

Задание

для выполнения курсовой работы по дисциплине «Экономика энергетики» для студентов направления подготовки 140400 Электроэнергетика и электротехника (профиль «Электроснабжение»)

Студент в курсовой работе должен разработать проект обоснования инвестиции системы электроснабжения предприятия, используя исходные данные (см. табл. 1).

Вариант задания должен соответствовать последней цифре номера зачетной книжки.

Исходя из расчетной нагрузки потребителя необходимо выбрать систему электроснабжения, подобрать номинальную мощность трансформаторов с указанием входного и выходного напряжения (10/0,4), (6/0,4), обосновать выбор оборудования и выключателей высокого напряжения, разъединителей и систем защиты, а так же марку и сечение кабеля.

На основании произведенного выбора рассчитать основные показатели инвестиционного проекта: чистый дисконтированный доход и период окупаемости проект, используя методические указания для выполнения КР /1/.

Работу оформить в виде пояснительной записки с обязательными приложениями схемы эл. снабжения.

Таблица 1.

№ варианта	Расчетная нагрузка			Длина линии (км)	Способ прокладки
	Активная, кВт	Реактивная, вар	Полная, В·А		
1	851	722	1117	0,8	Т
2	1832	1380	2293	1,2	Р
3	1414	1255	1890	1,5	А
4	934	883	1286	0,6	А
5	1381	1920	1717	0,8	Н
6	2192	1709	2778	0,8	Ш
7	2344	984	2543	1,0	Ш
8	1341	1392	1585	1,1	Е
9	1910	1500	1930	0,9	Я
10	1410	420	1780	1,0	Я

Диаграммы ФСД и КИФ строятся для базового варианта (до принятия и реализации проектного решения) и проектного варианта.

На основании сравнения этих диаграмм можно судить о степени полезности и экономической целесообразности курсового проекта.

3. Экономическая оценка проектных решений

Производятся с целью определения экономической приемлемости и целесообразности предложенных проектных решений по созданию, реконструкции или модернизации СЭ или ее элементов.

Экономическая оценка может быть осуществлена с помощью традиционных методов, приведенных в [4].

Наиболее приемлемой и рекомендуемой в курсовом проекте представляется методика дисконтированных денежных потоков. Целесообразно определить динамический срок окупаемости, являющийся критерием, который оценивает риск проекта.

В зависимости от выбранного студентом объекта проектирования и специфики исходных данных, допускается применение нижеприведенных методов расчета параметров экономической эффективности (применение метода должно быть согласовано с преподавателем):

1. Метод сравнительного срока окупаемости.

Этот метод используется при сравнении 2-х вариантов проектных решений имеющих различные объемы инвестиций и обладающих различными эксплуатационными затратами.

Сравнительный срок окупаемости $T_{сп}$ определяется по формуле:

$$T_{сп} = \frac{K_1 - K_2}{I_2 - I_1} \leq T_n, \quad (12)$$

где $K_1, K_2 = \Delta K$ - дополнительные инвестиции в первый (наиболее технологичный) вариант; $I_2, I_1 = \Delta И$ - экономия издержек в первом варианте.

$$T_{сп} = \frac{\Delta K}{\Delta И} \leq T_n, \quad (13)$$

где T_n - нормативный срок окупаемости (принят равным 6,7 г.).

2. Коэффициент экономической эффективности является показателем величины экономии эксплуатационных расходов, который дает каждый рубль инвестируемых средств:

$$E_n = \frac{\Delta И}{\Delta K} = (T_{сп})^{-1}. \quad (14)$$

Как и срок окупаемости, коэффициент экономической эффективности для принятия решения о выгодности проектного решения должен сравниваться с нормативным коэффициентом экономической эффективности E_n , который установлен в размере 0,15.

В качестве нормативного коэффициента экономической эффективности может использоваться средняя величина доходности капитала в соответствующий период времени - средний банковский процент по депозитам P .

$E_n = P$, тогда нормативный срок окупаемости

$$T_n = \frac{1}{P} \text{ (лет)}, \quad (15)$$

3. Оценка по приведенным затратам (ПЗ).

ПЗ - это сумма издержек производства и приведенных инвестиций, критерием эффективности того или другого варианта инвестирования является минимум приведенных затрат:

$$Z = И + E_n K \rightarrow \min, \quad (16)$$

где $И$ - издержки i -го варианта проектного решения; K - инвестиции в i -ом варианте проектного решения; E_n - нормативный коэффициент экономической эффективности.

4. Определение экономического эффекта (ЭЭ)

ЭЭ выявляется при сопоставлении экономии эксплуатационных расходов и приведенных инвестиций, за счет которых может быть получена экономия.

$$\Delta Э = \Delta И - E_n \Delta K, \quad (17)$$

если $\Delta Э > E_n \Delta K$ - решение целесообразно; если $\Delta Э < E_n \Delta K$ - решение не целесообразно; $\Delta И$ - разница издержек по вариантам.

При применении названных методов необходимо учитывать следующие условия сопоставимости вариантов проектных решений:

- одинаковый производственный эффект потребителя;
- условие оптимальности сравниваемых вариантов, т.е. сравниваемые варианты должны иметь примерно одинаковый технический уровень;

- учет сопряженных затрат. В сравниваемых вариантах инвестирования необходимо учесть не только их непосредственные капитальные и текущие затраты, но и другие расходы, связанные с реализацией проектных решений;
- одинаковый экономический эффект;
- стоимостная сопоставимость сравниваемых вариантов (сопоставимость цен);
- одинаковое качество продукции (работ. услуг) в сравниваемых вариантах;
- учет внеэкономических факторов.

5. Общий срок окупаемости, т.е. определение периода времени окупаемости инвестиций:

$$T_n = \frac{K}{m_6} \geq T_{n(6)}, \quad (18)$$

$$T_n = \frac{K}{m_n} \geq T_{n(n)}, \quad (19)$$

где m_6 – прибыль без учета налогов; $m_n = m_6 - N$ – чистая прибыль, т.е. за вычетом налогов; T_n – нормативный срок окупаемости.

$T_n > T_{n(6)}$ - проект нецелесообразен.

$T_n < T_{n(6)}$ - проект целесообразен.

6. Рентабельность инвестиций показывает величину прибыли, получаемую от каждого инвестированного рубля:

$$Ч_n = \frac{m}{K} \geq Ч_n, \quad (20)$$

где $Ч_n$ – рентабельность инвестиций; $Ч_n$ – нормативная рентабельность;

M – прибыль чистая; K – объем инвестиций.

7. Рентабельность производства показывает, сколько прибыли приходится на каждый рубль текущих затрат:

$$Ч_n = \frac{m_n + \Delta m_n}{K_n + \Delta K_n} \rightarrow \max, \quad (21)$$

где m_n – инвариантная прибыль; K_n – инвариантные производственные фонды; Δm_n – прирост прибыли в i -ом варианте; ΔK_n – прирост фондов в i -ом варианте.

