжения с учётом всей потреблённой электроэнергии (49);

P_i - рентабельность продукции i -го наименования в долях единицы;

$НДС_i$ - налог на добавленную стоимость по отношению к полной себестоимости продукции в долях единицы;

n - ассортимент продукции.

Отсюда текущая прибыль от эксплуатации промышленных сетей определяется аналогично формуле (51):

$$\Pi_m = P_m - C_m - H_n, \quad (54)$$

где C_m - эксплуатационные затраты промышленной электрической сети, рассчитанные по формуле (20) с учётом стоимости всей потреблённой (полезной и потерянной) электроэнергии по действующему покупному тарифу;

H_n - налоги, включаемые в себестоимость продукции (НДС и налог на имущество).

Пример 2: Определить годовой доход и текущую прибыль от эксплуатации схемы электроснабжения кабельного завода при следующих данных:

- годовой объём выпуска кабельной продукции в условном исчислении (Q_i) - 898,5 тыс.м.;

- отпускная цена потребителям одного условного метра кабеля (C_i) - 900 р./м.;

- доля эксплуатационных затрат завода по содержанию и обслуживанию схемы электроснабжения (d_i) - 12,5 %;

- максимальная активная электрическая мощность (P_{max}) схемы электроснабжения завода – 8867 кВт.;

- время использования максимальной мощности (для электротехнической промышленности), (T_{max}) - 4791 час;
- годовые эксплуатационные затраты на содержание и обслуживание схемы электроснабжения завода с учётом ущерба и потерь электроэнергии (C_{np}) - 5232,75 тыс.р.;
- годовые потери электроэнергии ($\Delta C_э$) - 379,13 тыс.р.;
- двухставочный тариф на электроэнергию (Z) - 1,61 р./кВт·ч.;
- норма рентабельности кабельной продукции по отношению к её себестоимости (P_i) - 25 %;
- налог на добавленную стоимость (по отношению ко всей себестоимости) -13 %.

Отсюда:

Согласно формуле (52) годовой валовой доход кабельного завода от эксплуатации схемы электроснабжения составит:

$$P_m = 898,5 \cdot 900 \cdot 0,125 = 101,08 \text{ млн.р.}$$

Тот же результат получаем при использовании формул (49), (53) и подпункта 2) п. 3.1:

$$\begin{aligned} C_{np} &= 5232,75 - 379,13 + 8867,00 \cdot 4791,00 \cdot 1,61 = \\ &= 73,25 \text{ млн.р.} \end{aligned}$$

$$P_m = 73,25 \cdot (1 + 0,25 + 0,13) = 101,08 \text{ млн.р.}$$

Текущая прибыль (с налогами) для первого года эксплуатации схемы составит:

$$П_n = 101,08 - 73,25 = 27,83 \text{ млн.р.}$$

3.2.3 Расчёт доходов и текущей прибыли схемы электроснабжения собственных нужд электростанций

Схему электроснабжения собственных нужд электростанций следует рассматривать в качестве подразделения (цеха, участка), способствующего общей цели электростанций - производству электрической и тепловой энергии. Поэтому доход от этой схемы является долей общего дохода электростанций, пропорциональной доле затрат на содержание и обслуживание этой схемы в общих затратах электростанций.

Доход от эксплуатации схемы электроснабжения собственных нужд электростанций определяется по формуле:

$$P_{ic.n.} = P_{max} \cdot T_{max} \cdot Z \cdot d_{э.с} \cdot d_{с.н.} \cdot K_c, \quad (55)$$

- где P_{max} - максимальная мощность электростанции, кВт.;
- T_{max} - время использования максимума нагрузки генерирующих мощностей электростанции, час;
- Z - величина полного тарифа на электроэнергию в энергосистеме, р./кВт.ч.;
- $d_{э.с.}$ - доля электростанции в отпускном тарифе на электроэнергию, ед.;
- $d_{с.н.}$ - доля потребления электроэнергии собственными нуждами в общем её производстве на электростанции, ед.;
- K_c - коэффициент спроса.

Тот же доход можно определить по более упрощённой формуле:

$$P_{т.н.} = P'_{max} \cdot T_{max} \cdot Z \cdot d_{э.с.} \cdot K_c, \quad (56)$$

где P'_{max} - максимальная мощность собственных нужд электростанции.

Пример 3: Определить доход и текущую прибыль от эксплуатации схемы 2-ой очереди собственных нужд Каргалинской ТЭЦ при следующих данных:

- установленная максимальная мощность электростанции (P_{max}) - 320 МВт.;
- установленная максимальная мощность собственных нужд электростанции (P'_{max}) - 22,26 МВт.;
- время использования максимума нагрузки (T_{max}) - 7200 час;
- отпускной тариф на электроэнергию в энергосистеме (Z) - 1,96 р./кВт.ч.;
- доля электростанции в отпускном тарифе на электроэнергию ($d_{э.с.}$) - 0,3;
- доля потребления электроэнергии собственными нуждами в общем её производстве на электростанции ($d_{с.н.}$) - 0,0695;
- коэффициент спроса - 0,8;
- себестоимость производства 1 кВт.часа электроэнергии на электростанции ($S_{э.с.}$) - 0,35 р./кВт.ч.;
- затраты на содержание и обслуживание собственных нужд в год ($C_{с.н.}$) - 1,91млн.р.;
- стоимость потерь электроэнергии в сетях собственных нужд ($C_{ном}$) - 0,36 млн.р..

Отсюда доходы от эксплуатации схемы собственных нужд Каргалинской ТЭЦ по формуле (55) составляют:

$$P_{т.н.} = \frac{320 \cdot 10^3 \cdot 7200 \cdot 1,96 \cdot 0,3 \cdot 0,0695 \cdot 0,8}{10^6} = 75,4 \text{ млн. р.}$$

Или те же доходы по формуле (56):

$$P_{т.н.} = \frac{22,26 \cdot 10^3 \cdot 7200 \cdot 1,96 \cdot 0,3 \cdot 0,8}{10^6} = 75,4 \text{ млн. р.}$$

Эксплуатационные затраты с учётом потреблённой электроэнергии по формуле (49) составят:

$$C_i = \frac{(7200 \cdot 22,26 \cdot 0,350 + 1910 - 360) \cdot 10^3}{10^6} = 57,7 \text{ млн. р.}$$

Текущая прибыль (с налогами) от эксплуатации схемы собственных нужд электростанции в первом эксплуатационном году составят:

$$П_{с.н.} = 75,4 - 57,7 = 17,7 \text{ млн. р.}$$

4 Расчёт показателей (критериев) экономической эффективности инвестиционных проектов схем электроснабжения

Расчёт показателей эффективности согласно формулам (5), (6), (7), (9) удобно вести по следующей форме (таблица 2).

Расчёт налога на добавленную стоимость (НДС) производится по форме (таблица 3).

Расчёт налога на имущество производится по форме (таблица 4).

По результатам расчётов таблицы 2 составляется Сводная таблица критериев экономической эффективности инвестиционного проекта схемы электроснабжения (таблица 5), Сводная таблица экономических показателей эффективности (таблица 6) и делается вывод об эффективности инвестиционного проекта.

Таблица 2 – Расчёт показателей экономической эффективности инвестиционного проекта создания (реконструкции) схемы электроснабжения (млн.р.)

Показатели		Обозначения	Источник расчёта (в методических указаниях)	Инвестиционный цикл T , его фазы и годы												
				T_0			T_1									T_2
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	и т.д.	
1. Доходы	Индекс 1,05	-	-	-	-	-	1,00	1,05	1,10	1,16	1,22	1,28	1,34	1,41	1,48	
	млн.р.	P_t	п. 3.2													
2. Затраты с учётом ущерба	индекс 1,03	-		-	-	-	1,00	1,03	1,06	1,09	1,12	1,16	1,20	1,24	1,27	
	млн.р.	Z_t	п.п. 2.1, 2.2, 2.3, 3.1													
3. Текущая прибыль (п.1-п.2)		P_t														
4. Норма дисконта			Задание на проект													
5. Дисконтированные затраты по годам (из п.2)		$\frac{Z_t}{(1 + E_n)^t}$														
6. Налоги, включаемые в себестоимость. Всего:		H														
в том числе:																
- налог на добавленную стоимость НДС		$H_{НДС}$	таблица 3													
- налог на имущество		$H_{им.}$	таблица 4													
7. Текущая прибыль без налогов (п.3-п.6)		$P_{т.н}$														

Продолжение таблицы 2

8. Прибыль, остающаяся в распоряжении предприятия (76 % от п.7)	$P_{t,n}$													
9. Амортизация (п.2.3.7) с индексацией на 1,03	A_z	п. 2.3.7												
10. Сальдо прибыли и амортизации (п.8+п.9)	P_c													
11. Дисконтированная прибыль по годам (из п. 10)	$\frac{P_c}{(1 + E_n)^t}$													
12. Чистый дисконтированный доход (сумма п. 11)	D	формула (5)												
13. Внутренняя норма доходности, ед.	$E_{в.н.}$	формула (6)												
14. Срок окупаемости инвестиций, год	$T_{ср.ок.}$	формула (7)												
15. Рентабельность инвестиций, ед.	P_u	формула (9)												

Таблица 3 – Расчёт налога на добавленную стоимость

Показатели	Годы эксплуатационной фазы T_2								
	4	5	6	7	8	9	10	11	и т.д.
1 Фонд заработной платы с отчислениями на социальные нужды и на страхование от несчастных случаев на производстве с индексацией на 1,03 (п.п. 2.3.2, 2.3.3, 2.3.4)									
2 Текущая прибыль (п. 3, таблица 2)									
3 Всего добавленная стоимость (п. 1 +п.2)									
4 Налог на добавленную стоимость (НДС) (18 % от п.3)									

Таблица 4 – Расчёт налога на имущество

Годы эксплуатационной фазы, T_2	Полная стоимость основных фондов (п. 2.2)	Остаточная стоимость основных фондов (ежегодно с уменьшением в 1,06 раза)	Налог на имущество (2,2 % от остаточной стоимости)
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			
11			
и т.д.			

Таблица 5 – Критерии экономической эффективности инвестиционного проекта схемы электроснабжения.....
(какого предприятия)

Критерии (показатели) эффективности	Значение показателей		Вывод об эффективности
	По расчёту	По нормативу	
1 Чистый дисконтированный доход, D , млн.р.		> 0	Проект эффективен (не эффективен)
2 Внутренняя норма доходности инвестиций, $E_{в.н.}$, ед.			Проект эффективен (не эффективен)
3 Фактический срок окупаемости инвестиций, год		< 8	Проект эффективен (не эффективен)
4 Рентабельность инвестиций, ед.			Проект эффективен (не эффективен)

Таблица 6 – Сводная таблица экономических показателей эффективности инвестиционного проекта создания (реконструкции) схемы электроснабжения(млн.р.)

(какого предприятия)

Показатели	Значение показателей
<p>1 Инвестиции</p> <p>2 Текущие эксплуатационные затраты. Всего в том числе:</p> <p>2.1 Стоимость потерь электроэнергии (стоимость потреблённой электроэнергии)</p> <p>2.2 Фонд заработной платы обслуживающего персонала</p> <p>2.3 Отчисления на социальные нужды (социальный налог)</p> <p>2.4 Отчисления на страхование от несчастных случаев на производстве</p> <p>2.5 Материальные затраты на ремонт элементов электроснабжения</p> <p>2.6 Затраты на ремонт строительной части</p> <p>2.7 Амортизационные отчисления на реновацию</p> <p>2.8 Платежи по обязательному страхованию имущества</p> <p>2.9 Затраты на оплату процентов по краткосрочным кредитам банков</p> <p>2.10 Общесетевые расходы</p> <p>2.11 Прочие расходы</p> <p>3 Ущерб от перерывов в электроснабжении</p> <p>4 Годовые приведённые затраты</p> <p>5 Показатели экономической эффективности инвестиционного проекта</p> <p>5.1 Чистый дисконтированный доход</p> <p>5.2 Внутренняя норма доходности, ед.</p> <p>5.3 Фактический срок окупаемости инвестиций, год</p> <p>5.4 Рентабельность инвестиций, ед.</p>	
<p>Вывод: расчёты показывают, что инвестиционный проект создания (реконструкции) схемы электроснабжения....., (какого предприятия) экономически эффективен (не эффективен), потому что чистый дисконтированный доход положителен (отрицателен) (.....), внутренняя норма доходности инвестиций больше (меньше) нормы дисконта (.....), а фактический срок окупаемости инвестиций меньше (больше) норматива (.....).</p>	

5 Графическая часть в дипломном проектировании

По окончании технико-экономических расчётов студент должен на листе ватмана сделать Сводную таблицу экономических показателей инвестиционного проекта схемы электроснабжения по форме (таблица 6), а также по указанию консультанта по экономической части - поясняющие графики и диаграммы.

Список использованных источников

1 Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов: утв. Минэкономики РФ 21.06.99 г. – № ВК 477. – М., 421 с.

2 Кравченко, Н.Ф. Экономика и маркетинг электроснабжения: методические указания к курсовому и дипломному проектированию для студентов специальности "Электроснабжение промышленных предприятий" / Н.Ф. Кравченко. – Оренбург, 2000. – 98 с.

3 Электротехнический справочник: в 3 т. /Под ред. И.Н. Орлова. – 7-е изд. – М., 1988. – 3 т., книга первая, раздел 49. – 880 с.

4 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат., 1989. – 608 с.

5 Положение о составе затрат по производству и реализации продукции (работ, услуг), включаемых в себестоимость продукции: утв. Постановлением Правительства РФ 5 августа 1992. – №552

6 Афанасьев, Н.А. Система технического обслуживания и ремонта оборудования энергохозяйств промышленных предприятий / Н.А. Афанасьев, М.А. Юсипов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 527 с.

7 Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей: учебное пособие / под ред. В.М. Блок. – М.: Высшая школа, 1990. – 383 с.

8. Самсонов, В.С. Экономика предприятий энергетического комплекса: учебник / В.С. Самсонов, М.А. Вяткин. – 2-е изд. – М.: Высшая школа, 2003. – 416 с.

9 Классификация основных средств, включаемые в амортизационные группы: утв. Постановлением Правительства РФ 01.01.02 г. №1

10 Стандарт предприятия. СТП 101-00. Общие требования и правила оформления выпускных квалификационных работ, курсовых проектов (работ). – Оренбург: ГОУ ОГУ, 2000. – 62 с.