Рентабельность можно вычислять по формуле:

$$Ч_n = \frac{\Pi}{S} - 1, \quad (22)$$

где Π – продажная цена продукта; S – себестоимость продукта.

4. Технико-экономическое обоснование проекта

В 1994 г. на правительственном уровне была утверждена методика [14], основанная на интегральных критериях экономической эффективности инвестиционных проектов. Именно эту методику рекомендуется использовать для технико-экономического обоснования проекта.

При использовании этой методики оценки инвестиционного проекта осуществляются в пределах так называемого расчетного периода (или горизонта расчета), который охватывает время строительства и время эксплуатации объекта. При этом срок эксплуатации принимается равным средневзвешенному нормативному сроку службы основного технологического оборудования. При необходимости учитываются и мероприятия, связанные с ликвидацией объекта. Горизонт расчета измеряется количеством шагов расчета. Для электрической сети в качестве шага расчета допускается принимать 1 год.

На каждом шаге определяется эффект, который представляет собой разность между результатами (доходами), полученными от реализации проекта и затратами всех участников проекта, как финансовыми, так и производственными (в стоимостном выражении). Затем на основе эффектов, рассчитанных для всех шагов, определяются некие интегральные показатели (о них ниже), характеризующие проект в целом. Для того, чтобы можно было соизмерять эффекты, достигаемые на разных шагах (то есть в разное время), все они приводятся (дисконтируются) к их ценности в какой-то один момент времени (обычно – момент окончания первого шага). В качестве цен используются так называемые базисные цены, сложившиеся в народном хозяйстве к моменту начала осуществления проекта. В случае необходимости учета изменения цен и инфляции вводятся индекс изменения цен и дефлирующий множитель.

4.1 Критерии оценки экономической эффективности вариантов

Методикой [14] рекомендуются следующие критерии экономической эффективности:

- чистый дисконтированный доход (ЧДД);
- индекс доходности (ИД);
- внутренняя норма дохода (ВНД);
- срок окупаемости.

Возможно использование и других критериев, отражающих специфику проекта или интересы его участников.

Чистый дисконтированный доход определяется как сумма текущих эффектов за весь расчетный период:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T (R_t - Z_t) \cdot \alpha_t, \quad (23)$$

где $t=0, 1, 2, \dots, T$ – номер шага расчета; R_t – результаты, достигаемые на t -ом шаге расчета; Z_t – затраты, осуществляемые на том же шаге расчета; α_t – коэффициент дисконтирования на t -ом шаге расчета.

Коэффициент дисконтирования рассчитывается на основании нормы дисконта E , равной приемлемой для инвестора норме дохода на капитал, тогда норма дисконта принимается несколько выше (за счет инфляции и инвестиционного риска), чем банковский процент по депозитным вкладам. Если капитал является заемным, то норма дисконта принимается равной процентной ставке по займам. Если норма дисконта постоянна в течение всего расчетного периода, то коэффициент дисконтирования на t -ом шаге определяется по формуле

$$\alpha_t = 1/(1+E)^t. \quad (24)$$

Если же норма дисконта меняется, то используют формулу

$$\alpha_t = 1/\prod_{k=1}^t (1+E_k). \quad (25)$$

Срок эксплуатации электроэнергетических объектов обычно достаточно велик – несколько десятилетий. При этом, начиная уже со второго десятка лет, коэффициенты дисконтирования получаются настолько малы, что соответствующие этим годам эффекты не могут оказать существенного влияния на ЧДД. Поэтому при оценке эффективности проектов в электроэнергетике вполне достаточно ограничиться горизонтом расчета в 15 лет.

Если ЧДД проекта положителен, то проект эффективен, если отрицателен, то неэффективен. Из нескольких вариантов проекта с положительными ЧДД эффективнее тот, у которого ЧДД выше.

Так как капитальные вложения в проект обычно осуществляются только на первых шагах его реализации, то на практике чаще используются модифицированной формулой для определения ЧДД. Для этого капитальные вложения исключаются из состава затрат и учитываются отдельно:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T (R_t - Z_t) \cdot \alpha_t - K, \quad (26)$$

где Z_t – затраты на t -ом шаге за вычетом капиталовложений; $K = \sum_{t=0}^T K_t \cdot \alpha_t$ – сумма дисконтированных капиталовложений в проект; K_t – капиталовложения на t -ом шаге.

В этом случае разность $(R_t - Z_t)$ называется **приведенным эффектом**.

При постоянной норме дисконта, в отсутствие роста цен и инфляции для вычисления ЧДД используется формула:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T (R_t - Z_t) \cdot \frac{1}{(1+E)^t} - \sum_{t=0}^T K_t \cdot \frac{1}{(1+E)^t}. \quad (27)$$

Индекс доходности представляет собой отношение суммы приведенных эффектов расчетного периода к сумме капиталовложений:

$$\text{ИД} = \frac{1}{K} \cdot \sum_{t=0}^T (R_t - Z_t) \cdot \alpha_t. \quad (28)$$

При оценке проектов по индексу доходности критерием эффективности проекта будет выполнение неравенства: $\text{ИД} > 1$, причем, чем выше ИД, тем эффективнее проект.

Внутренняя норма доходности (ВНД) – это та норма дисконта $E_{\text{вн}}$ при которой сумма приведенных эффектов равна сумме капиталовложений. Для определения ВНД необходимо решить уравнение:

$$\sum_{t=0}^T \frac{R_t - Z_t}{(1 - E_{\text{вн}})^t} - \sum_{t=0}^T \frac{K_t}{(1 - E_{\text{вн}})^t} = 0. \quad (29)$$

Если ВНД равна или больше требуемой инвестором нормы дохода на капитал, то инвестиции в данный проект оправданы, если меньше, то инвестиции нецелесообразны. И, соответственно, из нескольких вариантов

проекта выгоднее тот, который дает большую ВНД.

Срок окупаемости – это период, начиная с которого первоначальные вложения и другие затраты перекрываются суммарными результатами осуществления проекта. Его можно определить, решив уравнение:

$$\sum_{t=0}^T R_t - 3_t^* - K_t - \beta = 0. \quad (30)$$

Здесь β - минимальное положительное число, делающее $T_{ок}$ целым.

Ни один из критериев сам по себе не является достаточным для принятия решения. Решение об инвестировании средств в проект должно приниматься с учетом значений всех критериев и интересов всех участников инвестиционного проекта.

Социальные, экологические и иные результаты проекта, не поддающиеся стоимостной оценке, рассматриваются как дополнительные критерии и также учитываются при принятии решения.

5. Рекомендации по определению объекта проектирования и правила производства проектных работ

В качестве проектирования студентам предлагается разрабатывать следующие элементы СЭ (в соответствии с нормативными требованиями к разработке электрической части проектно-сметной документации):

- схемы электроснабжения и подстанции;
- воздушные и кабельные линии;
- силовое электрооборудование;
- электроосвещение;
- молниезащита зданий, сооружений и внешние контуры заземляющих устройств;
- электропривод;
- энергосбережение.

Исходные данные можно брать в учебной и справочной литературе, в проектах-аналогах, из информации, полученной на базовых предприятиях или в проектных институтах.

Пояснительная записка проекта должна включать основные показатели объекта проектирования, технические решения, принятые в проекте, принципиальные схемы и планировки (при необходимости), особые условия реализации проекта, перечень используемых нормативно-технических источников.

Список литературы

1. Барыбина Ю.Г., Федоров Х.Е. Справочник по проектированию электроснабжения. – М.: Энергоатомиздат, 1990.
2. Мазур Н.И., Шаширо В.Д., Ольдерохе Н.Г. Управление проектами. – М.: ОМЕГА-Л, 2004.
3. Моисеева Н.К., Карлушин М.Г. Основы теории и практики функционально-стоимостного анализа. – М.: Высшая школа, 1988.
4. Падалко Л.П., Пекеис Г.Б. Экономика энергетических систем. – Киев: Наукова дерика, 1994.
5. Пинто Дж.К. Управление проектами. – М.: ПИТЕР, 2004.
6. Руденко Я.Л., Ушаков А.Г. Надежность систем энергетика. – М.: Энергия, 1987.
7. Самсонов В.С., Вткин М.А. Экономика предприятий энергетического комплекса. – М.: Энергия, 2004.
8. Сборник задач и деловые игры по экономике энергетики и управлению энергетическим производством /Под ред. П.П. Долгова. – М.: Энергия, 1989.
9. Справочник энергетика 32т. – М.: Энергоатомиздат, 1990.
10. Старков А.С., Федоров Л.Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования. – М.: Энергоатомиздат, 1997.
11. Управление инвестициями /Под ред. Шеремета В.В.: В 2 т. – М.: Высшая школа, 1998.
12. Хохлов В.К. Саркисов Л.М. Экономика строительства и эксплуатации электрических сетей. – М.: Энергия, 1990.
13. Хусеинов И.М. Проектирование сети для электроснабжения промышленного района. – Саратов, 2004.
14. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования. – М.: Информэлектро, 1994.