Приложение А (справочное)

Таблица А.1 – Нормы амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов (реновацию) в энергетике (извлечение) [9]

Номер амортизационной группы	Наименование основных фондов	Срок полезного использования (год)	Годовая норма амортизации (%)	Усреднённая норма для пользования в учебных проектах (%)
5	Воздушные линии (ВЛ) на металлических опорах (0,4-20 кВ)	7-10	10,0-14,3	12,0
6	ВЛ на металлических опорах (35-220, 330 кВ)	10-15	6,6-10,0	8,0
7	ВЛ на железобетонных опорах	15-20	5,0-6,6	6,0
8	Кабельные линии	20-25	4,5-5,0	5,0
10	Кабельные линии напряжением 1 кВ и выше с медной жилой в свинцовой и стальной оболочке	Св. 30	3,3	3,3
6	Аппаратура электрическая высоковольтная (более 1 кВ): выключатели, контакторы, разъединители, трансформаторы, конденсаторы, реле предохранители, токопроводы, тиристоры и др.	10-15	6,6-10,0	7,5
7	То же	15-20	5,0-6,6	6,0

Приложение Б (справочное)

Таблица Б.1 – Зависимость времени максимальных потерь от числа часов использования максимальной нагрузки

Cos φ	Годовое число часов использования максимальной нагрузки (T_m), ч/год				
	3000	4000	5000	6000	7000
	Время использования максимальных потерь (τ_m)				
0,6	2620	3380	4100	5010	5920
0,7	2350	3100	3890	4890	5870
0,8	2000	2780	3690	4750	5790
0,9	1620	2390	3290	4300	5740
1,0	1300	1970	2940	4290	5680

Приложение В (справочное)

Таблица В.1 – Тарифы на электрическую энергию, отпускаемую ООО «Оренбургэнерго» (вводятся с 1.01.2008 г.)

1	2	3	4	5	6
Показатель(группы потребителей с разбивкой тарифа по ставкам и дифференсацией по зонам суток)	Единица измерения	Диапазон напряжения			
		ВН	СН-I	СН-II	НН
1 Базовые потребители (без НДС)					
Одноставочный тариф	коп./кВт.·ч.	121,5	124,2	133,6	133,6
Двухставочный тариф					
-плата за мощность	р./МВт.·мес.	345697,4	338311,5	404016	
- плата за энергию	коп./кВт.·ч.	75,3	76,3	77,3	
Тарифы, дифференцированные по зонам суток					
- ночная зона	коп./кВт.·ч.	85			
- полупиковая зона	коп./кВт.·ч.	140			
- пиковая зона	коп./кВт.·ч.	254			
1.2 Потребители, получающие электрическую энергию и мощность с шин (распределительного устройства) генераторного напряжения (без НДС)					
Одноставочный тариф	коп./кВт.·ч.	132			
Двухставочный тариф					
-плата за мощность	р./МВт.·мес.	347303			
- плата за энергию	коп./кВт.·ч.	74,2			
Тарифы, дифференцированные по зонам суток					
- ночная зона	коп./кВт.·ч.	85			
- полупиковая зона	коп./кВт.·ч.	140			
- пиковая зона	коп./кВт.·ч.	254			
2 Прочие потребители (без НДС)					
Одноставочный тариф	коп./кВт.·ч.	144	180	196	252
Двухставочный тариф					
-плата за мощность	р./МВт.·мес.	475936	595880	759648,6	
- плата за энергию	коп./кВт.·ч.	77,3	82,8	87,7	
Тарифы, дифференцированные по зонам суток					
- ночная зона	коп./кВт.·ч.	85			
- полупиковая зона	коп./кВт.·ч.	140			
- пиковая зона	коп./кВт.·ч.	254			
2.1 Бюджетные потребители (без НДС)					
Одноставочный тариф	коп./кВт.·ч.	134	134	134	134
2.2 Объекты коммунальной сферы, дотированные из бюджетов всех уровней (котельные, предприятия водоснабжения, муниципальные бани) (без НДС)					
Одноставочный тариф	коп./кВт.·ч.	139	173	188	202

Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4	5	6
2.3 Производственные сельскохозяйственные товаропроизводители, в том числе занимающиеся хлебопечением в сельской местности (без НДС)					
Одноставочный тариф	коп./кВт.·ч.	165	165	165	165
3 Население и потребители, приравненные к населению (с НДС)					
3.1 Городское население					
3.1.1 Население, кроме указанного в п. 3.1.2					
Одноставочный тариф	коп./кВт.·ч.	x	x	x	123
Тарифы, дифференцированные по зонам суток					
Дневная зона с 7-00 до 23-00 часов	коп./кВт.·ч.	x	x	x	135
Ночная зона с 23-00 до 7-00 часов	коп./кВт.·ч.	x	x	x	63
3.1.2 Население, проживающее в домах, оборудованных в установленном порядке стационарными плитами					
Одноставочный тариф	коп./кВт.·ч.	x	x	x	86
Тарифы, дифференцированные по зонам суток					
Дневная зона с 7-00 до 23-00 часов	коп./кВт.·ч.	x	x	x	94
Ночная зона с 23-00 до 7-00 часов	коп./кВт.·ч.	x	x	x	63
3.2 Сельское население					
3.2.1 Одноставочный тариф	коп./кВт.·ч.	x	x	x	86
Тарифы, дифференцированные по зонам суток					
Дневная зона с 7-00 до 23-00 часов	коп./кВт.·ч.	x	x	x	94
Ночная зона с 23-00 до 7-00 часов	коп./кВт.·ч.	x	x	x	63
3.2.2 Сельское население, проживающее в домах, оборудованными в установленном порядке электроотопительными установками мощностью до 10 кВт.	коп./кВт.·ч.				63
3.3 Религиозные организации, содержащиеся за счёт прихожан					
Одноставочный тариф		x	x	x	
3.3.1 В городской местности					123
3.2.2 В сельской местности					86

Приложение Г (справочное)

Таблица Г.1 – Шкала скидок и надбавок к тарифу за компенсацию реактивной мощности для потребителей с присоединённой мощностью до 750 кВА

Значение коэффициента K , %	Величина скидки (-) и надбавки (+), %
130 и более	+50
от 110 до 130	+10
от 90 до 110	-5
от 70 до 90	0
от 50 до 70	+10
от 30 до 50	+30
до 30	+50

Приложение Д (справочное)

Таблица Д.1 – Примерные значения часовых тарифных ставок (в рублях за час) для оплаты труда рабочих, занятых на ремонте и эксплуатации электрооборудования в отраслях народного хозяйства (с 1.01.2009 г.)

Рабочие	Разряды					
	I	II	III	IV	V	VI
Сдельщики	30,0	33,0	36,0	40,5	45,0	54,0
Повременщики	27,0	29,7	32,4	36,5	40,5	48,6
Тарифные коэффициенты	1,00	1,10	1,20	1,35	1,50	1,80

Примечание: Тарифные ставки даны для работы в нормальных условиях труда. Тарифные ставки на работах с тяжёлыми и вредными условиями труда повышаются до 12 %, на работах с особо тяжёлыми и особо вредными условиями труда - до 24 %.

Приложение Е (справочное)

Таблица Е.1 – Ориентированные месячные оклады руководителей, специалистов и технических исполнителей в энергетике (с 1.01.2009 г.)

Должности служащих	Месячный оклад в тысячах рублей
Начальник РЭС	21,0
Главный энергетик	18,0
Главный инженер	16,0
Старший мастер	13,5
Оператор диспетчерской службы	11,0
Мастер	10,0
Инженер-электрик	6,0
Техник-электрик	4,5

Приложение Ж (обязательное)

Таблица Ж.1 – Расчёт фондов заработной платы обслуживающего персонала (в рублях)

Наименование профессий рабочих или должностей служащих	Разряд рабочего	Часовая тарифная ставка (Z_m) или месячный должностной оклад (M_i)	Фонд прямой (основной) зарплаты, (Φ_o)	Часовой фонд зарплаты		Дневной фонд зарплаты		Месячный фонд зарплаты		Расчётное количество работников, человек (R_i)	Среднемесячная зарплата	Примечание
				Доплаты (D_4)	Итого	Доплаты (D_o)	Итого	Доплаты (D_m)	Итого			

Приложение И (обязательное)

**Таблица И.1 – Годовой план-график планово-предупредительного ремонта энергетического оборудования на
20 __ год**

по _____ [6]
(предприятие, цех, участок)

Наименование оборудования	Количество	Единица измерения	Тип, модель	Вид и срок проведения последнего ремонта в предыдущем году	Вид ремонта - в числителе, трудоёмкость ремонта - в знаменателе (человеко-час) По месяцам												Суммарная трудоёмкость за год (чел.-ч.)
					I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
1 Электро-двигатель	3	шт	СД-12-46-8	Т/09	$\frac{T}{75}$					$\frac{K}{200}$				$\frac{T}{63}$			1014
2 Возбудитель	1	шт	П-71	Т/11			$\frac{T}{13}$				$\frac{K}{49}$				$\frac{T}{11}$		73
...
16 Трансформатор	2	шт	ТРДН-32000/110/10		$\frac{O}{190}$		$\frac{O}{190}$		$\frac{O}{190}$		$\frac{O}{190}$		$\frac{K}{1916}$		$\frac{O}{190}$		5732
Итого																	18357

Примечание: 1 План-график составляет по видам и мощностям энергооборудования с подведением итогов по горизонтали и вертикали;

2 Условные обозначения: О - осмотр; Т - текущий ремонт; К - капитальный ремонт.

Приложение К (справочное)

Таблица К.1 – Поправочные коэффициенты к нормам продолжительности ремонтного цикла и межремонтных периодов энергетического оборудования в зависимости от коэффициента сменности [6]

Показатели	Коэффициенты сменности работы оборудования, $K_{см}$						
	1,0	1,25	1,5	1,75	2,0	2,5	3,0
Поправочные коэффициенты $\beta = \frac{2}{K_{см}}$	2,0	1,6	1,35	1,13	1,00	0,8	0,67

Приложение Л (справочное)

Таблица Л.1 – Нормативы численности персонала по ремонту и техническому обслуживанию ВЛ 35 кВ и выше

Напряжение, кВ	Количество цепей на опорах	Норматив (чел. на 100 км. трассы линии)			
		Материал опор			
		металл	железобетон	дерево на ж/б. пасынках	дерево
35	1	1,35	0,67	-	1,35
	2	1,49	0,8	-	-
100-110	1	1,29	0,67	1,29	1,35
	2	1,55	0,8	-	-
220	1	1,07	0,586	1,42	1,76
	2	1,76	-	-	-
330	1	1,121	0,89	-	-
500	1	2,16	1,62	-	-

Приложение М (справочное)

Таблица М.1 – Нормативы численности персонала по ремонту и обслуживанию ВЛ 0,4-20 кВ

Напряжение, кВ	Норматив (чел. на 100 км. трассы линии)		
	Материал опор		
	железобетон, металл	дерево на ж/б. пасынках	дерево
До 1	1,5	2,3	2,04
1-20	1,34	1,766	1,66

Приложение Н (справочное)

**Таблица Н.1 – Нормативы численности персонала по ремонту и
техническому обслуживанию кабельных линий**

Напряжение, кВ	Норматив (чел. на 100 км. линий)
До 1	2,9
2-10	3,81
20-35	4,13
110	20,65
220	28,91

Приложение II (справочное)

Таблица П.1 – Нормативы численности персонала по ремонту и техническому обслуживанию распределительных пунктов (РП) и трансформаторных подстанций (ТП, КТП, МТП)

Наименование	Единица измерения	Нормативы численности на ед. измерения (чел.)
Трансформаторная подстанция 6-20/0,4 кВ с одним трансформатором	100 ТП 100 КТП	2,58
То же 35/0,4 кВ	-//-/-	3,65
Трансформатор п/ст. 6-20/0,4 с двумя трансформаторами	100 ТП 100 КТП	2,87
То же 35/0,4 кВ	-//-/-	3,8
Мачтовая трансформаторная п/ст. 6-20/0,4 кВ	100 МТП	2,73
Распределительный пункт 6-20 кВ		
а) с присоединением через масляный выключатель	100 присоединений	2,11
б) с присоединением через разъединитель или выключатель нагрузки	-//-/-	1,266
в) силовой трансформатор	100 трансформаторов	1,266

Приложение Р (справочное)

Таблица Р.1 – Нормативы численности персонала по ремонтно-эксплуатационному обслуживанию оборудования подстанций

Наименование оборудования	Норматив (чел. на 100 ед. оборудования)					
	Напряжение, кВ					
	6-20	35	110-150	220	330	500
1 Силовой трансформатор	1,71	3,97	8,68	14,0	14,0	19,29
2 Присоединение с воздушным выключателем и 2-3 разъединителями	1,27	1,93	8,26	12,52	16,96	22,5
3 Присоединение с масляным выключателем и 2-3 разъединителями	0,88	1,45	3,95	5,87	5,87	-
4 Присоединение с отделителем и короткозамыкателем и разъединителем	0,44	1,32	1,64	2,15	2,86	-

Приложение С (справочное)

Таблица С.1 – Нормативная численность оперативного персонала подстанций

	Напряжение, кВ					
	До 20	20-35	110-150	220	330	500
Нормативная численность оперативного персонала на одну подстанцию	0,66	0,74	1,35	2,6	3,25	9,44

Приложение Т (справочное)

Таблица Т.1 – Нормы численности служащих предприятий электрических сетей

Нормативная численность персонала согласно приложениям	В том числе процент служащих
Численность по приложениям Л, М, П, С	20 %
Численность по приложениям Н,Р	30 %

Приложение У (справочное)

Таблица У.1 – Поправочный коэффициент K_2 к расчётной численности персонала ПЭС, зависящий от плотности электрических сетей

Вид предприятия	Расчётная численность персонала по приложениям Л-С, отнесённая к 1000 м ² обслуживаемой территории, человек /1000 м ²	Поправочный коэффициент, K_2
ПЭС	Менее 15	1,1
	15-30	1,1-1,05
	30-50	1,05-1,0
	50-80	1,0-0,95
	Более 80	0,95
ПГЭС	Независимо от численности и площади обслуживания	1,0

Примечание: Территорией сетей считается площадь в квадратных километрах, определяемая по географической карте по точкам крайне расположенных объектов, находящихся на балансе предприятия электрических сетей.