Вариант 1

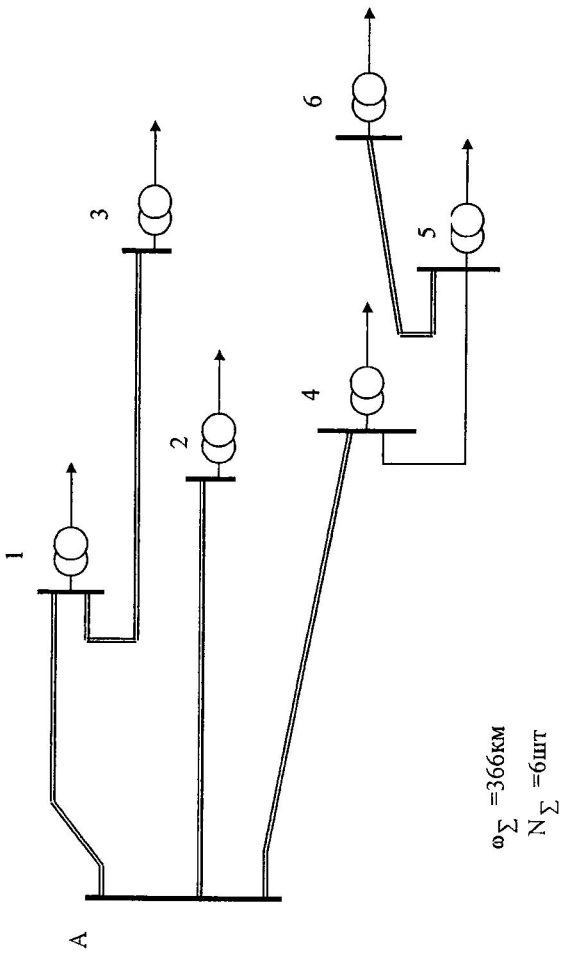


Рис.1 Радиально-магистральная сеть

Вариант 2

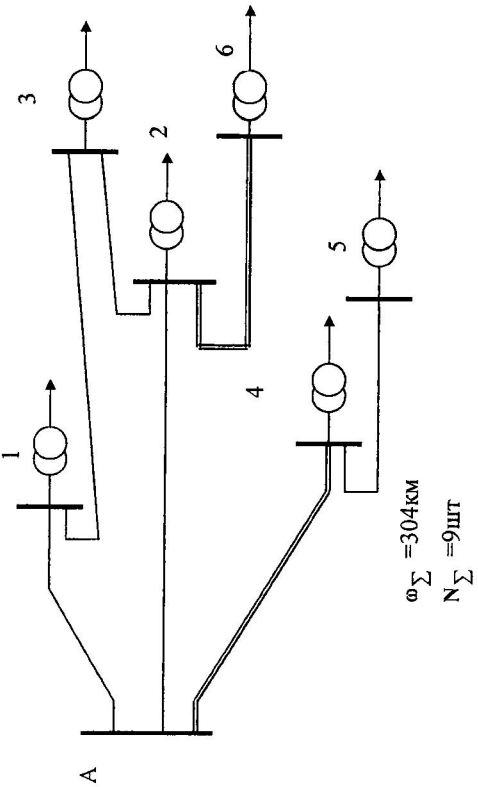


Рис. 2 Комбинированная сеть

Вариант 3

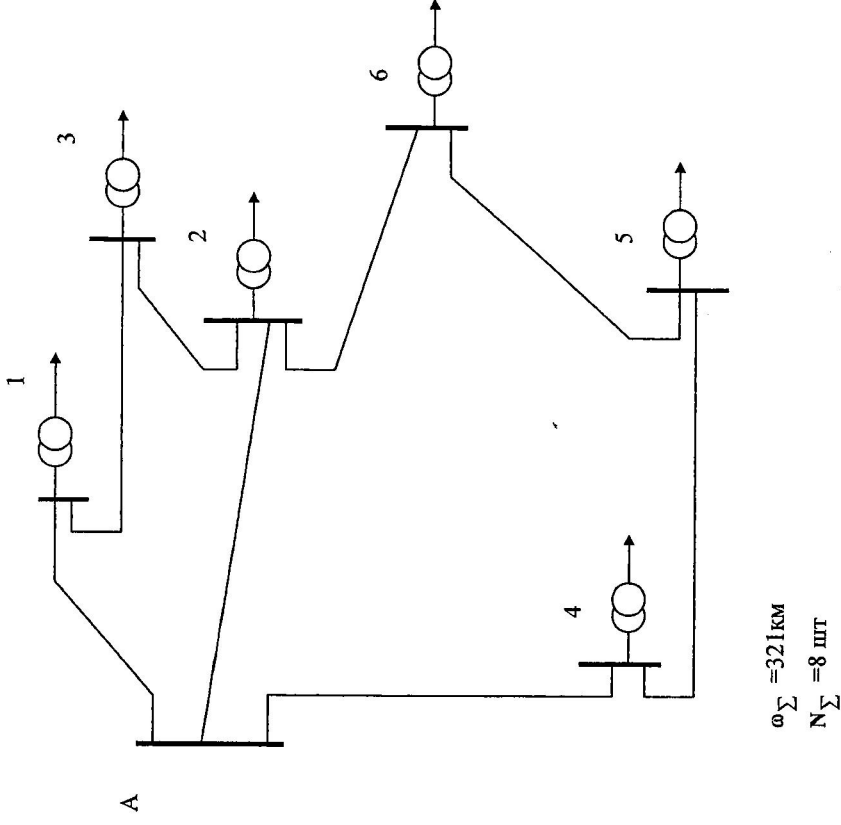


Рис. 3 Кольцевая сеть

Пример оценки экономической эффективности вариантов

Для всех вариантов делаем следующие допущения.

1. Сооружение сети продолжается 3 года. Инвестирование проекта осуществляется за счет собственных и заемных средств. Распределение капитальных вложений по годам принимаем следующим:

- первый год – 60000 тыс. р./год (собственные средства);
- второй год – 30000 тыс. р./год (заемные средства);
- третий год – оставшиеся капитальные вложения (заемные средства).

Плата за кредит – 25% годовых. Погашение кредита начинается на четвертый год после начала строительства. Погашение производится равными долями в течение 5 лет (по 20% в год).

2. Частичная эксплуатация сети начинается через год после начала строительства. На первом году эксплуатации потребителям будет отпущено 50% от расчетного количества электроэнергии, на втором – 80%, на третьем – все расчетное количество. В последующие годы отпуск электроэнергии потребителям остается неизменным.

3. Горизонт расчета принимаем 15 лет. Шаг расчета устанавливаем 1 год.

4. Тариф на покупаемую электроэнергию (на шинах подстанций энергосистемы 35...220кВ) для шага) принимаем 1,1 руб/кВтч. Принимаем также, что в последующие годы тариф на покупаемую электроэнергию растет на 1% в год. Тариф на электроэнергию, отпускаемую потребителям с шин 6-10кВ, принимаем на 10% выше.

5. Норму дисконта принимаем равной 0,15.

6. Норму отчислений на эксплуатацию принимаем 6% на все оборудование.

7. Для оценки требуемых капитальных вложений будем использовать укрупненными показателями стоимости 1990 год. Для учета последующего изменения цен введем коэффициент удорожания и примем его равным 18.

8. Инфляцию не учитываем.

Начнем с радиально-магистральной сети.

Стоимость сооружения линии А-1 составит:

$$K_{A-1} = K_0 \cdot A_1 \cdot L_{A-1} \cdot K_{уд} = 17,3 \cdot 42 \cdot 18 = 13079 \text{ тыс.руб.} \quad (2.1)$$

где K_0 A_1 - стоимость сооружения 1 км двухцепной ВЛ-35 кВ на железобетонных опорах с проводами марки АС-120/19 для III района по гололеду; L_{A-1} - протяженность линии А-1; $K_{уд}$ - коэффициент удорожания.

Стоимость сооружения остальных линий определяем аналогично. Результаты сводим в таблицу 1.

Таблица 1

Капитальные вложения в ВЛ радиально-магистральной сети

Линия	U _{ном} , кВ	Кол-во цепей	Марка провода	К _о , тыс. р./км	L, км	К _{вд} , тыс. р.
A-1	35	2	АС-120/19	17,3	42	13079
A-2	110	2	АС-120/19	20,4	61	22399
2-3	35	2	АС-120/19	17,3	32	9965
2-4	110	2	АС-120/19	20,4	57	20930
4-5	110	2	АС-120/19	20,4	22	8087
5-6	110	2	АС-120/19	20,4	28	10282
Итого, воздушные линии						84733

Определяем капитальные вложения в подстанции.

Стоимость сооружения ПС1 определяем с использованием

$$K_{ПС1} = K \cdot K_{уд} = 190 \cdot 18 = 3420 \text{ тыс.р.} \quad (2.2)$$

где $K=190$ тыс. р. – стоимость КТПБ с двумя трансформаторами по 6,3 МВА и одной рабочей секционированной с выключателем системой шин на стороне ВН.

Стоимость сооружения остальных ПС определяем аналогично. Результаты сводим в таблицу 2.

Таблица 2

Капитальные вложения в подстанции радиально-магистральной сети

ПС	U _{ном} , кВ	n _{тр}	S _{тр.ном} , кВА	К, тыс. р.	К _{ПС} , тыс. р.	
1	35/6	2	6300	190	3420	
2	110/35/10	2	10000	310	5580	
3	35/6	2	4000	170	3060	
4	110/6	2	10000	240	4320	
5	110/10	1	16000	150	2700	
6	110/6	2	6300	225	4050	
РПП	Ячейка КРУ 35кВ с выключателем – 2шт					252
	Ячейка 110 кВ с выключателем – 4шт					2232
Итого, подстанции:						25614

Остальные расчеты в таблице 7.

Общие капитальные вложения в сооружение электрической сети:

$$K_{\Sigma} = K_{\text{вкл}} + K_{\text{ПС}} = 84733 + 25614 = 110347 \text{ тыс. р.} \quad (2.3)$$

Разбиваем эти капитальные вложения по годам строительства. В денежном выражении это составляет 60000 тыс. р./год, 30000 тыс. р./год и 20347 тыс. р./год. Вносим их в первую строку таблицы 7.

Во вторую строку таблицы помещаем платежи в счет погашения кредита. Погашение кредита производится с 3-го по 7-ой шаг по 20% от суммы займа, то есть по 10069 тыс.р./год.

В третью строку таблицы вписываем процентные платежи за кредит. На шаге 0 плата за кредит отсутствует, так как были использованы только собственные средства. На шаге 1 проценты за кредит составляют 25% от капитальных вложений, сделанных на шаге 1, поскольку это уже заемные средства. Это составляет 7500 тыс. р./год. Начиная с шага 4 и до шага 7 включительно, в результате постепенного погашения кредита процентные платежи за кредит ежегодно снижаются на 20 процентных пунктов (то есть на 2518 тыс. р./год).

Далее для каждого шага определяем отчисления на обслуживание из расчета 6% от всех капитальных вложений, сделанных за предыдущие годы, и заполняем четвертую строку таблицы.

В пятую строку таблицы вносим тариф на электроэнергию.

Затраты на покупку электроэнергии (шестая строка таблицы) определяем по формуле:

$$Z_w = \left(\sum P_k \cdot T_{\text{нб}} + \Delta P \cdot \sum r \right) \cdot c_k \cdot k, \quad (2.4)$$

где c_k – тариф на электроэнергию; на шаге 1 равен 1,11 р./кВтч; K – коэффициент, учитывающий изменение объема покупаемой электроэнергии по годам. В соответствии с принятыми допущениями на шагах 1 и 2 он равен 0,5 и 0,8. На шаге 3 и на последующих шагах $k=1,0$.

На шаге 1 затраты на покупку электроэнергии составят:

$$Z_{w1} = (63,3 \cdot 6400 + 1,76 \cdot 4800) \cdot 1,11 \cdot 0,5 = 229737 \text{ тыс.р./год.} \quad (2.5)$$

В седьмую строку таблицы помещаем общие затраты. Они определяются суммированием данных второй, третьей, четвертой и шестой строк.

В восьмую строку помещаем результаты, получаемые от реализации проекта. В данном случае единственный результат работы электрической сети – это выручка от продажи электроэнергии потребителям. Ее определяем по формуле:

$$R_w = \sum P_k \cdot T_{\text{нб}} \cdot I_{k1} \cdot c_k \cdot k. \quad (2.6)$$

На шаге 1 выручка от продажи электроэнергии потребителям составит:

$$Z_{w1} = 63,3 \cdot 6400 \cdot 1,11 \cdot 0,5 = 247549 \text{ тыс.р./год} \quad (2.7)$$

Приведенный эффект на каждом шаге расчета определяем, вычитая из результата общие затраты (без капитальных вложений), и заполняем восьмую строку таблицы.

В девятую строку помещаем значения коэффициента дисконтирования. В качестве примера приведем расчет коэффициента дисконтирования для шага 6:

$$\alpha_6 = \frac{1}{(1+E)^6} = \frac{1}{(1+0,15)^6} = 0,432. \quad (2.8)$$

И, наконец, в последней строке таблицы определяем на каждом шаге чистый дисконтированный доход. На шаге 1 он отрицательный и равен капитальным вложениям. На шаге 1 к нему добавляется приведенный эффект (с учетом дисконтирования):

$$\text{ЧДД}_1 = \text{ЧДД}_0 + (R_1 - Z_1) \cdot \alpha_1 = -60000 + 6712 \cdot 0,870 = -54164 \text{ тыс. р.} \quad (2.9)$$

На шаге 2:

$$\text{ЧДД}_2 = \text{ЧДД}_1 + (R_2 - Z_2) \cdot \alpha_2 = -54164 + 10797 \cdot 0,756 = -46000 \text{ тыс. р.} \quad (2.10)$$

Капитальные вложения на шагах 1 и 2 не учитываем, так как они сделаны за счет заемных средств.

Расчеты на остальных шагах производим аналогично.

Чистый дисконтированный доход для этого варианта, то есть для радиально-магистральной сети, за все 15 шагов составит 35361 тыс. р. Срок окупаемости $T_{\text{ок}} = 9$ лет.

Повторяем расчет для варианта «комбинированная сеть».

Расчет стоимости сооружения линий проводим аналогично. Результаты сводим в таблицу 3.

Таблица 3

Капитальные вложения в ВЛ комбинированной сети						
Линия	U _{ном, кВ}	Кол-во цепей	Марка провода	K _о , тыс. р./км	L, км	K _{вл} , тыс. р.
A-1	110	1	АС-150/24	13,2	42	9979
1-3	110	1	АС-150/24	13,2	41	9742
3-2	110	1	АС-150/24	13,2	32	7603
A-2	110	1	АС-150/24	13,2	61	14494
2-6	110	2	АС-120/19	20,4	28	10282
A-4	110	2	АС-120/19	20,4	57	20930
4-5	110	1	АС-120/19	13,1	22	5188
Итого, воздушные линии						78217

Так же, как и для радиально-магистральной сети, определяем капитальные вложения в подстанции. Результаты помещаем в таблицу 4.

Таблица 4

Капитальные вложения в подстанции комбинированной сети						
ПС	U _{ном, кВ}	п _{тр}	S _{тр.ном, кВА}	K, тыс. р.	K _{лс} , тыс. р.	
1	110/6	2	6300	330	5940	
2	110/10	2	10000	396	7128	
3	110/10	2	6300	330	5940	
4	110/6	2	10000	240	4320	
5	110/10	1	16000	150	2700	
6	110/6	2	6300	225	4050	
РПП	Ячейка 110кВ с выключателем – 4шт					2232
Итого, подстанции:						32310

Общие капитальные вложения в сооружение электрической сети:

$$K_{\Sigma} = K_{вл} + K_{пс} = 78217 + 32310 = 110527 \text{ тыс. р.} \quad (2.11)$$

Разбиваем эти капитальные вложения по годам строительства. В первый год это составляет 60000 тыс. р., во второй год 30000 тыс. р./год и в третий – 20527 тыс. р./год. Вносим их в первую строку таблицы 8. Остальные расчеты экономической эффективности этого варианта производим в таблице 8. аналогично варианту с радиально-магистральной сетью.

Повторяем расчет для варианта 3 (сложно-замкнутая сеть).

Расчет стоимости сооружения линий проводим аналогично. Результаты сводим в таблицу 5.

Таблица 5

Капитальные вложения в ВЛ сложно-замкнутой сети						
Линия	U _{ном, кВ}	Кол-во цепей	Марка провода	K _о , тыс. р./км	L, км	K _{вл} , тыс. р.
A-1	110	1	АС-150/24	13,2	42	9979
1-3	110	1	АС-150/24	13,2	41	9742
3-2	110	1	АС-120/19	13,1	32	7603
A-2	110	1	АС-185/29	13,8	61	15152
A-4	110	1	АС-185/29	13,8	57	14159
4-5	110	1	АС-150/24	13,2	22	5227
5-6	110	1	АС-120/19	13,1	28	5188
2-6	110	1	АС-150-24	13,2	28	6653
Итого, воздушные линии						73703

Так же, как и для радиально-магистральной сети определяем капитальные вложения в подстанции. Результаты помещаем в таблицу 6.