Приложение Ф (справочное)

Таблица Ф.1 – Поправочный коэффициент K_3 к расчётной численности персонала в зависимости от объёма групп оборудования ПЭС (при $K_1 = 1,06-1,14$)

Группы оборудования и номера приложений для расчёта численности персонала	Суммарная расчётная численность персонала, человек	Поправочный коэффициент, K_3
1 ВЛ и подстанции 35 кВ и выше (приложения Л, Р, С)	до 60	1,1
	60-350	1,1-0,8
	свыше 350	0,8
2 Распределительные сети: а) ВЛ 0,4-20 кВ, ТП и РП (приложения М, П) б) кабельные линии (приложение Н)	до 100	1,1
	100-800	1,1-0,8
	свыше 800	0,8
	до 100	1,15
3 Городские сети (приложения Н, П)	до 100	1,1
	100-1000	1,1-0,7
	свыше 1000	

Примечание: Значения K_3 для промежуточных величин расчётной численности определяется линейной интерполяцией.

Приложение X (обязательное)

Таблица X.1 – Сводная таблица нормативной численности персонала ПЭС

Группа оборудования	№№ приложений	Расчётная численность	Поправочные коэффициенты				Нормативная численность (гр.3x7)	В том числе нормативная численность служащих	
			K_1	K_2	K_3	K_4		в % от гр.8 (согласно приложению Т)	человек
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1 ВЛ 35 кВ и выше	<i>Л</i>	Определяется согласно расчётам по приложениям Л-С и объёму оборудования						20	
2 ВЛ 0,4-20 кВ	<i>М</i>							20	
3 Кабельные линии	<i>Н</i>							30	
4 ТП и РП	<i>П</i>							20	
5 Подстанции 35 кВ и выше	<i>Р</i>							30	
6 Подстанции 35 кВ и выше (оперативный персонал)	<i>С</i>							20	
Итого									

Приложение Ц (обязательное)

Таблица Ц.1 – Примерное распределение персонала по функциям обслуживания и структурным подразделениям

Наименование функций	Процент численности персонала рассчитанной по приложениям Л-С с учётом поправочного коэффициента					
	Номер приложения					
	Л	М	Н	П	Р	С
1 Основное оборудование: - ремонт и эксплуатация - оперативное обслуживание	80,2 -	64,6 13,5	56,8 15,7	67,1 11,8	51,8 -	- 83,7
2 Релейная защита, автоматика и телемеханика	-	1,3	4,3	1,2	21,4	-
3 Изоляция и защита от перенапряжений, лаборатория	-	1,8	5,5	1,6	8,6	-
4 Служба механизации и транспорта, механическая мастерская	4,1	3,4	2,5	3,0	3,2	3,3
5 Строительная группа, рабочие материально-технического снабжения	10,4	10,1	10,0	9,9	9,6	8,3
6 Административно-управленческий персонал	5,3	5,3	5,2	5,4	5,4	4,7
Итого	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Приложение Ш (обязательное)

Таблица Ш.1 – Расчёт стоимости материалов по ремонту электрооборудования

Наименование ремонтируемого оборудования	Наименование материала	Единица измерения	Норма расхода основных материалов на 100 чел.·ч. трудоёмкости ремонта и техобслуживания	Трудоёмкость ремонта согласно проекту, чел.·ч	Расход основных материалов на проектную трудоёмкость ремонта, ед.	Покупная цена единицы материала, р./ед.	Стоимость материалов, потребных для ремонта электрооборудования, р.
1	2	3	4	5	6	7	8
Трансформаторы	Сталь сортовая	кг	10	Принимается согласно графику ППР, рассчитанному студентом	Данные гр. 4 умножаются на гр. 5 и делятся на 100	Берётся из коммерческих каталогов цен, фирменных справочников	Данные гр. 6 умножаются на гр. 7
	Швеллеры	кг	-				
	Электроды	кг	0,3				
	Крепёжные изделия и т.д. по [6]	кг	3,0				
Кабельные линии	Кабель	м	40				
	Сталь сортовая	кг	2				
	Трубы газовые и т.д. по [6]	кг	2				
и т.д. по всем видам оборудования, используемого в проекте							

**Приложение Щ
(обязательное)**

Таблица Щ.1 – Расчёт стоимости запасных и комплектующих изделий по ремонту электрооборудования

Наименование ремонтируемого оборудования	Наименование запасных частей и комплектующих изделий	Единица измерения	Норма расхода запчастей и комплектующих изделий		Количество узлов, частей комплектующих изделий по проекту	Расход запчастей и комплектующих изделий на проект	Покупная цена единицы запчастей и комплектующих изделий	Стоимость запасных частей и комплектующих изделий на проект
			ед.	на какое количество, находящееся в эксплуатации				
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Трансформаторы	Обмотка высокого напряжения	к-т	2	10	Принимается согласно данным проекта	Данные гр. 4 умножаются на гр. 6 и делятся на гр.5	Берётся из коммерческих каталогов цен, фирменных справочников	Данные гр. 7 умножаются на гр. 8
	Проходные изоляторы	к-т	2	10				
	Проходные втулки и т.д. по [6]	к-т	2	10				
Воздушные линии	Провод голый. Изоляторы подвесные. и т.д. по [6]	кг шт	60 15	1000 кг массы линии 200				

ПРИЛОЖЕНИЕ Э

(обязательное)

**Расчет экономической эффективности инвестиционного проекта схемы
районной электрической сети (РЭС)**

**(макет курсового проекта по «Экономике энергетики» и экономической
части дипломного проекта по специальности «Электроснабжение»)**

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное агентство по образованию
**ГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
"ОРЕНБУРГСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ"**
Факультет экономики и управления
Кафедра экономики и организации производства

КУРСОВОЙ ПРОЕКТ

по дисциплине «Экономика энергетики»

Расчет экономической эффективности инвестиционного проекта
схемы районной электрической сети (РЭС)

ГОУ ОГУ 140211.4008.11 ПЗ

Руководитель проекта:

_____Кравченко Н.Ф.

" ____ " _____200...г

Исполнитель:

студент гр. _____

_____Иванов И.И.

" ____ " _____200...г

Оренбург 200...

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное агентство по образованию
**ГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
"ОРЕНБУРГСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ"**

Факультет экономики и управления
Кафедра экономики и организации производства

ЗАДАНИЕ НА КУРСОВОЙ ПРОЕКТ

Расчет экономической эффективности инвестиционного проекта схемы
районной электрической сети (РЭС).

Курсовой проект по "Экономике энергетики" выполняется на основе исходных
данных к курсовому проекту по "Сетям и системам".

Исходные данные: Принципиальная схема РЭС (в одном варианте); географический район строительства РЭС по голледообразованию, ветровым нагрузкам, «пляске» проводов; технические данные отдельных участков РЭС (длина, марка и сечение проводов, напряжение, категория потребителей, число цепей); технические данные оборудования (количество подстанций; количество и марка трансформаторов; мощности холостого хода и короткого замыкания); длительность инвестиционного цикла и его фаз (в годах); нормы дисконта по годам.

Перечень подлежащих разработке вопросов:

- 1) рассчитать инвестиции, эксплуатационные затраты и доходы по годам и фазам инвестиционного цикла;
- 2) для заданного варианта схемы РЭС рассчитать показатели (критерии) его экономической эффективности и сделать вывод о целесообразности его внедрения.

Дата выдачи задания " _____ " _____ 200...г.

Руководитель Кравченко Н.Ф.

Исполнитель

студент группы Иванов И.И.

Срок защиты проекта " _____ " _____ 200...г.

Аннотация

Пояснительная записка содержит 39 страниц, в том числе 1 рисунок, 23 таблицы, 8 источников.

В данной записке изложен расчет экономической эффективности инвестиционного проекта схемы районной электрической сети (РЭС), который дает возможность на основе полученных критериев эффективности сделать вывод об экономической целесообразности практического внедрения этой схемы.

					ГОУ ОГУ 140211.4008.11 ПЗ		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Иванов И.И.</i>			Курсовой проект		
<i>Провер.</i>		<i>Кравченко Н.Ф.</i>					
<i>Реценз.</i>							
<i>Н. Контр.</i>							
<i>Утверд.</i>							
					<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
					3	39	
					ГОУ ОГУ		

Содержание

1	Задание на курсовой проект.....	2
2	Введение.....	5
3	Схема районной электрической сети (РЭС).....	6
4	Исходные данные.....	6
5	Расчетная часть.....	8
5.1	Определение инвестиций.....	8
5.1.1	Первоначальные инвестиции.....	8
5.1.2	Инвестиции с учетом фактора времени.....	10
5.2	Расчет текущих эксплуатационных затрат.....	11
5.2.1	Стоимость годовых потерь электроэнергии	12
5.2.2	Амортизационные отчисления на реновацию основных производственных фондов.....	15
5.2.3	Фонд оплаты труда обслуживающего персонала.....	16
5.2.4	Отчисления на социальные нужды (социальный налог).....	19
5.2.5	Отчисление на социальное страхование от несчастных случаев на производстве.....	19
5.2.6	Материальные затраты на ремонт и техническое обслуживание электросетей и оборудования.....	19
5.2.7	Затраты на ремонт строительной части.....	28
5.2.8	Отчисления на обязательное страхование имущества.....	28
5.2.9	Плата за пользование краткосрочным кредитом.....	28
5.2.10	Общесетевые расходы.....	29
5.2.11	Прочие расходы.....	29
5.3	Суммарные годовые эксплуатационные затраты при передаче и распределении электроэнергии.....	29
5.4	Математическое ожидание ущерба от перерывов в электроснабжении.....	29
5.5	Годовые приведенные затраты.....	30
5.6	Расчет доходов и показателей экономической эффективности инвестиционного проекта создания смешанного варианта районной электрической сети.....	30
	Сводная таблица технико-экономических показателей эффективности инвестиционного проекта схемы районной электрической сети.....	38
	Список использованных источников.....	39

Введение

В условиях рынка в отечественной науке и практике наряду с традиционными методами оценок на основе годовых приведенных затрат, находят все большее применение новые современные методы, основанные на методологии развитых стран. Исходным пунктом такой корректировки является, во-первых, идея о том, что финансовые ресурсы, материальную основу которых составляют деньги, имеют временную ценность, т.е. подвержены инфляции.

Во-вторых, в расчетах эффективности должна учитываться степень риска возможной безвозвратной потери капитала.

В-третьих, деньги как можно быстрее должны делать новые деньги («время-деньги!»), т.е. в рыночных условиях обостряется проблема ускорения оборачиваемости денежных средств как капитала.

В рыночной экономике критерии эффективности инвестиций интегрируют в себе затраты и доходы, относящиеся к данным инвестициям, независимо от их природы, за весь жизненный цикл объекта.

Информационной базой для расчета эффективности инвестиций является поток платежей (поток наличности), который представляет собой совокупность статей приходной и расходной (затратной) частей баланса предприятия, "очищенный" с помощью метода дисконтирования от инфляции и рисков.

Все эти моменты отражены в отечественных Методических рекомендациях по оценке эффективности инвестиционных проектов [1].

Данный курсовой проект по выбору и оценке эффективности инвестиционного проекта схемы районной электрической сети выполнен с использованием традиционных и новых рыночных методов обоснования, в целях получения экономически грамотного ответа на вопрос: «Стоит или не стоит создавать (реконструировать) данную схему электроснабжения?»

Такой ответ дан в заключительной части курсового проекта.

3 Схема районной электрической сети (РЭС)

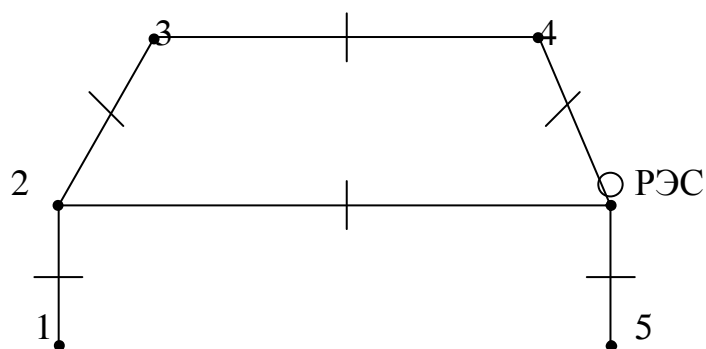


Рисунок 1 – Смешанный вариант схемы электроснабжения

4 Исходные данные

Сеть расположена на территории Челябинской области (химическая промышленность), не проходит в районах просек и лесов.

Район строительства:

- 2 район по гололедообразованию,
- 2 район по ветровым нагрузкам,
- 2 район по «пляске» проводов.

Для проектируемой сети принимаем воздушную сеть на железобетонных опорах.

Для одноцепных линий электропередачи выбираем железобетонные унифицированные опоры с подвеской одной цепи.

Для проектируемой сети принимаем провода сталеалюминевые марки АС.

Таблица 1 – Данные ЛЭП

Участок	Марка провода	Длина участка, км	U_c , кВ	Категория потребителей	n
0 – 5	АС – 120	40	110	3	1
0 – 4	АС – 185	30	110	1 – 3	1
4 – 3	АС – 120	42	110	1 – 3	1
3 – 2	АС – 120	19,5	110	1 – 3	1
2 – 1	АС – 120	20,5	110	3	1
0 – 2	АС – 120	72	110	1 – 3	1
Итого		224	110		

Таблица 2 – Данные оборудования

№ п/ст	Марка трансформатора	$P_{кз}$	P_{xx}	n_m
1	ТРДН 10000/110	60	14	1
2	ТРДН 16000/110	85	18	2
3	ТРДН 25000/110	120	25	2
4	ТРДН 25000/110	120	25	2
5	ТРДН 25000/110	120	25	1

5 Расчетная часть

5.1 Определение инвестиций

5.1.1 Первоначальные инвестиции

В технико-экономических расчетах при курсовом и дипломном проектировании инвестиции определяются по укрупненным показателям стоимости на отдельные элементы электроснабжения или по действующим ценам с добавлением стоимости строительно-монтажных работ и транспортно-заготовительных расходов. При использовании источников [4], [7] указанные в них цены умножать в 50 – 60 раз.

Линии электропередачи

Прямые инвестиции во вновь сооружаемые ЛЭП, определяются по удельным затратам на 1 км. линии [4], [7]:

$$K_{\text{ЛЭП}} = \sum_{i=1}^m (L_i \cdot K_{y_i} \cdot K_1 \cdot K_2) + K_{\text{рем}} + K_c,$$

где L_i – протяженность участков линии при постоянных характеристиках материала, сечения провода, типа опор, км. (таблица 1);

K_{y_i} – удельная стоимость 1 км. ЛЭП, тыс. р. [4];

K_1, K_2 – поправочные коэффициенты на стоимость ЛЭП в зависимости от района и условий строительства [4] - таблица 49.1, 49.3;

$K_{\text{рем}}$ – стоимость ремонтных баз, линейных и монтерских пунктов с учетом необходимого оборудования и аварийного запаса материалов и запчастей, тыс. р.