Таблица 6

Капитальные вложения в подстанции сложно-замкнутой сети						
ПС	U _{ном, кВ}	п _{тр}	S _{тр.ном, кВА}	K, тыс. р.	K _{лс} , тыс. р.	
1	110/6	2	6300	330	5940	
2	110/10	2	10000	373	6714	
3	110/6	2	6300	330	5940	
4	110/6	2	10000	350	6300	
5	110/10	1	16000	150	2700	
6	110/6	2	6300	330	5940	
РПП	Ячейка 110кВ с выключателем – 3шт					1674
Итого, подстанции:						35208

Общие капитальные вложения для этого варианта составят:

$$K_{\Sigma} = K_{вл} + K_{пс} = 73703 + 35208 = 108911 \text{ тыс. р.} \quad (2.12)$$

Таблица 7

Расчет чистого дисконтированного дохода при сооружении радиально-магистральной сети

Показатели	Единицы	Величина показателя по шагам (годам)														
		Шаг 0	Шаг 1	Шаг 2	Шаг 3	Шаг 4	Шаг 5	Шаг 6	Шаг 7	Шаг 8	Шаг 9	Шаг 10	Шаг 11	Шаг 12	Шаг 13	Шаг 14
Капитальные вложения	тыс. р./год	60000	30000	20347												
Погашение кредита	тыс. р./год				10069	10069	10069	10069	10069							
Проценты за кредит	тыс. р./год		7500	12587	12587	10069	7552	5035	2517							
Отчисления на эксплуатационное обслуживание	тыс. р./год		3600	5400	6621	6621	6621	6621	6621	6621	6621	6621	6621	6621	6621	6621
Тариф на покупаемую электроэнергию	руб./кВтч	1,1	1,11	1,12	1,13	1,14	1,16	1,17	1,18	1,19	1,20	1,22	1,23	1,24	1,25	1,26
Затраты на покупку электроэнергии	тыс. р./год		229737	371255	468709	473397	478131	482912	487741	492618	497545	502520	507545	512621	517747	522924
Общие затраты (без капиталовложений)	тыс. р./год		240837	389242	497986	500156	502373	504637	506949	499239	504165	509141	514166	519241	524368	529545
Выручка от реализации электроэнергии	тыс. р./год		247549	400038	505049	510099	515200	520352	525556	530811	536119	541480	546895	552364	557888	563467
Приведенный эффект	тыс. р./год		6712	10797	7062	9943	12827	15715	18607	31572	31954	32340	32729	33123	33520	33922
Коэффициент дисконтирования	тыс. р./год	1,000	0,870	0,756	0,658	0,572	0,497	0,432	0,376	0,327	0,284	0,247	0,215	0,187	0,163	0,141
Чистый дисконтированный доход	тыс. р.	-60000	-54164	-46000	-41357	-35672	-29294	-22500	-15505	-5184	3899	11893	18928	251119	30567	35361

Таблица 8

Расчет чистого дисконтированного дохода при сооружении комбинированной сети

Показатели	Единицы	Величина показателя по шагам (годам)														
		Шаг 0	Шаг 1	Шаг 2	Шаг 3	Шаг 4	Шаг 5	Шаг 6	Шаг 7	Шаг 8	Шаг 9	Шаг 10	Шаг 11	Шаг 12	Шаг 13	Шаг 14
Капитальные вложения	тыс. р./год	60000	30000	20527												
Погашение кредита	тыс. р./год				10105	10105	10105	10105	10105							
Проценты за кредит	тыс. р./год		7500	12632	12632	10105	7579	5053	2526							
Отчисления на эксплуатационное обслуживание	тыс. р./год		3600	5400	6632	6632	6632	6632	6632	6632	6632	6632	6632	6632	6632	6632
Тариф на покупаемую электроэнергию	руб./кВтч	1,1	1,11	1,12	1,13	1,14	1,16	1,17	1,18	1,19	1,20	1,22	1,23	1,24	1,25	1,26
Затраты на покупку электроэнергии	тыс. р./год		228271	368885	465717	470375	475078	479829	484627	489474	494368	499312	504305	509348	514442	519586
Общие затраты (без капиталовложений)	тыс. р./год		239371	386917	495086	497217	499394	501619	503891	496105	501000	505944	510937	515980	521073	526218
Выручка от реализации электроэнергии	тыс. р./год		247549	400038	505049	510099	515200	520352	522556	530811	536119	541480	546895	552364	557888	563467
Приведенный эффект	тыс. р./год		8178	13122	9962	12882	15806	18733	21655	34706	35119	35537	35958	36384	36814	37249
Коэффициент дисконтирования	тыс. р./год	1,000	0,870	0,756	0,658	0,572	0,497	0,432	0,376	0,327	0,284	0,247	0,215	0,187	0,163	0,141
Чистый дисконтированный доход	тыс. р.	-60000	-52889	-42967	-36416	-29051	-21193	-13094	-4949	6396	16379	25163	32892	39693	45676	50940

Расчет чистого дисконтированного дохода при сооружении линии электро-защитной сети

Показатели	Величина показателя по шагам (годам)													
	Шаг 0	Шаг 1	Шаг 2	Шаг 3	Шаг 4	Шаг 5	Шаг 6	Шаг 7	Шаг 8	Шаг 9	Шаг 10	Шаг 11	Шаг 12	
Капитальные вложения	60000	30000	18911											
Полошение кредита			9782	9782	9782	9782	9782	9782	9782	9782				
Проценты за кредит		7500	12228	12228	9782	7337	4891	2446						
Отчисления на эксплуатационное обслуживание		3600	5400	6535	6535	6535	6535	6535	6535	6535				
Тариф на электроэнергию	1,1	1,11	1,12	1,13	1,14	1,16	1,17	1,18	1,19	1,20	1,22	1,23	1,24	
Затраты на покупку электроэнергии		228617	369445	466425	471089	475800	480558	485363	490217	495119	500070	505071	510122	
Общие затраты (без капитало-вложений)		239717	387073	494969	497188	499453	501766	504126	496752	501654	506605	511606	516656	
Выручка от реализации электроэнергии		247549	400038	505049	510099	515200	520352	525556	530811	536119	541480	546895	552364	
Привлекенный эффект		7831	12965	10079	12911	15747	18586	21430	34059	34465	34875	35290	35708	
Коэффициент дисконтирования	1,000	0,870	0,756	0,658	0,572	0,497	0,432	0,376	0,327	0,284	0,247	0,215	0,187	
Чистый дисконтированный доход	-60000	-53190	-43386	-36759	-29377	-21548	-13513	-5456	5678	15475	24096	31681	38555	
													44227	
														49393

Александр Степанович Тимофеев

ЭКОНОМИКА ЭНЕРГЕТИКИ

Методические указания к выполнению курсовой работы для студентов направления подготовки 140400 Электроэнергетика и электротехника (профиль «Электроснабжение»)

Редактор Т.В. Тимофеева

Подписано в печать Формат 60 * 84 1/16 Бумага тип. №1
 Заказ Усл. печ. л. 2,25 Уч.-изд. л. 2,25
 Печать трафаретная Тираж 100 Цена свободная

Редационно-издательский центр КГУ
 640669, г. Курган, ул. Гоголя, 25.
 Курганский государственный университет.