K_c – дополнительные затраты на создание высокочастотной связи, тыс. р.

$$K_{\text{рем}} = (L_i \cdot K_3 + n_T \cdot K_T) \cdot 18,$$

где K_3 – количество единиц ремонтной базы для 1 км. ЛЭП [4] - таблица 49.35;

K_T – количество условных единиц ремонтной базы на единицу оборудования (трансформаторов);

n_T – число трансформаторов;

$K_3=1,3$ условных единиц для двухцепной линии;
 $K_3=1,0$ условных единиц для одноцепной линии;
 $K_4=22$ условных единиц для трансформаторов 110 кВ;
 18 тыс. р. – капитальные затраты на одну условную единицу ремонтно-производственной базы.

$$K_c = C_{y.c.} \cdot n_{y.c.},$$

где $C_{y.c.}$ – цена одного комплекта узла высокочастотной связи, тыс. р.;

$n_{y.c.}$ – количество комплектов узлов ($n_{y.c.}=6$).

Для смешанного варианта схемы

$K_{yi} – 1200$ тыс. р. (для двухцепной линии);

$K_{yi} – 1000$ тыс. р. (для одноцепной линии) [4] - таблица 49.7;

$K_1=1,1$ (для района Урала);

$K_2=1,7$ (железобетонные опоры в промышленной застройке);

$$K_{ЛЭП}^{0-5} = 40 \cdot 1000 \cdot 1,1 \cdot 1,7 = 74800 \text{ тыс.р.};$$

$$K_{ЛЭП}^{0-4} = 30 \cdot 1000 \cdot 1,1 \cdot 1,7 = 56100 \text{ тыс.р.};$$

$$K_{ЛЭП}^{4-3} = 42 \cdot 1000 \cdot 1,1 \cdot 1,7 = 78540 \text{ тыс.р.};$$

$$K_{ЛЭП}^{3-2} = 19,5 \cdot 1000 \cdot 1,1 \cdot 1,7 = 36465 \text{ тыс.р.};$$

$$K_{ЛЭП}^{2-1} = 20,5 \cdot 1000 \cdot 1,1 \cdot 1,7 = 38335 \text{ тыс.р.};$$

$$K_{ЛЭП}^{0-2} = 72 \cdot 1000 \cdot 1,1 \cdot 1,7 = 134640 \text{ тыс.р.};$$

$$\sum K_{ЛЭП} = 418880 \text{ тыс.р.};$$

$$K_{рем} = (224 \cdot 1,0 + 8 \cdot 22) \cdot 18 = 7200 \text{ тыс.р.};$$

$$K_c = 6 \cdot 100 = 600 \text{ тыс.р.};$$

$$K_{ЛЭП} = 418880 + 7200 + 600 = 426680 \text{ тыс.р.};$$

Электрические подстанции

Инвестиции в электрические подстанции определяются по удельным затратам, отнесенным к 1 кВт. и 1 кВА их мощности, либо по укрупненным показателям стоимости по формуле [4]:

$$K_{n/cm} = \sum_{j=1}^m (K_{mp.j} \cdot n_{mp.j}) + \sum_{j=1}^k K_{я.j} \cdot n_{я.j} + \sum_{j=1}^p K_{kj} \cdot n_{kj} + K_{пост} + K_{опу},$$

где $K_{mp,j}$, $K_{я,j}$, $K_{k,j}$ – соответственно расчетная стоимость трансформаторов, ячеек выключателей и компенсирующих устройств, тыс. р. [4], таблицы 49.21, 49.13, 49.23;
 $n_{mp,j}$, $n_{я,j}$, $n_{k,j}$ – соответственно количество трансформаторов, ячеек выключателей и компенсирующих устройств, ед.;
 $K_{пост}$ – постоянная часть затрат (1450 тыс. р.) [4], (таблица 49.31);
 $K_{ору}$ – затраты на распределительные устройства (тыс. р.) [4], таблица 49.14.

Для смешанного варианта схемы электроснабжения

Для первой подстанции инвестиции составят:

$$\sum K_1 = 2700 \cdot 1 + 2150 \cdot 1 + 20000 \cdot 1 + 1450 + 1815 = 28115 \text{ тыс.р.}$$

Аналогично для других подстанций.

Таблица 3 – Результаты расчетов инвестиций в подстанции

№ п.ст	K_{mp} , тыс. р.	n_{mp} , шт	$K_{яч}$, тыс. р.	$n_{яч}$, шт	K_k , тыс. р.	n_k , шт	$K_{пост}$, тыс. р.	$K_{ору}$, тыс. р.	Итого, тыс. р.
1	2700	1	2150	1	20000	1	1450	1815	28115
2	3150	2	2150	2	20000	1	1750	4900	37250
3	4200	2	2150	2	20000	1	1750	3750	38200
4	4200	2	2150	2	20000	1	1750	3750	38200
5	4200	1	2150	1	20000	1	1450	1815	29615

$$\sum K_{н/ст} : 171380 \text{ тыс.р.}$$

Определение суммарных инвестиций

$$\sum K = K_{л\text{ЭП}} + K_{н.ст} = 426680 + 171380 = 598060 \text{ тыс.р.}$$

5.1.2 Инвестиции с учетом фактора времени

На практике выход на режим нормальной эксплуатации затягивается на несколько лет. Предполагаемый срок строительства 4 года.

$$K_{с\text{ учетом ф. времени}} = \sum_{t=i}^n K_i (1 + E_n)^{T-t},$$

- где K_i – инвестиции t -го года;
 t – порядковый год строительства ($t=1,2,3,4\dots T$);
 T – срок строительства в годах;
 E_n – норматив приведения разновременных затрат (0,1).

Таблица 4 – Инвестиции с учетом фактора времени

Год строительства	Доля ежегодных вложений, %	К, тыс. р.
1	40	239224
2	30	179418
3	15	89709
4	15	89709
Итого	100	598060

$$K_{с\text{ учетом ф. времени}} = 239224 \cdot (1 + 0,1)^{4-1} + 179418 \cdot (1 + 0,1)^{4-2} + 89709 \cdot (1 + 0,1)^{4-3} + 89709(1 + 0,1)^{4-4} = 723892 \text{ тыс.р.}$$

(закладываются для расчета эффективности в строку 2 таблицы 20)

5.2 Расчет текущих эксплуатационных затрат

Эксплуатационные затраты при передаче и распределения электроэнергии (С) определяются по формуле [2], [3], р.:

$$C = C_{э} + C_{o.m} + C_{сн} + C_{нс} + C_{р.э} + C_{рс} + C_a + C_{oc} + C_{кр} + C_{об} + C_{пр},$$

где $C_{э}$ – стоимость годовых потерь электроэнергии (для расчета РЭС); стоимость всей потребленной энергии (когда рассчитываются схемы электроснабжения промышленных предприятий);

$C_{o.m}$ – годовой фонд оплаты труда обслуживающего персонала;

$C_{сн}$ – отчисления на социальные нужды от затрат на оплату труда обслуживающего персонала;

$C_{нс}$ – отчисления на социальное страхование от несчастных случаев на производстве;

$C_{р.э}$ – годовые материальные затраты на ремонт элементов электроснабжения;

$C_{рс}$ – годовые затраты на ремонт строительной части;

C_a – амортизационные отчисления на полное восстановление от основных фондов;

- C_{oc} – платежи по обязательному страхованию имущества предприятия;
 $C_{кр}$ – затраты на оплату процентов по краткосрочным ссудам банков;
 $C_{об}$ – общесетевые расходы;
 $C_{пр}$ – прочие расходы.

5.2.1 Стоимость годовых потерь электроэнергии

Стоимость потерь электрической энергии определяется исходя из действующих тарифов и потерь электроэнергии по формуле:

$$C_э = Z_э \cdot \Delta W_Г,$$

- где $Z_э$ – действующий тариф, р.: (приложения В,Г [3]).
 $\Delta W_Г$ – годовые потери электроэнергии в кВт·ч., определяемые по соответствующим формулам в зависимости от вида электрических установок.

В целях более полного использования потребителем заявленной мощности применяется двухставочный тариф. Двухставочный тариф состоит из годовой платы за 1 кВт. заявленной потребителем максимальной мощности, участвующей в максимуме нагрузки энергосистемы (α , р./кВт. в месяц) и платы за 1 кВт·ч. отпущенной потребителю электрической энергии (β , р./кВт·ч.):

$$Z_э = \left(\alpha \cdot \frac{12}{T_m} \right) + \beta = \frac{520,021 \cdot 12}{T_m} + 0,67 = \frac{6240,3}{4964,4} + 0,67 = 1,927 \frac{\text{р.}}{\text{кВт} \cdot \text{ч.}},$$

- где T_m – время использования максимальной нагрузки энергосистемы, ч.

$$\Delta W_Г = \Delta W_{ЛЭП} + \Delta W_{ТР},$$

- где $\Delta W_{ЛЭП}$ – годовые потери активной энергии в ЛЭП, кВт·ч.;
 $\Delta W_{ТР}$ – годовые потери активной энергии в трансформаторах, кВт·ч.

Потери в ЛЭП

$$\Delta W_{ЛЭП} = \Delta P_{ЛЭП} \cdot \tau_M,$$

где $\Delta P_{ЛЭП}$ – наибольшие потери активной мощности, МВт.;

τ_M – годовое время максимальных потерь, ч.

$$\tau_M = \left(0,124 + \frac{T_M}{10^4}\right)^2 \cdot T_G = \left(0,124 + \frac{4964,4}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 3372 \text{ ч.},$$

$$\Delta P_{ЛЭП} = \left(\frac{S_n}{U_c}\right)^2 \cdot R,$$

где S_n – полная мощность подстанции, МВА;

U_c – номинальное напряжение сети, кВ;

R – сопротивление линии (с учетом протяженности линии), Ом.

Для смешанного варианта сети

$$\Delta P_{ЛЭП 0-5} = \left(\frac{28,642}{110}\right)^2 \cdot 9,96 = 0,675 \text{ МВт.};$$

$$\Delta P_{ЛЭП 0-4} = \left(\frac{52,588}{110}\right)^2 \cdot 4,86 = 1,111 \text{ МВт.};$$

$$\Delta P_{ЛЭП 4-3} = \left(\frac{20,764}{110}\right)^2 \cdot 10,458 = 0,373 \text{ МВт.};$$

$$\Delta P_{ЛЭП 3-2} = \left(\frac{2,574}{110}\right)^2 \cdot 4,85 = 0,002 \text{ МВт.};$$

$$\Delta P_{ЛЭП 2-1} = \left(\frac{12,73}{110}\right)^2 \cdot 5,1 = 0,068 \text{ МВт.};$$

$$\Delta P_{ЛЭП 0-2} = \left(\frac{33,33}{110}\right)^2 \cdot 17,928 = 1,647 \text{ МВт.};$$

Таблица 5 – Параметры ЛЭП

№ участка	R , Ом	S_n , МВА	U_c , кВ	$\Delta P_{лэп}$	Потери мощности в ЛЭП, МВт.
0-5	9,96	28,642	110	$\Delta P_{ЛЭП\ 0-5}$	0,675
0-4	4,86	52,588	110	$\Delta P_{ЛЭП\ 0-4}$	1,111
4-3	10,458	20,764	110	$\Delta P_{ЛЭП\ 4-3}$	0,373
3-2	4,85	2,574	110	$\Delta P_{ЛЭП\ 3-2}$	0,002
2-1	5,1	12,73	110	$\Delta P_{ЛЭП\ 2-1}$	0,068
0-2	17,982	33,337	110	$\Delta P_{ЛЭП\ 0-2}$	1,647

$$\sum P_{ЛЭП} : 3,876 \text{ МВт.}$$

$$\Delta W_{ЛЭП} = 3,876 \cdot 3372 = 13069,872 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Потери в трансформаторах

$$\Delta W_{ЛЭП} = \Delta P_{ТР} \cdot \tau_m,$$

где $\Delta P_{ТР}$ – наибольшие потери активной мощности в трансформаторе, кВт.,

$$\Delta P_{ТР} = P_{XX} \cdot n + \frac{P_{КЗ}}{n} \cdot \left(\frac{S_{нагр}}{S_{нм}} \right)^2.$$

Таблица 6 – Параметры трансформаторов

№ п/пс	n	Марка трансформатора	ΔP_{XX} , МВт	$\Delta P_{КЗ}$, МВт	$S_{нагр}$, МВт	$\Delta P_{ТР}$, МВт
1	1	ТРДН 10000/110	14	60	12,73	0,111232
2	2	ТРДН 16000/110	18	85	18,034	0,08999
3	2	ТРДН 25000/110	25	120	23,338	0,102228
4	2	ТРДН 25000/110	25	120	31,824	0,14723
5	1	ТРДН 25000/110	25	120	28,99	0,13068

$$\sum S_{НАГР} : 114,92 \text{ МВт} \quad \sum P_{ТР} : 0,582 \text{ МВт}$$

Лист

14

$$\Delta P_{TP1} = 14 \cdot 1 + \frac{60}{1} \cdot \left(\frac{12,73}{10} \right)^2 = 0,111232 \text{ МВт.};$$

$$\Delta P_{TP2} = 18 \cdot 2 + \frac{85}{2} \cdot \left(\frac{18,034}{16} \right)^2 = 0,08999 \text{ МВт.};$$

$$\Delta P_{TP3} = 25 \cdot 2 + \frac{120}{2} \cdot \left(\frac{23,338}{25} \right)^2 = 0,102228 \text{ МВт.};$$

$$\Delta P_{TP4} = 25 \cdot 2 + \frac{120}{2} \cdot \left(\frac{31,824}{25} \right)^2 = 0,14723 \text{ МВт.};$$

$$\Delta P_{TP5} = 25 \cdot 2 + \frac{120}{2} \cdot \left(\frac{28,99}{25} \right)^2 = 0,13068 \text{ МВт.};$$

$$\Delta W_{TP} = 0,582 \cdot 3372 = 1960,346 \text{ МВт.} \cdot \text{ч.}$$

Годовые потери электроэнергии

$$\Delta W_{\Gamma} = 13069,872 + 1960,346 = 15030,218 \text{ МВт.} \cdot \text{ч.}$$

Стоимость потерь электрической энергии

$$C_{\text{э.о}} = 1,927 \cdot 15030,218 = 28963,23 \text{ тыс.р.}$$

5.2.2 Амортизационные отчисления на реновацию основных производственных фондов

Годовая величина амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов (C_a) определяется:

$$C_a = C_{об} + C_{\text{э.с.}} = \frac{K_{об} \cdot P_{об}}{100} + \frac{K_{\text{э.с.}} \cdot P_{\text{э.с.}}}{100};$$

где $C_{об}$, $C_{\text{э.с.}}$ – амортизационные отчисления на реновацию электрооборудования и электрических сетей, р./год.

$K_{об}$, $K_{\text{э.с.}}$ – инвестиции в электрооборудование и электрические сети, р.

$P_{об}$, $P_{\text{э.с.}}$ – нормы амортизационных отчислений на реновацию оборудования и электрических сетей (5,0 % для ЛЭП и 7,5 % для подстанций) [3], приложение А.

$$C_a = \frac{426680 \cdot 5,0}{100} + \frac{171380 \cdot 7,5}{100} = 34187,00 \text{ тыс.р.}$$

5.2.3 Фонд оплаты труда обслуживающего персонала

Годовой фонд оплаты труда обслуживающего персонала ($C_{\text{фот.раб.}}$) определяется как сумма основной (прямой Φ_0) и дополнительной (D) заработной платы (включая стоимость продукции, выдаваемой работникам в порядке натуральной оплаты):

$$C_{\text{фот.раб}} = (\Phi_{0p} + D_{\text{ч}} + D_{\text{д}} + D_{\text{м}}) \cdot K_{\text{р.к.}};$$

$$\Phi_{0p} = \sum R_i \cdot F_g \cdot Z_m,$$

где Z_m – часовая тарифная ставка для оплаты работы соответствующего разряда, р.: (приложение Д [3]);

$R_{\text{о.ч}}, R_i, R_c$ – соответственно общая численность обслуживающего персонала, количество рабочих и служащих, чел.: (приложение Л – Ф [3]);

F_g – действительный фонд времени одного работника в год, час (1700 ч.);

$K_{\text{р.к}}$ – доплаты по районному коэффициенту (1,15).

$$R_i = R_{\text{о.ч}} - R_c \text{ (таблица 7).}$$

Дополнительная заработная плата складывается из доплат: до часового ($D_{\text{ч}}$), до дневного ($D_{\text{д}}$), до месячного годового фонда оплаты труда ($D_{\text{м}}$):

-доплаты до часового фонда заработной платы, включающие премии рабочим, доплаты не освобожденным бригадирам за руководство бригадой, за работу в ночное время, за обучение учеников, принимаются в размере 85 % от основной заработной платы;

-доплаты до дневного фонда, включающие доплаты подросткам за сокращенный рабочий день и кормящим матерям за перерывы внутри рабочего дня, учитываются в размере 4 % от часового фонда;

-доплаты до месячного фонда, включающие оплату очередного и дополнительного отпусков, выполнение государственных обязанностей, выходных пособий мобилизованным в армию и поступившим в военные училища, учитываются в размере 6 % дневного фонда.

Численность обслуживающего персонала определяется по приложениям Л – Ф [3].

Таблица 7 – Сводная таблица нормативной численности персонала РЭС приложение X [3]

Группа оборудования	приложения	Расчетная численность персонала	Поправочный коэффициент	Нормативная численность персонала	В том числе специалисты, руководители, служащие	
					%	чел.
ВЛ 110 кВ	Л	$224 \cdot 0,0067 = 1,50$	1,331	1,70	20	0,34
Подстанции 110кВ	Р	$8 \cdot 0,0868 + 8 \cdot 0,395 = 1,01$	1,331	1,35	30	0,40
Подстанции 110кВ (оперативный персонал)	С	$5 \cdot 1,35 = 6,15$	1,331	8,19	20	1,64
Итого				11,24		2,38

Л - нормативы численности персонала по обслуживанию ВЛ 35 кВ и выше;

Р - нормативы численности оперативного персонала п/ст 35 кВ и выше;

С - нормативы численности персонала по ремонтно-эксплуатационному оборудованию подстанций 6 – 300 кВ;

K_q - поправочный коэффициент.

Отсюда: рабочих – 8,86 чел., служащих – 2,38 чел., всего – 11,24 чел..

Таблица 8 – Распределение рабочих по специальностям (приложение Ц [3])

Разряд	Специальность	Количество, чел	Часовая тарифная ставка, р.
III	Электромонтер связи	1	32,40
	Слесарь по ремонту электрооборудования	1	32,40
	Электромонтер по обслуживанию подстанций	1	32,40
IV	Электромонтер по обслуживанию подстанций	2,86	36,50
	Электромонтер по ремонту обмоток	1	36,50
V	Электромонтер по ремонту электрооборудования	2	40,50

Отсюда годовой фонд основной заработной платы рабочих составляет:

$$\Phi_{o.p.} = 1700 \cdot (32,40 \cdot 3 + 36,50 \cdot 3,86 + 40,50 \cdot 2) = 1700 \cdot 319,09 = 542,45 \text{ тыс.р.};$$

$$D_{\text{ч}} = 0,85 \cdot \Phi_{o.p.} = 0,85 \cdot 542,45 = 461,08 \text{ тыс.р.};$$

$$D_{\text{д}} = 0,04(\Phi_{o.p.} + D_{\text{ч}}) = 0,04 \cdot (542,45 + 461,08) = 40,14 \text{ тыс.р.};$$

$$D_{\text{год}} = 0,06 \cdot (\Phi_{o.p.} + D_{\text{ч}} + D_{\text{д}}) = 0,06 \cdot (542,45 + 461,08 + 40,14) = 62,62 \text{ тыс.р.};$$

$$C_{\text{ф.о.м}} = 1,15 \cdot (542,45 + 461,08 + 40,14 + 62,62) = 1272,23 \text{ тыс.р.}$$

Расчет фонда оплаты труда служащих

$$\Phi_{o.c.} = 12 \cdot K_{p.k.} \cdot K_{\text{доп}} \cdot \sum_{i=1}^m R_i M_i,$$

где M_i – месячная тарифная ставка или оклад работника, р.;

m – номенклатура должностей, чел.;

$K_{p.k.}$ – доплаты по рабочему коэффициенту (1,15);

$K_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата (1,85);

Всего служащих по расчету 2,38 чел., из них:

Таблица 9 – Распределение служащих по должностям

Должность	Количество, чел	Месячный оклад, тыс.р.
Начальник РЭС	1	21,0
Старший мастер	1	13,5
Оператор диспетчерской службы	0,38	11,0
Всего	2,38	-

Отсюда:

$$C_{\phi.c.} = 12 \cdot (21,0 \cdot 1 + 13,5 \cdot 1 + 11,0 \cdot 0,38) \cdot 1,85 \cdot 1,15 = 987,50 \text{ тыс.р.}$$

Итого: годовой фонд заработной платы обслуживающего персонала схемы РЭС составляет:

$$C_{o.m} = 1272,23 + 987,50 = 2259,73 \text{ тыс.р.}$$

5.2.4 Отчисления на социальные нужды (социальный налог)

Отчисления на социальные нужды принимаются равными согласно законодательству 26 % от фонда заработной платы:

$$C_{c.n.} = 0,26 \cdot 2259,73 = 587,53 \text{ тыс.р.}$$

5.2.5 Отчисления на социальное страхование от несчастных случаев на производстве

Эти отчисления согласно законодательству принимаются равными по отраслям от 0,2 % до 8,0 % от фонда оплаты труда, а для электроэнергетики 5–6 %.

Отсюда:

$$C_{н.с.} = 0,06 \cdot 2259,73 = 135,58 \text{ тыс.р.}$$

5.2.6 Материальные затраты на ремонт и техническое обслуживание электросетей и оборудования [5]

O – осмотр, провода проверяются на наличие обрывов и оплавление отдельных фаз, наличие остерегающих знаков, состояние изоляторов, заземлителей.;

K – капитальный ремонт, основной объем работ при капитальном ремонте устанавливается при последнем текущем ремонте или осмотре.

Структура и продолжительность циклов технического обслуживания и ремонта устанавливаются на основе нормативов [5] и закладываются в график планово-предупредительного ремонта электрооборудования (приложение И [3]) - таблица 12.

Таблица 10 – Структура и продолжительность циклов технического обслуживания и ремонта подстанции [5], (таблица 9.1)

Оборудование	Продолжительность			Число текущих ремонтов в ремонтном цикле
	Ремонтного цикла, лет	Межремонтного периода, мес.	Межосмотрового периода, мес.	
Трансформаторы 3-х фазные	12	36	2	2

Таблица 11 – Нормы трудоемкости ремонта подстанции, чел.-час [5]-(таблица 9.2)

Марка трансформатора	Вид ремонта			
	Капитальный (<i>K</i>)	Средний (<i>C</i>)	Текущий (<i>T</i>)	Осмотр (<i>O</i>)
ТРДН25000/110	2240	1250	420	105
ТРДН16000/110	1785	875	350	88
ТРДН10000/110	1275	625	250	64

Расчет стоимости материалов, запасных частей и комплектующих изделий удобно вести по формам таблиц, приведенных в приложениях Ш, Щ [3].

Таблица 12 – Годовой план-график ПНР энергетического оборудования на 200...год для трансформаторов

№ П/ст	Марка трансформатора	проведения последнего ремонта в предыдущем	Вид ремонта в числителе, трудоемкость ремонта - в знаменателе (чел. час)												Суммарная трудоемкость за год (чел. час)				
			I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII					
2	ТРДН 16000/110	О/12-06			$\frac{0}{88}$			$\frac{0}{88}$					$\frac{0}{88}$					$\frac{0}{88}$	614
2	ТРДН 16000/110	О/11-06		$\frac{0}{88}$						$\frac{0}{88}$				$\frac{0}{88}$				$\frac{0}{88}$	352
1	ТРДН 10000/110	О/10-06	$\frac{0}{64}$			$\frac{K}{1275}$				$\frac{0}{64}$					$\frac{0}{64}$				1467
5	ТРДН 25000/110	О/12-06			$\frac{I}{420}$					$\frac{0}{105}$					$\frac{0}{105}$			$\frac{0}{105}$	735
3	ТРДН 25000/110	О/11-06		$\frac{0}{105}$						$\frac{0}{105}$					$\frac{0}{105}$			$\frac{0}{105}$	420
3	ТРДН 25000/110	О/10-06	$\frac{0}{105}$			$\frac{0}{105}$										$\frac{I}{420}$			735
4	ТРДН 25000/110	О/12-06			$\frac{0}{105}$					$\frac{0}{105}$					$\frac{0}{105}$			$\frac{0}{105}$	420
4	ТРДН 25000/110	О/11-06		$\frac{0}{105}$												$\frac{I}{420}$			735
Итого:																		5478	

$T=1,4*18=25,2$ (чел.час)

$O=0,25*0,25=6,3$ (чел.час)

$K=1,4*19,5=27,3$ (чел.час)

Участок 3-2 ставим на капитальный ремонт(19,5 км)

Таблица 13 Годовой план-график ПНР энергетического оборудования на 200... год для ЛЭП 110 кВ

№ участка	Марка провода	Протяжённость ЛЭП	Вид ремонта в числителе, трудоемкость ремонта - в знаменателе (чел.час)												Суммарная трудоемкость за год (чел.час)			
			I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII				
0-5	АС-120	40	$\frac{O}{6,3}$							$\frac{T}{25,2}$								1260
0-4	АС-185	30		$\frac{T}{25,2}$								$\frac{O}{6,3}$						945
4-3	АС-120	42			$\frac{O}{6,3}$								$\frac{T}{25,2}$					1323
3-2	АС-120	19,5				$\frac{O}{6,3}$								$\frac{K}{27,3}$				655,2
2-1	АС-120	20,5						$\frac{T}{25,2}$								$\frac{O}{6,3}$		645,75
0-2	АС-120	72									$\frac{O}{6,3}$						$\frac{T}{25,2}$	2268
Итого:																	7096,95	

Таблица 14 – Структура и продолжительность циклов технического обслуживания и ремонта ВЛ [5], таблица 18.1

Электрические сети	Продолжительность			Число текущих ремонтов в ремонтном цикле
	Ремонтного цикла, лет	Межремонтного периода, мес.	Межосмотрового периода, мес.	
ВЛ на ж/б опорах	15	36	6	4

Таблица 15 – Расчет стоимости материалов по ремонту электрооборудования [5], (таблица 9.5) ; [3], (приложение Ш).

Наименование ремонтируемого оборудования	Наименование материала	Единица измерения	Норма расхода основных материалов на 100 чел.-ч трудоемкости ремонта и тех обслуживания	Трудоемкость ремонта согласно проекту, чел.-час	Расход основных материалов на проектную трудоемкость ремонта, ед.	Покупная цена на ед. материала, р.	Стоимость материалов, потребных для ремонта электрооборудования, р.
1	2	3	4	5	6	7	8
трансформаторы	Электрокартон	кг.	23,2	5478	1270,9	42,92	54547,03
	Бумага кабельная	кг.	1,2		65,736	16,14	1060,07
	Бумага крепир. ЭКТМ	кг.	6,5		356,07	25,56	9101,97
	Лакоткань ЛХМ	м ³	3,6		197,20	174,83	34477,87
	Бензин А-76	л.	25		1369,5	17,3	23692,35
	Уайт-спирит	кг.	2,5		136,95	45	6162,75
	Шпагат увязочный	кг.	0,555		30,02	15,31	465,43
	Припой ПОС-40	кг.	0,087		4,76	74,97	356,85
	Электроды	кг.	0,6		32,8	24,95	818,36
	Вето	кг.	1,4		76,7	18,84	1445,028
	Масло трансформаторное	кг.	1000		54780	158,38	8676056,4
	Сталь листовая	кг.	70		3834,6	7,13	27340,7
	Сталь угловая	кг.	70		3834	5,24	20093,3
	Гетинакс	кг.	0,42		23	127,83	2940,1
	Текстолит А-50	кг.	0,4		21,9	142,63	3123,6
	Лента киперная	м.	6		328,68	174,93	57495,99
	Маслостойкая резина	кг.	0,9		49,3	23,53	1160,03
	Бруски буковые	м ³	0,54		29,6	3842,8	11374,88
	Нитроэмаль	кг.	4,3		235,55	44,36	10448,99
	Эмаль грунтовая	кг.	3,2		175,3	50,56	8863,2
	Ацетон	кг.	5,3		290,33	35,18	10213,81
Лента тафтяная	м.	5	273,9	201,84	55283,97		
Бумага наждачная	лист	0,8	43,83	136,89	5999,88		
Итого:						9124,895 тыс. р.	