Расчет чистого дисконтированного дохода при сооружении высоковольтной линии электропередачи

Показатели	Величина показателя по шагам (годам)															
	Единицы	Шаг 0	Шаг 1	Шаг 2	Шаг 3	Шаг 4	Шаг 5	Шаг 6	Шаг 7	Шаг 8	Шаг 9	Шаг 10	Шаг 11	Шаг 12	Шаг 13	Шаг 14
Капитальные вложения	тыс. р./год	60000	30000	18911												
Поташение кредита	тыс. р./год				9782	9782	9782	9782	9782							
Проценты за кредит	тыс. р./год		7500	12228	12228	9782	7337	4891	2446							
Отчисления на обслуживание	тыс. р./год		3600	5400	6535	6535	6535	6535	6535	6535	6535	6535	6535	6535	6535	6535
Тариф на покупку электроэнергии	руб./кВт*ч	1,1	1,11	1,12	1,13	1,14	1,16	1,17	1,18	1,19	1,20	1,22	1,23	1,24	1,25	1,26
Затраты на покупку электроэнергии	тыс. р./год		228617	369445	466425	471089	475800	480558	485363	490217	495119	500070	505071	510122	515223	520375
Общие затраты (без капитальных вложений)	тыс. р./год		239717	387073	494969	497188	499453	501766	504126	496752	501654	506605	511606	516656	521758	526910
Выручка от реализации электроэнергии	тыс. р./год		247549	400038	505049	510099	515200	520352	525556	530811	536119	541480	546895	552364	557888	563467
Приведенный эффект	тыс. р./год		7831	12965	10079	12911	15747	18586	21430	34059	34465	34875	35290	35708	36130	36557
Коэффициент дисконтирования	тыс. р./год	1,000	0,870	0,756	0,658	0,572	0,497	0,432	0,376	0,327	0,284	0,247	0,215	0,187	0,163	0,141
Чистый дисконтированный доход	тыс. р.	-60000	-53190	-43386	-36759	-29377	-21548	-13513	-5456	5678	15475	24096	31681	38355	44227	49393

Алексей Степанович Таранов

ЭКОНОМИКА ЭНЕРГЕТИКИ

Методические указания к выполнению курсовой работы
для студентов направления подготовки
140400 Электроэнергетика и электротехника
(профиль «Электроснабжение»)

Редактор Т.В. Тимофеева

Подписано в печать **Формат 60 * 84 1/16** Бумага тип. №1
Заказ **Усл. печ. л. 2,25** Уч.-изд. л. 2,25
Печать трафаретная **Тираж 100** Цена свободная

Редационно-издательский центр КГУ
640669, г. Курган, ул. Гоголя, 25.
Курганский государственный университет.

7.2 Расчет окупаемости и экономическая оценка проекта

Проведем оценку экономической эффективности проекта.

Для расчета делаем следующие допущения:

1 Реконструкция подстанции. Инвестирование проекта осуществляется за счет собственных средств;

2 Горизонт расчета принимаем 10 лет. Шаг расчета устанавливаем 1 год;

3 Тариф на покупаемую электроэнергию для шага 0 принимаем 1,2 руб./кВт·ч. Принимаем также, что в последующие годы тариф на покупаемую электроэнергию растет на 10% в год. Тариф на электроэнергию, отпускаемую потребителям с шин 10 кВ, принимаем на 10% выше;

4 Норму дисконта принимаем равной 0,15;

5 Норму отчислений на эксплуатацию принимаем 6 % на все оборудование;

6 Инфляцию не учитываем.

Инвестиции в проект представлены в таблице 7.2.1.

Таблица 7.2.1 – Инвестиционные вложения в проект

Наименование	Тип	Кол-во, шт.	Цена, тыс.руб
Трансформатор	ТМН-2500/110	2	2400
Выключатель элегазовый 110кВ	ВГТ-110	5	4000
Выключатель вакуумный 10 кВ	ВВ/TEL-10	12	1050
Разъединитель 110 кВ	РПД -110	23	187
Ограничитель перенапряжения	ОПН - 110	2	60
Ограничитель перенапряжения	ОПНН - 110	2	40
Ограничитель перенапряжения	ОПН - 10	4	40
	Итого:		7777

Схема формирования денежного потока представлена в таблице 10.2.

В первую строку таблицы вносим инвестиционные вложения в проект.

Остальные расчеты проводим в таблице 10.2.

Далее для каждого шага определяю отчисления на обслуживание из расчета 6% от инвестиционных вложений и заполняем вторую строку таблицы.

В третью строку таблицы вносим тариф на электроэнергию, увеличивая его с каждым шагом на 10%.

Затраты на покупку электроэнергии (строка 4) определяем по формуле из [29]:

$$Z_w = (\sum P_i \cdot T_{н.б.} + \Delta P_{\Sigma} \cdot \tau) \cdot C_{\text{э}}, \quad (10.1)$$

где Z_w – затраты на покупку электроэнергии, руб.;

$C_{\text{э}}$ – тариф на электроэнергию, на шаге 1 равен 1,1 р./кВт·ч;

$\sum P_i$ – мощность, потребляемая подстанцией, МВт;

$T_{н.б.}$ – число часов использования максимума, $T_{н.б.} = 6000$ ч/год;

ΔP_{Σ} – суммарные потери мощности, МВт;

τ – время максимальных потерь, $\tau = 4800$ ч/год.

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{\text{ПС}} + \Delta P_{\text{ХХ}}; \quad (10.2)$$

где $\Delta P_{\text{ПС}}$ – потери мощности в трансформаторах, МВт;

$\Delta P_{\text{ХХ}}$ – потери холостого хода, МВт.

$$\Delta P_{\text{ПС}} = 0,5 \cdot \Delta P_{\text{К}} \cdot S_{н.б.}^2 / S_{\text{НОМ.Т.}}^2; \quad (10.3)$$

где $\Delta P_{\text{К}}$ – потери короткого замыкания, МВт;

$S_{н.б.}^2$ – максимальная зимняя нагрузка (по графику нагрузок), МВ·А;

$S_{\text{НОМ.Т.}}^2$ – суммарная мощность трансформаторов, МВ·А.

$$\Delta P_{\text{ПС}} = 0,5 \cdot 0,044 \cdot 7,0^2 / 12,6^2 = 0,01 \text{ МВт};$$

Окупаемость проекта достигается за счёт выручки от продажи электрической энергии потребителям, а также за счёт повышения качества электроэнергии, отпускаемой в сеть.

Схема формирования денежного потока представлена в таблице 7.2.2.

В первую строку таблицы вносим инвестиции в проект.

Остальные расчеты проводим в таблице 7.2.3.

Далее для каждого шага определяем отчисления на обслуживание из расчета 6% от инвестиционных вложений и заполняем вторую строку таблицы.

В третью строку таблицы вносим тариф на электроэнергию, увеличивая его с каждым шагом на 10%.