**Таблица 16 – Расчет стоимости материалов по ремонту ВЛ [5],
(таблица 18.5)**

Наименование ремонтного оборудования	Наименование запасных частей и комплектующих изделий	Единица измерения	Норма расхода основных материалов на 100 чел. час трудоемкости ремонта	Трудоемкость ремонта согласно проекту (чел. час)	Расход запчастей и комплектующих изделий на проект	Покупная цена ед. запчастей и комплектующих изделий, р.	Стоимость запчастей и комплектующих изделий на проект, р.
1	2	3		6	7	8	9
ВЛ	Провод неизолированный	кг.	80	7096,95	5677,5	70,26	398901,15
	Изоляторы подвесные, шт	шт.	20		1419,4	273,56	388291,064
	Сталь сортовая	кг.	15		1064,54	9,5	10113,13
	Проволока стальная мягкая	кг.	0,3		21,3	21,39	455,4
Итого:							797,76 тыс. р.

Расчет запасных частей и комплектующих изделий для трансформаторов

Для трансформатора ТРДН 25000/110 [5], таблица 9.7

Обмотка В-Н: 32 % ; $Ц_{тр} = 0,32 \cdot 4200 = 1344$ тыс. р. ;
 Обмотка Н-Н: 18 % ; $Ц_{тр} = 0,18 \cdot 4200 = 756$ тыс. р. ;
 Проходные изоляторы: 0,3 % ; $Ц_{тр} = 0,003 \cdot 4200 = 12,6$ тыс. р. ;
 Проходные втулки: 0,035 % ; $Ц_{тр} = 0,00035 \cdot 4200 = 1,47$ тыс. р. ;
 Радиаторный кран: 0,046 % ; $Ц_{тр} = 0,00046 \cdot 4200 = 1,935$ тыс. р. ;
 Термосигнализатор: 0,04 % ; $Ц_{тр} = 0,0004 \cdot 4200 = 1,68$ тыс. р.

Аналогично для остальных трансформаторов.

Таблица 17 - Расчет стоимости запасных частей и комплектующих изделий по ремонту электрооборудования [5], (таблица 9.7)

Наименование ремонтируемого оборудования	Наименование запасных частей и комплектующих изделий	Единицы измерения	Норма расхода запасных частей и комплектующих изделий		Качество узлов, частей, комплектующих изделий по проекту	Расход узлов, частей, комплектующих изделий по проекту	Цена единицы частей, комплектующих изделий по проекту, тыс. р.	Стоимость запасных частей, комплектующих изделий по проекту, тыс. р.
			Единиц	На какое кол-во ед., находящихся в эксплуатации				
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТРДН 25000/110	Обмотка В-Н	к-т	2	10	5	1	1344	1344
	Обмотка Н-Н	к-т	2			1	756	756
	Пр. изоляторы	к-т	5			2,5	12,6	31,5
	Пр. втулки	к-т	3			1,5	1,47	2,205
	Радиаторный кран	шт.	3			1,5	1,935	2,9025
	Термосигна- лизатор	шт.	3			1,5	1,68	2,52
Σ:2139,1275 тыс. р.								
ТДН 16000/110	Обмотка В-Н	к-т	2	10	2	0,4	1008	403,2
	Обмотка Н-Н	к-т	2			0,4	567	226,8
	Пр. изоляторы	к-т	5			1	9,45	9,45
	Пр. втулки	к-т	3			0,6	1,1025	0,6615
	Радиаторный кран	шт.	3			0,6	1,449	0,8694
	Термосигна- лизатор	шт.	3			0,6	1,26	0,756
Σ:641,7369 тыс. р.								
ТДН 16000/110	Обмотка В-Н	к-т	2	10	1	0,2	864	172,8
	Обмотка Н-Н	к-т	2			0,2	486	97,2
	Пр. изоляторы	к-т	5			0,5	8,1	4,05
	Пр. втулки	к-т	3			0,3	0,945	0,2835
	Радиаторный кран	шт.	3			0,3	1,242	0,3726
	Термосигна- лизатор	шт.	3				1,08	0,324
Σ:275,03 тыс. р.								
Итого: 3055,8944								

Расчет запасных частей и комплектующих изделий для ВЛ (таблица 18.6 [5])

Таблица 18 – Общие данные по ЛЭП(с учетом количества фаз)

Марка провода	Одноцепные ЛЭП, км.	Двухцепные ЛЭП, км.	Масса, кг.
АС-120 471 кг./км.	$224 \cdot 3 = 672$	-	316512
Число опор	896	-	
Число изоляторов	21504	-	
Общее число изоляторов	21504		

Расстояние между опорами 250м.= 0,25км.;

Число опор: $130:0,25=520$.

Число изоляторов на одной опоре:

На напряжение 110 кВ полагается 8 изоляторов в гирлянде;

Одноцепная линия: $8 \cdot 3 = 24$;

Двухцепная линия: $24 \cdot 2 = 48$.

Таблица 19 – Расчет стоимости запасных и комплектующих изделий по ремонту ЛЭП [5], (таблица 18.6)

Наименование запасных частей и комплектующих изделий		Единица измерения	Норма расхода запчастей и комплектующих изделий		Количество узлов частей, комплектующих изделий на проект	Расход запчастей и комплектующих изделий на проект	Покуп - ная цена ед. запчастей и комплектующих изделий	Стоимость Запчастей и комплектующих изделий на проект
			Единиц	На какое кол –во, находящееся в эксплуатации				
1	2	3	4	5	6	7	8	
ВЛ	Провод неизолированный	кг.	60	1000	316512	18990,72	70,26	1334287,98
	Изоляторы подвесные	шт.	15	200	21504	1612,8	273,56	441197,568
Итого:						1775,485 тыс. р.		

Лист

27

Расчет материальных затрат на ремонт электрооборудования

Итоговые Материальные затраты на ремонт электрооборудования и электрических сетей ($C_{рз}$) складываются из следующих затрат: материалов (C_M), запасных частей и комплектующих изделий (C_3)

$$\begin{aligned}C_{рз} &= C_M + C_3; \\C_M &= C_{M.тр} + C_{M.лэн}; \\C_3 &= C_{3.тр} + C_{3.лэн};\end{aligned}$$

$$C_M = 9124,895 + 797,76 = 9922,65 \text{ тыс. р.};$$

$$C_3 = 3055,8944 + 1775,5 = 4831,4 \text{ тыс. р.};$$

$$C_{рз} = 9922,65 + 4831,4 = 14754,04 \text{ тыс. р.};$$

5.2.7 Затраты на ремонт строительной части

Годовые затраты на ремонт строительной части электрических сетей, включающие трудовые и материальные затраты, принимаются равными 1,0 % от ее первоначальной стоимости, составляющей примерно 25 % всех инвестиций, т.е.

$$\begin{aligned}C_{р.с} &= 0,01 \cdot (0,25 \cdot K_i); \\C_{р.с} &= 0,01 \cdot (0,25 \cdot 598060) = 1495,15 \text{ тыс. р.}\end{aligned}$$

5.2.8 Отчисления на обязательное страхование имущества

Эта составляющая эксплуатационных затрат определяется в размере 0,15 % от капиталовложений, т.е.

$$\begin{aligned}C_{о.с} &= 0,0015 \cdot K_i; \\C_{о.с} &= 0,0015 \cdot 598060 = 897,09 \text{ тыс. р.}\end{aligned}$$

5.2.9 Плата за пользование краткосрочным кредитом

Величина этих затрат определяется по формуле:

$$C_{к.р} = 0,5 \Phi_p \cdot (C_{о.м} + C_{с.н} + C_{н.с} + C_{р.э} + C_{р.с}),$$

где Φ_p - банковская ставка рефинансирования в долях единицы (0,15);

$$C_{к.р} = 0,5 \cdot 0,15 \cdot (2259,73 + 587,53 + 135,58 + 14754,04 + 1495,15) = 1442,40 \text{ тыс. р.}$$

5.2.10 Общесетевые расходы

$$C_{об} = 0,01 \cdot K_i;$$
$$C_{об} = 0,01 \cdot 598060 = 5980,6 \text{ тыс. р.}$$

5.2.11 Прочие расходы

Величина этих затрат принимается 3 % от фонда оплаты труда и отчислений от него:

$$C_{пр} = 0,03 \cdot (C_{о.м.} + C_{е.н.} + C_{н.с.});$$
$$C_{пр} = 0,03(2259,73 + 587,53 + 135,58) = 89,48 \text{ тыс. р.};$$

5.3 Суммарные годовые эксплуатационные затраты при передаче и распределении электроэнергии

Согласно п.5.2. суммарные годовые эксплуатационные затраты по РЭС определяются по формуле 20 [3] и составляют:

$$C_i = C_{э} + C_{о.м.} + C_{с.н.} + C_{н.с.} + C_{р.э} + C_{р.с} + C_{а.} + C_{ос} + C_{кр.} + C_{об} + C_{пр};$$
$$C_i = 28963,23 + 34187,00 + 2259,73 + 587,53 + 135,58 + 14754,04 + 1495,15 + 897,00 + 1442,40 + 5980,60 + 89,48 = 90791,83 \text{ тыс. р.}$$

5.4 Математическое ожидание ущерба от перерывов в электроснабжении [6]

$$U_i = Y_{уд} \cdot P_{ср} \cdot h \cdot q,$$

где $Y_{уд}$ – удельная стоимость 1 кВт·ч. ущерба от перерывов в электроснабжении [6], (10-30 р.), таблица 6.36;

$P_{ср}$ – среднегодовая мощность потребителей (суммарная мощность всех потребителей III категории, МВт.) – таблица 9;

h – число часов на отыскание повреждения и восстановление электроснабжения (определяется путем суммирования продолжительности отключения ЛЭП, трансформаторов и выключателей по [6], таблица 6.37.);

q – коэффициент режима работы РЭС.

$$q = \frac{T_m}{T_{год}} = \frac{4964,4}{8760} = 0,5667.$$

Отсюда:

$$Y = 27 \cdot 114,92 \cdot 0,5667 \cdot \left(\frac{4,2}{5,1} \cdot \frac{274}{100} + \frac{100}{2} \cdot \frac{8}{100} + \frac{30}{4} \cdot \frac{8}{100} \right) = 27 \cdot 114,92 \cdot 0,5667 \times \\ \times 6,856 = 12055,45 \text{ тыс.р.}$$

Суммарные приведенные эксплуатационные затраты с учетом ущерба составляют:

$$C_{np} = C + Y = 90791,83 + 12055,45 = 102847,27 \text{ тыс. р.}$$

(закладываются в строку 2 таблицы 20).

5.5 Годовые приведенные затраты

Годовые приведенные затраты (Z_i) определяются по формуле [3]:

$$Z_i = K_i p_n + C_i + Y_i \rightarrow \min,$$

где Z_i – годовые приведенные затраты, р.;
 K_i – инвестиции;
 p_n – нормативный коэффициент экономической эффективности (для энергетики 0,12);
 C_i – эксплуатационные затраты;
 Y_i – вероятный ущерб от перерывов в электроснабжении.

$$Z_i = 598060,00 \cdot 0,12 + 90791,83 + 12055,45 = 174614,47 \text{ тыс. р.}$$

5.6 Расчет доходов и показателей экономической эффективности инвестиционного проекта создания смешанного варианта районной электрической сети [3]

1. Доходы (результаты) от эксплуатационной деятельности РЭС можно рассматривать как выручку от продажи потребителям электрической энергии (W) по действующим тарифам (Z) за вычетом налога на прибыль. Долю электрических сетей в отпускном тарифе в зависимости от структуры генерирующих мощностей, вида топлива на электростанциях, технического состояния сетей можно принять в размере 25–45 %, налог на прибыль – 24 %. Величина налогов, включаемых в себестоимость энергии, составляет: налог на добавленную стоимость (НДС) – 18 % от добавленной стоимости (укрупненно: добавленная стоимость включает фонд заработной платы, все виды отчислений от нее и прибыль), налог на имущество – 2,2 % от остаточной стоимости имущества (при средней норме амортиза-

ции ЛЭП и подстанций – 6 % в год, остаточная стоимость имущества ежегодно уменьшается в 1,06 раза).

Примем следующую структуру инвестиционного цикла T : длительность инвестиционного периода $T = 12$ лет, проектная фаза (разработка бизнес-плана создания РЭС – $T_0=1$ год, со стоимостью этой разработки 5 % от стоимости инвестиций, т.е. $(0,05 \cdot 598,0) = 22,9$ млн. рублей; инвестиционная фаза согласно таблице 6 – $T_1 = 4$ года, эксплуатационная фаза $T_2 = 7$ лет, т.е. $T = T_0 + T_1 + T_2$.

Предположим, что доходы от эксплуатационной деятельности ежегодно будут возрастать на 5 % (индекс 1,05), а затраты – на 3 % (индекс – 1,03).

Определение критериев экономической эффективности РЭС (чистого дисконтированного дохода D , внутренней нормы доходности – $E_{в.н.}$, срока окупаемости инвестиций $T_{ф.ок}$ и рентабельности инвестиции – I , удобно вести по формулам (5),(6),(7),(9) [3] в следующей расчетной таблице 20.

Из п.12 таблицы 20 следует, что **чистый дисконтированный доход** за 12 лет эксплуатационного цикла составляет 334,9 млн. р.

Таблица 20 – Расчет показателей экономической эффективности инвестиционного проекта схемы районной электрической сети(РЭС) (млн. р.)

Показатели		Обозначение	Инвестиционный цикл T, его фазы и годы												
			T_0	T_1					T_2						
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1. Доходы	индекс 1,05	—	—	—	—	—	—	—	1,00	1,05	1,10	1,16	1,22	1,28	1,34
	млн. р.	Pt	—	—	—	—	—	—	439,7	461,7	484,8	509,0	534,4	561,2	589,2
2. Затраты с учетом ущерба (таблица 4 и п.5.4)	индекс 1,03	—	—	—	—	—	—	—	1,00	1,03	1,06	1,09	1,12	1,16	1,20
	млн. р.	Zt	29,9	289,5	217,1	98,7	89,7	102,8	105,9	109,1	112,4	115,8	119,2	122,8	
3. Текущая прибыль (п.1-п.2)		$Пт$	-29,9	-289,5	-217,1	-98,7	-89,7	336,9	355,8	375,7	396,6	418,6	442,0	466,4	
4. Норма дисконта		E_n	0,14	0,13	0,13	0,12	0,12	0,11	0,11	0,10	0,10	0,09	0,09	0,08	
5. Дисконтированные затраты по годам		$\frac{Z_t}{(1+E_n)^t}$	26,2	256,2	150,5	62,7	50,9	55,0	51,1	50,9	47,7	48,9	46,2	48,8	
6. Налоги, включаемые в себестоимость: - налог на добавленную стоимость (НДС), таблица 21 -налог на имущество (2,2 % от остаточной стоимости) -всего		—	—	—	—	—	—	61,6 13,1 74,7	65,0 12,5 77,5	68,4 11,9 80,3	72,4 11,4 83,8	76,4 10,8 87,2	80,6 10,3 90,9	85,1 9,чс м 94,9	
7. Текущая прибыль без налогов (п.3-п.6)		$Пт.н.$	-29,9	-289,5	-217,1	-98,7	-89,7	262,2	278,3	295,4	312,4	331,4	351,1	371,5	
8. Прибыль, остающаяся в распоряжении предприятия: (76 % от п.7)		$Пт.н.$	-29,9	-289,5	-217,1	-98,7	-89,7	199,3	211,5	224,5	237,7	251,9	266,8	282,3	

Продолжение таблицы 20

Показатели	Обозначение	Инвестиционный цикл T , его фазы и годы											
		T_0	T_1					T_2					
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
9. Амортизация (п.5.2.2) с индексацией на 1,03	Ar	—	—	—	—	—	34,2	35,2	36,3	37,4	38,5	39,6	40,8
10. Сальдо прибыли и амортизации (п.8+п.9)	$Пс$	-29,9	-289,5	-217,1	-98,7	-89,7	233,5	246,7	260,8	275,1	290,4	306,4	323,1
11. Дисконтированная прибыль по годам	$\frac{Пс}{(1+E_n)^t}$	-26,2	-226,9	-150,4	-62,7	-50,9	124,9	118,9	121,7	116,6	122,8	118,8	128,3
12. Чистый дисконтированный доход	$Дч$	-26,2	-253,1	-403,5	-466,2	-517,1	-392,2	-273,3	-151,6	-35,0	87,8	206,6	334,9
13. Внутренняя норма доходности, ед	$Ев.н.$						0,18						
14. Срок окупаемости инвестиций, год	$Тф.ок.$						4,3						
15. Рентабельность инвестиций, ед	—						0,14–0,23						

Величина дохода для первого года эксплуатации (шестого порядкового года инвестиционного цикла) определяется согласно п.3.2.1 и примеру 1 методических указаний [3]:

$$P_i = 0,42 \cdot 114,92 \cdot 10^3 \cdot 1,927 \cdot 4964,4 \cdot 0,952 = 439,7 \text{ млн. р.,}$$

где 0,42 – доля электрических сетей в отпускном тарифе

$Z=1,927$ р./кВт·час (п.5.2.1.);

114,92 МВт – суммарная полная электрическая мощность РЭС (таблица 9);

4964,4 час – годовое время включения электроустановок (п.5.2.1.);

0,952 – коэффициент спроса;

В остальные годы доходы определяются путем индексирования доходов первого года на 1,05;

2 Расчет налога на добавленную стоимость (НДС) приведен в таблице 21.

Таблица 21 – Расчет налога на добавленную стоимость (млн. р.)

Показатели	Годы эксплуатационной фазы T_2						
	6	7	8	9	10	11	12
1. Фонд заработной платы с отчислениями на социальные нужды и на страхование от несчастных случаев с индексацией на 1,03 (п.5.2.3+5.2.4+5.2.5)	3,0	3,1	3,2	3,3	3,4	3,5	3,6
2. Текущая прибыль (п.3 таблица 20)	336,9	355,8	375,7	396,6	418,6	442,0	466,4
3. Всего добавленная стоимость (п.1+п.2)	399,9	358,9	378,9	399,9	422,0	445,5	470,0
4. Налог на добавленную стоимость (18 % от п.3)	61,5	65,0	68,4	72,4	76,4	80,6	85,1

3 Расчет внутренней нормы доходности – $E_{в.н.}$

Внутренняя норма доходности определяется методом подбора (итерации) из уравнения 6 [3].

Примем $E_{в.н.} = 0,20$, тогда (данные строк 2 и 10 таблицы 20)

$$\begin{aligned} & \frac{29,9}{(1+0,20)^1} + \frac{289,5}{(1+0,20)^2} + \frac{217,1}{(1+0,20)^3} + \frac{98,4}{(1+0,20)^4} + \frac{89,7}{(1+0,20)^5} = \\ & = \frac{233,5}{(1+0,20)^6} + \frac{246,7}{(1+0,20)^7} + \frac{260,8}{(1+0,20)^8} + \frac{275,1}{(1+0,20)^9} + \frac{290,4}{(1+0,20)^{10}} + \\ & + \frac{306,4}{(1+0,20)^{11}} + \frac{323,1}{(1+0,20)^{12}} \end{aligned}$$

В итоге: $440,1 \neq 396,4$

Правило: если правая часть больше левой, то $E_{в.н.}$ надо увеличить и наоборот. В нашем примере, следовательно, $E_{в.н.}$ надо уменьшить.

Примем $E_{в.н.} = 0,18$ и заново прорешав уравнение, убеждаемся в правильности этого результата.

С учетом полученных результатов $D_ч$ и $E_{в.н.}$ можно утверждать, что создание РЭС максимально эффективно из возможных вариантов бизнеса, и в частности, в сравнении с вложением инвестиций в банковский рост. Потому что, если бы деньги были вложены в банк, то они максимально дали бы чистый дисконтированный доход в 260,4 млн. р. $\left(\frac{334,9 \cdot 0,14}{0,18} \right)$, а не 334,9 млн. р., как в нашем бизнесе.

4 Расчет фактического срока окупаемости инвестиций – $T_{ф.ок.}$

Срок окупаемости определяется по формуле:

$$T_{ф.ок.} = T_ц + \Delta T_{ф.ок.} \text{ (год),}$$

где $T_ц$ – целое число лет от начала эксплуатации РЭС, когда чистый дисконтированный доход остается отрицательным (п.12, таблица 20);

$\Delta T_{ф.ок.}$ – дробная часть года срока окупаемости, определяемая по формуле:

$$\Delta T_{\text{ф.ок.}} = \frac{|D_t|}{|D_t| + D_{t+1}},$$

где $|D_t|$ – абсолютная величина по модулю последнего отрицательного значения чистого дисконтированного дохода (п.12, таблица 20);

D_{t+1} – величина последующего после него положительного значения чистого дисконтированного дохода.

В нашем примере:

$$T_{\text{ф.ок.}} = 1 + 1 + 1 + 1 + \frac{35,0}{35,0 + 87,8} = 4,3 \text{ года}$$

5 Расчет индекса доходности (рентабельности) инвестиций.

Индекс доходности определяется по формуле 9 [3].

В нашем примере (строки 5 и 11 таблицы 20):

$$H = \frac{124,9 + 118,9 + 121,7 + 116,6 + 122,8 + 118,8 + 128,3}{26,2 + 256,2 + 150,5 + 62,7 + 50,9} = 1,56$$

Отсюда рентабельность инвестиций равна:

$$1,56(0,09 - 0,14) = 0,14 - 0,23$$

По результатам расчетов п.5.6 составляется таблица критериев экономической эффективности инвестиционного проекта РЭС.

Таблица 22 – Таблица критериев экономической эффективности инвестиционного проекта РЭС:

Критерии (показатели) эффективности	Значение показателей		Вывод об эффективности
	по расчету	по нормативу	
1. Чистый дисконтированный доход, D , млн.р.	334,9	>0	Проект эффективен
2. Внутренняя норма доходности, $E_{в.н.}$, ед.	0,18	(0,09–0,14)	Проект эффективен
3. Срок окупаемости инвестиций, год	4,3	< 7	Проект эффективен
4. Рентабельность инвестиций, ед.	0,14–0,23	0,09–0,14	Проект эффективен

По результатам расчетов всей курсовой работы составляется следующая Сводная таблица (таблица 23) и делается вывод об экономической эффективности инвестиционного проекта смешанной схемы электроснабжения РЭС.

Таблица 23 – Сводная таблица экономических показателей эффективности инвестиционного проекта схемы районной электрической сети (смешанный вариант) (млн. р.)

Показатели	Величина показателей
1. Первоначальные инвестиции	598,0
2. Инвестиции с учетом фактора времени	723,9
3. Текущие эксплуатационные затраты: - Всего - в том числе	930,9
3.1. Стоимость годовых потерь электроэнергии	29,0
3.2. Амортизационные отчисления	34,2
3.3. Фонд оплаты труда	3,8
3.4. Отчисления на социальные нужды	1,0
3.5. Отчисления на социальное страхование от несчастных случаев на производстве	0,3
3.6. Материальные затраты на ремонт и техническое обслуживание электросетей и оборудования	14,7
3.7. Затраты на ремонт строительной части	1,5
3.8. Отчисления на обязательное страхование имущества	0,9
3.9. Плата за пользование краткосрочным кредитом	0,9
3.10. Общесетевые расходы	6,0
3.11. Прочие расходы	0,1
4. Ущерб от перерывов в электроснабжении	9,8
5. Годовые приведенные затраты	174,6
6. Показатели экономической эффективности инвестиционного проекта схемы РЭС	
6.1 Чистый дисконтированный доход	334,9
6.2. Внутренняя норма доходности инвестиций, ед.	0,18
6.3. Фактический срок окупаемости инвестиций, год	4,3
6.4. Рентабельность инвестиций, ед.	0,14–0,23

Вывод: расчеты показывают, что инвестиционный проект создания (реконструкции) смешанного варианта районной электрической сети экономически эффективен, потому что чистый дисконтированный доход положителен ($334,9 > 0$), внутренняя норма доходности инвестиций больше нормы дисконта ($0,18 > 0,14$), а срок окупаемости инвестиций меньше норматива ($4,3 < 7,0$).

Список использованных источников

- 1 Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов: утв. Минэкономики РФ 21.06.99 г. – № ВК 477. – М., 421 с.
- 2 Положение о составе затрат по производству и реализации продукции (работ, услуг), включаемых в себестоимость продукции: утв. Постановлением Правительства РФ 5 августа 1992. – №552
3. Кравченко, Н.Ф. Экономическое обоснование инвестиционных проектов схем электроснабжения: методические указания для студентов к курсовому и дипломному проектированию по специальности “Электроснабжение”/ Н.Ф. Кравченко. – Оренбург, 2009. – 122 с.
- 4 Электротехнический справочник: в 3 т. /Под ред. И.Н. Орлова. – 7-е изд. – М., 1988. – 3 т., книга первая, раздел 49. – 880 с.
- 6 Афанасьев, Н.А. Система технического обслуживания и ремонта оборудования энергохозяйств промышленных предприятий / Н.А. Афанасьев, М.А. Юсипов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 527 с.
- 7 Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей: учебное пособие / под ред. В.М. Блок. – М.: Высшая школа, 1990. – 383 с.
- 4 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат., 1989. – 608 с.
8. Самсонов, В.С. Экономика предприятий энергетического комплекса: учебник / В.С. Самсонов, М.А. Вяткин. – 2-е изд. – М.: Высшая школа, 2003. – 416 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ Ю

(обязательное)

**Расчет экономической эффективности инвестиционного проекта
схемы электроснабжения промышленного предприятия (на примере
кабельного завода).**

**(Фрагмент макета экономической части дипломного проекта по
специальности “Электроснабжение”)**

Расчет инвестиционных, эксплуатационных затрат и доходов производится в соответствии с п.п. 2, 3 и примером 2 методических указаний [3] по алгоритму, приведенному в Приложении Э.

По результатам этих расчетов составляется следующая расчетная таблица 1 для определения критериев экономической эффективности инвестиционного проекта схемы электроснабжения кабельного завода.

1. Как следует из таблицы 1 **чистый дисконтированный доход** за 12 лет составит 70271,1 тыс. р.

2 Расчет внутренней нормы доходности – $E_{в.н.}$.

Внутренняя норма доходности определяется методом подбора:

$$\sum_{t=1}^{T_0+T_1} \frac{K_t}{(1+E_{в.н.})^t} = \sum_{t=1}^{T_2} \frac{P_t - Z_t}{(1+E_{в.н.})^t},$$

Примем $E_{в.н.}=0,15$, тогда:

$$\begin{aligned} & \frac{643,00}{(1+0,15)^1} + \frac{9794,5}{(1+0,15)^2} + \frac{7345,89}{(1+0,15)^3} + \frac{4897,26}{(1+0,15)^4} + \frac{2448,6}{(1+0,15)^5} = 1,681 \cdot 10^4 \\ & \frac{2141,5}{(1+0,15)^6} + \frac{23597,8}{(1+0,15)^7} + \frac{25783,1}{(1+0,15)^8} + \frac{28731,7}{(1+0,15)^9} + \frac{31680,5}{(1+0,15)^{10}} + \frac{34076,1}{(1+0,15)^{11}} + \\ & + \frac{36472}{(1+0,15)^{12}} = 5,67 \cdot 10^4 \end{aligned}$$

Левая и правая части уравнения при $E_{в.н.}=0,15$ не равны, поэтому после "проигрывания" других его значений остановились на значении $E_{в.н.}=0,41$

3 Расчет фактического срока окупаемости инвестиций – $T_{ф.ок.}$

Срок окупаемости определяется из формулы:

$$T_{ф.ок.} = T_{ц} + \Delta T_{ф.ок.} \text{ (год)},$$

где $T_{ц}$ – целое число лет от начала эксплуатации РЭС, когда чистый дисконтированный доход остается отрицательным (п.12, таблица 20);

$\Delta T_{ф.ок.}$ – дробная часть года срока окупаемости, определяется по формуле:

$$\Delta T_{ф.ок.} = \frac{|D_t|}{|D_t| + D_{t+1}},$$

где $|D_t|$ – абсолютная величина по модулю последнего отрицательного значения чистого дисконтированного дохода (п.12, таблица 1);

D_{t+1} – величина последующего после него положительного значения чистого дисконтированного дохода.

Таблица 1 – Расчет показателей экономической эффективности инвестиционного проекта схемы электроснабжения кабельного завода (тыс. р.)