Затраты на покупку электроэнергии (строка 4) определяем по формуле из [33]

$$Z_W = (\Sigma P_i \cdot T_{нб} + \Delta P_{\Sigma} \cdot \tau) \cdot C_{\text{э}}, \quad (7.2.1)$$

где $\Sigma P_i = 5,78$ МВт; $T_{нб} = 6300$ ч/год; $\tau = 4800$ ч/год;

$C_{\text{э}}$ - стоимость электроэнергии;

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{\text{ПС}} + \Delta P_{\text{ХХ}}; \quad (7.2.2)$$

$$\Delta P_{\text{ПС}} = 0,5 \cdot \Delta P_{\text{К}} \cdot S_{н.б}^2 / S_{\text{ном.т.}}^2; \quad (7.2.3)$$

$$\Delta P_{\text{ПС}} = 0,5 \cdot 0,022 \cdot 1,02^2 / 2,5^2 = 0,002 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{\Sigma} = 0,002 + 0,005 = 0,007 \text{ МВт}.$$

На шаге 1 затраты на покупку электроэнергии составят

$$Z_{W1} = (5,78 \cdot 6300 + 0,007 \cdot 4800) \cdot 1,32 = 48110,8 \text{ тыс.руб./год}.$$

В пятую строку таблицы помещаем общие затраты. Они определяются суммированием данных второй и четвертой строк.

В шестую строку помещаем результаты, получаемые от реализации проекта. В данном случае, единственный результат – это выручка от продажи электроэнергии потребителям. Ее определяем по формуле из [33]

$$P_W = \Sigma P_i \cdot T_{нб} \cdot 1,1 \cdot C_{\text{э}}. \quad (7.2.4)$$

На шаге 1 выручка от продажи электроэнергии составит

$$P_{W1} = 5,78 \cdot 6300 \cdot 1,1 \cdot 1,32 = 52873,1 \text{ тыс.руб./год}.$$

Приведенный эффект на каждом шаге расчета определяем, вычитая из результата строки 6 общие затраты (без инвестиций) и заполняем строку 7.

В восьмую строку помещаем значения коэффициента дисконтирования, определяемого по формуле из [33]

$$\xi_i = 1 / (1 + E)^i \quad (7.2.5)$$

В соответствии с принятыми допущениями, норма дисконта $E = 0,15$. Для шага 1 коэффициент дисконтирования

$$\xi_1 = 1 / (1 + 0,15)^1 = 0,87.$$

В последней строке таблицы 3.4 определяем на каждом шаге чистый дисконтированный доход. На шаге 0 он отрицательный и равен инвестиционным вложениям (-7777 тыс.руб). На шаге 1 к нему добавляется приведенный эффект с учетом коэффициента дисконтирования

$$\text{ЧДД}_1 = \text{ЧДД}_0 + (P_{W1} - Z_{W1}) \cdot \xi_1; \quad (7.2.6)$$

$$\text{ЧДД}_1 = -7777 + (52873,1 - 48577,4) \cdot 0,87 = -9371,3 \text{ тыс.руб.}$$

На шаге 2

$$\text{ЧДД}_2 = \text{ЧДД}_1 + (P_{W2} - Z_{W2}) \cdot \xi_2; \quad (7.2.7)$$

$$\text{ЧДД}_2 = -9371,3 + (53273,7 - 49445,7) \cdot 0,765 = -6477,3 \text{ тыс.руб.}$$

Расчет чистого дисконтированного дохода на остальных шагах производим аналогично, все результаты расчета сводим в таблицу 7.2.3

Таблица 7.2.3 – Расчет чистого дисконтированного дохода

Показатель	Единица измерен.	Величина показателя по шагам (годам)										
		Шаг 0	Шаг 1	Шаг 2	Шаг 3	Шаг 4	Шаг 5	Шаг 6	Шаг 7	Шаг 8	Шаг 9	
Инвестиции в проект	тыс.руб. год	7777										

Чистый дисконтированный денежный поток средств с нарастающим шагом

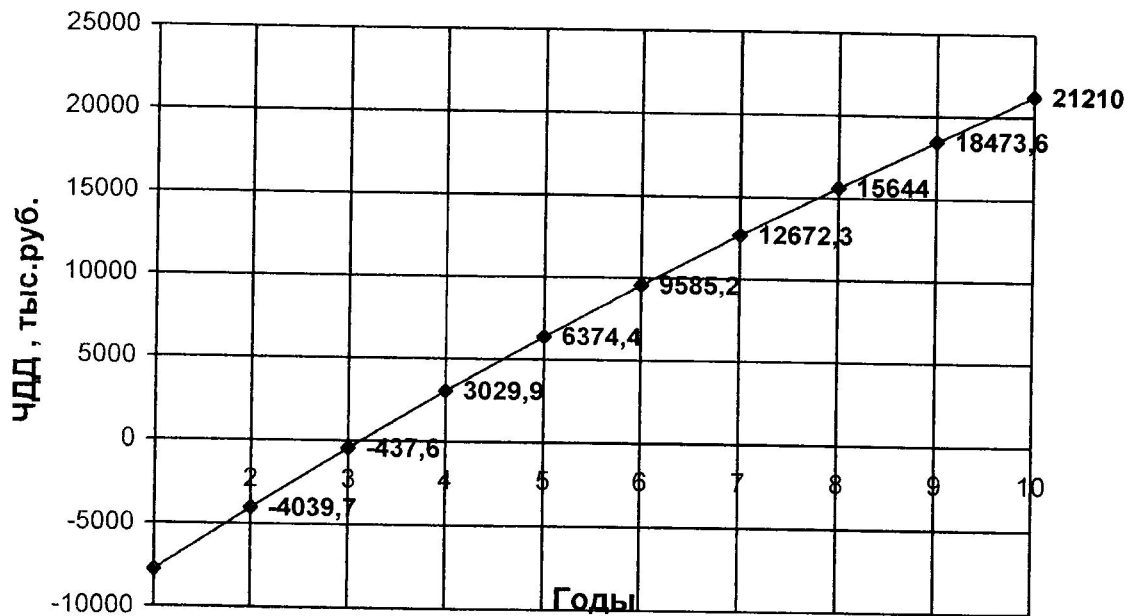


Рисунок 7.2.1 – График окупаемости проекта

Вывод: По построенным диаграммам видно, что качество заданных функций проектного решения выше, чем у базового варианта. Это значит, что повышение надёжности путём замены коммутационного оборудования положительно повлияло на качество электроснабжения потребителей подстанции. Относительная же стоимость, включающая в себя установку, затраты на монтаж и обслуживание вновь проектируемого оборудования по сравнению со старым, уменьшилась. Срок окупаемости проекта составил 3,2 года. Отсюда можно сделать вывод, что проектное решение о реконструкции подстанции было верным.