Показатели		Обозначение	Инвестиционный цикл T , его фазы и годы												
			T_0	T_1					T_2						
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1. Доходы	индекс 1,05	—	—	—	—	—	—	—	1,00	1,05	1,10	1,16	1,22	1,28	1,34
	млн. р.	Pt	—	—	—	—	—	—	101084	106138	111192	117257	123322	129388	135453
2. Затраты с учетом ущерба (таблица 4 и п.5.4)	индекс 1,03	—	—	—	—	—	—	—	1,00	1,03	1,06	1,09	1,12	1,16	1,20
	млн. р.	$3t$	643,03	9794,5	7345,89	4897,26	2448,6	73249,3	75446,3	77644,3	79841,7	82039,2	84969,2	87899,2	
3. Текущая прибыль (п.1-п.2)		Pt	-643,03	-9794,5	-7345,9	-4897,3	-2448,6	27834,7	30691,4	33548,1	37415,7	41283,3	44418,3	47553,4	
4. Норма дисконта		E_n	0,14	0,13	0,13	0,12	0,12	0,11	0,11	0,10	0,10	0,09	0,09	0,08	
5. Дисконтированные затраты по годам		$\frac{3_t}{(1 + E_n)^t}$	564,06	7670,53	5091,07	3112,3	1389,4	39162,1	36339,6	36221,6	33860,7	34654,3	32928,4	34906	
6. Налоги, включаемые в себестоимость: - налог на добавленную стоимость (НДС) таблица 21 -налог на имущество (22% от остаточной стоимости) -всего		—	—	—	—	—	—	345,267	369,177	393,181	424,057	455,034	481,743	508,558	
								282,933	269,46	256,628	244,408	232,769	221,685	211,129	
								628,2	638,636	649,809	668,465	687,804	703,428	719,687	
7. Текущая прибыль без налогов (п.3-п.6)		$Pt.n.$	643,03	9794,5	7345,89	4897,26	2448,6	27206,5	30052,8	32898,3	36747,2	40595,4	43714,9	46833,7	
8. Прибыль, остающаяся в распоряжении предприятия: 76% от п.7		$Pt.n.$	-643,03	-9794,5	-7345,9	-4897,3	-2448,6	20676,9	22840,1	25002,7	27927,9	30852,5	33223,3	35593,6	
9. Амортизация (п.5.2.2) с индексацией на 1,03		Ar	—	—	—	—	—	735,6	757,668	780,398	803,81	827,924	852,762	878,345	
10. Сальдо прибыли и амортизации (п.8+п.9)		$Pc(Pt.n + Ar)$	-643,03	-9794,5	-7345,9	-4897,3	-2448,6	21412,5	23597,8	25783,1	28731,7	31680,5	34076,1	36472	

Продолжение таблицы 1

Показатели	Обозначение	Инвестиционный цикл T , его фазы и годы											
		T_0	T_1					T_2					
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
11. Дисконтированная прибыль по годам	$\frac{П_c}{(1 + E_n)^t}$	-564,06	-7670,5	-5091,1	-3112,3	-1389,4	14448	11366,1	12028	12185	13382,2	13205,6	14483,5
12. Чистый дисконтированный доход	$Дч$	-564,06	-8234,6	-13326	-16438	-17827	-6379,3	4986,72	17014,7	29199,8	42582	55787,6	70271,1
13. Внутренняя норма дохода, ед	$Ев.н.$						0,15						
14. Срок окупаемости инвестиций, год	$Тф.ок.$						1,57						
15. Рентабельность инвестиций, ед	—						0,44–0,69						

Величина фактического срока окупаемости от начала эксплуатации схемы электроснабжения составит:

$$T_{ф.ок.} = 1 + \frac{6379,3}{6379,3 + 4986,7} = 1,57 \text{ года}$$

4 Расчет индекса доходности (рентабельности) инвестиций.

Индекс доходности определяется :

$$I = \frac{\sum_{t=1}^{T_2} \frac{P_t - Z_t}{(1 + E_n)^t}}{\sum_{e=1}^{T_0+T_1} \frac{K_t}{(1 + E_n)^t}};$$

$$I = \frac{11448 + 11366,1 + 12028 + 12185 + 13382,2 + 13205,6 + 14483,5}{564,6 + 7670,5 + 5091,1 + 3112,3 + 1389,4} = 4,942$$

Отсюда рентабельность инвестиций равна:

$$4,942(0,09-0,14) = 0,44-0,69$$

По результатам расчетов составляется таблица критериев экономической эффективности инвестиционного проекта схем электроснабжения кабельного завода (таблица 2)

Таблица 2 - Таблица критериев экономической эффективности инвестиционного проекта схем электроснабжения кабельного завода

Критерии (показатели) эффективности	Значение показателей		Вывод об эффективности
	по расчету	по нормативу	
1. Чистый дисконтированный доход, D , тыс. р.	70271,1	>0	Проект эффективен
2. Внутренняя норма доходности, $E_{в.н.}$, ед.	0,41	(0,09-0,14)	Проект эффективен
3. Срок окупаемости инвестиций, год	1,57	< 7	Проект эффективен
4. Рентабельность инвестиций, ед.	0,44-0,69	0,09-0,14	Проект эффективен

По результатам расчетов экономической части дипломного проекта составляется Сводная таблица экономических показателей, аналогичная таблице 23 приложения Э, с той разницей что в п.3.1 вместо стоимости годовых потерь показывается стоимость всей потребленной электроэнергии с соответствующим пересчетом п.п.3,5,6 и делается вывод об эффективности проекта.

ПРИЛОЖЕНИЕ Я

(обязательное)

**Расчет экономической эффективности инвестиционного проекта
схемы электроснабжения собственных нужд электрической станции
(на примере 2-ой очереди собственных нужд Каргалинской ТЭЦ)
(фрагмент макета экономической части дипломного проекта по
специальности "Электроснабжение")**

Расчет инвестиционных, эксплуатационных затрат и доходов производится в соответствии с п.п.2.3 и примером 3 методических указаний [3] по алгоритму, приведенному в приложении Э.

По результатам этих расчетов составляется следующая расчетная таблица 1 для определения критериев экономической эффективности инвестиционного проекта схемы электроснабжения собственных нужд электростанции.

1 Расчет чистого дисконтированного дохода

Примем следующую структуру инвестиционного цикла T : срок строительства $T_1=2$ года, эксплуатационная фаза $T_2=6$ лет. Предположим, что доходы от эксплуатационной деятельности ежегодно будут возрастать на 5 % (индекс 1,05), а затраты – на 3 % (индекс 1,03).

Определение чистого дисконтированного дохода D , удобно вести по формуле (5) методических указаний [3] в расчетной таблице 1.

Таблица 1 – Расчет экономической эффективности инвестиционного проекта электроснабжения 2-ой очереди собственных нужд Каргалинской ТЭЦ (млн. р.)

Показатели	Обозначение	Инвестиционный цикл T , его фазы и годы							
		T_1		T_2					
		1	2	3	4	5	6	7	8
1. Доходы	Pt	—	—	1,00	1,05	1,10	1,15	1,20	1,25
		—	—	75,4	79,2	82,9	86,7	90,5	94,3
2. Затраты с учетом ущерба (таблица 4 и п.5.4)	Zt	—	—	1,00	1,03	1,06	1,09	1,12	1,05
		9,6	6,4	57,7	59,4	61,2	62,9	64,6	66,4
3. Текущая прибыль (п.1-п.2)	$Пт$	-9,6	-6,4	17,7	19,8	21,7	23,8	25,9	27,9
4. Норма дисконта	E_n	0,15	0,14	0,13	0,12	0,11	0,10	0,09	0,08
5. Дисконтированные затраты по годам	$\frac{Z_t}{(1 + E_n)^t}$	8,4	4,9	40	37,8	36,3	35,5	35,3	35,9
6. Налоги	—	—	—	3,24	3,62	3,96	4,34	4,72	5,08
7. Текущая прибыль без налогов (п.3-п.6)	$Пт.н.$	-9,6	-6,4	14,46	16,18	17,74	19,46	21,18	22,82
8. Прибыль, остающаяся в распоряжении предприятия	$Пт.н.$	-9,6	-6,4	10,98	12,29	13,48	14,79	16,1	17,34
9. Амортизация с индексацией на 1,03	Ar	—	—	0,51	0,53	0,54	0,56	0,57	0,59
10. Сальдо прибыли и амортизации (п.8+п.9)	$П_c(П_{т.н.} + Ar)$	-9,6	-6,4	11,49	12,82	14,02	15,35	16,67	17,93
11. Дисконтированная прибыль по годам	$\frac{П_c}{(1 + E_n)^t}$	-8,4	-4,9	7,9	8,1	8,3	8,7	9,1	9,7
12. Чистый дисконтированный доход	$Дч$	-8,4	-13,3	-5,2	2,7	11	19,7	28,8	38,5
13. Внутренняя норма доходности, ед	$E_{в.н.}$	0,58							
14. Срок окупаемости инвестиций, год	$T_{ф.ок.}$	1,7							
15. Рентабельность инвестиций, ед	—	0,351–0,546							

2. Расчет внутренней нормы доходности

Внутренняя норма доходности определяется методом подбора из уравнения (6) [3].

Примем $E_{в.н.}=0,3$ тогда (данные п.п. 2 и 10 таблицы 1)

$$\frac{9,6}{(1+0,3)^1} + \frac{6,4}{(1+0,3)^2} = \frac{11,49}{(1+0,3)^3} + \frac{12,82}{(1+0,3)^4} + \frac{14,02}{(1+0,3)^5} + \frac{15,35}{(1+0,3)^6} + \frac{16,67}{(1+0,3)^7} + \frac{17,93}{(1+0,3)^8}$$

В итоге: $11,78 \neq 26,25$

Правило: Если правая часть больше левой, то $E_{в.н.}$ надо увеличить и наоборот. В нашем примере, следовательно, $E_{в.н.}$ надо увеличить.

Примем $E_{в.н.}=0,58$ и заново решив уравнение, убеждаемся в правильности этого результата.

С учетом полученных результатов D_t и $E_{в.н.}$ можно утверждать, что строительство собственных нужд ТЭЦ максимально эффективно из возможных вариантов бизнеса, и в частности, в сравнении с вложением инвестиций в банковский рост. Потому что, если бы деньги были вложены в банк, то они максимально дали бы чистый дисконтированный доход в 9,29

млн. р. $\left(\frac{38,5 \cdot 0,14}{0,58} \right)$, а не 38,5 млн. р., как в нашем бизнесе.

3 Расчет фактического срока окупаемости инвестиций

Срок окупаемости определяется из формулы:

$$T_{ф.ок} = T_{ц} + \Delta T_{ф.ок} \text{ (год)},$$

где $T_{ц}$ – целое число лет от начала эксплуатации собственных нужд, когда чистый дисконтированный доход остается отрицательным (п.12, таблица 1);

$\Delta T_{ф.ок}$ – дробная часть года срока окупаемости, определяемая по формуле (7) [3]:

$$\Delta T_{ф.ок} = \frac{|D_t|}{|D_t| + D_{t+1}},$$

где $|D_t|$ – абсолютная величина по модулю последнего отрицательного значения чистого дисконтированного дохода (п.12, таблица 1);

D_{t+1} – величина последующего после него положительного значения чистого дисконтированного дохода.

В нашем примере фактический срок окупаемости инвестиций от момента начала эксплуатации схемы составит:

$$T_{\text{ф.ок.}} = 1 + \frac{5,2}{5,2 + 2,7} = 1,7 \text{ года.}$$

Таким образом, срок окупаемости составляет 1,7 года от начала эксплуатации схемы собственных нужд или 3,7 года от начала инвестирования.

4 Расчет индекса доходности (рентабельности) инвестиций

Индекс доходности определяется :

$$H = \frac{7,9 + 8,1 + 8,7 + 9,1 + 9,7}{8,4 + 4,9} = 3,9$$

Отсюда рентабельность инвестиций равна:

$$3,9(0,09 - 0,14) = 0,351 - 0,546$$

По результатам расчетов составляется таблица критериев экономической эффективности инвестиционного проекта собственных нужд 2-ой очереди Каргалинской ТЭЦ.

Таблица 2 – Таблица критериев экономической эффективности инвестиционного проекта собственных нужд 2-ой очереди Каргалинской ТЭЦ

Критерии (показатели) эффективности	Значение показателей		Вывод об эффективности
	по расчету	по нормативу	
1. Чистый дисконтированный доход, D , млн. р.	38,5	>0	Проект эффективен
2. Внутренняя норма доходности, $E_{в.н.}$, ед.	0,58	(0,09–0,14)	Проект эффективен
3. Срок окупаемости инвестиций, год	1,7	< 7	Проект эффективен
4. Рентабельность инвестиций, ед.	0,351–0,546	0,09–0,14	Проект эффективен

По результатам расчетов проекта в целом составляется итоговая Сводная таблица, (таблица 3) в которой в п.3.1 показывается потребленная собственными нуждами электроэнергия, определяемая не по стоимости (тарифу), а по себестоимости ее производства на электростанции с соответствующим пересчетом п.п. 3,4,5.

Таблица 3 – Сводная таблица экономических показателей эффективности инвестиционного проекта электроснабжения 2-ой очереди собственных нужд Каргалинской ТЭЦ (млн. р.)

Показатели	Величина показателей
1. Первоначальные инвестиции	15968,230
2. Инвестиции с учетом фактора времени	16905,150
3. Текущие эксплуатационные затраты:	
- Всего	59600,000
- в том числе	
3.1. Себестоимость потребленной электроэнергии	57700,000
3.2. Амортизационные отчисления	506,800
3.3. Фонд оплаты труда	211,027
3.4. Отчисления на социальные нужды	54,867
3.5. Отчисления на социальное страхование от несчастных случаев на производстве	16,882
3.6. Материальные затраты на ремонт и техническое обслуживание электросетей и оборудования	476,609
3.7. Затраты на ремонт строительной части	39,871
3.8. Отчисления на обязательное страхование имущества	23,922
3.9. Плата за пользование краткосрочным кредитом	58,678
3.10. Общесетевые расходы	159,483
3.11. Прочие расходы	16,882
4. Годовые приведенные затраты	61516,106
5. Показатели экономической эффективности инвестиционного проекта схемы РЭС	
5.1 Чистый дисконтированный доход	38500
5.2. Внутренняя норма доходности инвестиций, ед.	0,58
5.3. Фактический срок окупаемости инвестиций, год	1,7
5.4. Рентабельность инвестиций, ед.	0,351–0,546

Вывод: расчеты показывают, что инвестиционный проект электроснабжения 2-ой очереди собственных нужд Каргалинской ТЭЦ экономически эффективен, потому что чистый дисконтированный доход положителен ($38,5 > 0$), внутренняя норма доходности инвестиций больше нормы дисконта ($0,58 > 0,14$), а срок окупаемости инвестиций меньше норматива ($1,7 < 7,0$).