

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ
Белорусский национальный технический университет

Кафедра «Экономика и организация энергетики»

В. Н. Нагорнов

ЭКОНОМИКА ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Пособие

для студентов специальности 1-43 01 08

«Паротурбинные установки атомных электрических станций»

*Рекомендовано учебно-методическим объединением по образованию
в области энергетики и энергетического оборудования*

Минск
БНТУ
2019

УДК 338.45:621.039(075.8)

ББК 31.4я7

Н16

Р е ц е н з е н т ы:

Н. Г. Королевич, В. В. Васильченко

Нагорнов, В. Н.

Н16

Экономика и организация ядерной энергетики : пособие для студентов специальности 1-43 01 08 «Паротурбинные установки атомных электрических станций» / В. Н. Нагорнов. – Минск : БНТУ, 2019. – 59 с.

ISBN 978-985-550-834-3.

Методическое пособие подготовлено с целью закрепления и углубления теоретических знаний, а также привития практических навыков в области технико-экономических расчетов у будущих инженеров-энергетиков. В пособии излагаются методики технико-экономического обоснования строительства АЭС, выбора основного оборудования электростанции, расчета технико-экономических показателей.

УДК 338.45:621.039(075.8)

ББК 31.4я7

ISBN 978-985-550-834-3

© Нагорнов В. Н., 2019

© Белорусский национальный
технический университет, 2019

Содержание

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1. СОСТАВ И СОДЕРЖАНИЕ КУРСОВОГО ПРОЕКТА	5
1.1. Содержание курсового проекта	5
1.2. Оформление и содержание пояснительной записки	5
2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ АЭС	6
2.1. Расчет аварийного резерва.....	10
2.2. Расчет капиталовложений.....	13
2.3. Расчет себестоимости	14
2.3.1. Классификация затрат.....	14
2.3.2. Статьи калькуляции.....	14
2.3.3. Смета затрат по экономическим элементам	15
2.3.4. Расчет годового расхода топлива.....	16
3. КРИТЕРИИ ОПТИМАЛЬНОСТИ.....	26
3.1. Стоимостные показатели.....	26
3.1.1. Объем реализации продукции в энергетике	28
3.2. Критерии относительной эффективности	30
3.2.1. Простой срок окупаемости	31
3.2.2. Приведенные затраты	32
3.2.3. Удельные приведенные затраты	33
3.2.4. Чистая дисконтированная стоимость	33
4. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОЕКТА.....	43
4.1. Технико-экономические показатели турбоагрегатов.....	43
4.2. Технико-экономические показатели парогенератора	46
4.3. Технико-экономические показатели блока или АЭС в целом	49
Библиографический список.....	53
ПРИЛОЖЕНИЕ	54

ВВЕДЕНИЕ

Строительство Белорусской АЭС является качественно новым этапом развития энергетики республики, позволяющим в значительной мере заменить органическое топливо и повысить энергетическую независимость. Вместе с тем развитие атомной энергетики – это сложная технико-экономическая задача, требующая тщательного обоснования принимаемых решений.

Пособие предназначено для закрепления и углубления теоретических знаний и оказания методической помощи студентам специальности 1-43 01 08 «Паротурбинные установки атомных электрических станций», выполняющим курсовую работу в рамках изучения дисциплины «Экономика и организация ядерной энергетики».

Автор выражает признательность С. М. Денисову за помощь, оказанную при подготовке материала по теме «Глубина выгорания ядерного топлива».

1. СОСТАВ И СОДЕРЖАНИЕ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

Задачами курсовой работы по дисциплине «Экономика и организация атомных станций» являются:

- закрепление знаний по курсу «Экономика и организация атомных станций» и по другим специальным курсам;
- изучение методов составления энергетических балансов, расчета аварийного резерва электроэнергетической системы, расходов топлива, себестоимости продукции АЭС;
- изучение критериев оптимальности инвестиционных проектов, методов расчета и анализа технико-экономических показателей АЭС;
- получение практических навыков проектирования и обоснования мощности проектируемой АЭС, выбора оптимального состава основного оборудования электростанции; развитие навыков технико-экономического анализа;
- приобретение навыков самостоятельной творческой работы, работы с экономической и технической литературой, использования справочных и нормативных документов.

1.1. Содержание курсового проекта

Содержание и объем курсового проекта определяются кафедрой, рекомендуемое название курсовой работы – «Выбор оптимального состава основного оборудования проектируемой ТЭС». Рекомендуется следующее содержание работы:

- обоснование мощности проектируемой ТЭС;
- выбор альтернативных вариантов строительства ТЭС;
- расчет величины аварийного резерва;
- расчет капиталовложений и себестоимости;
- расчет простого срока окупаемости, общих и удельных приведенных затрат;
- построение графиков освоения инвестиций и прибыли по годам строительства и эксплуатации ТЭС;
- расчет чистой дисконтированной стоимости, динамического срока окупаемости, внутренней нормы доходности и рентабельности проекта;
- расчет технико-экономических показателей проекта;
- анализ технико-экономических показателей.

1.2. Оформление и содержание пояснительной записки

В объем курсового проекта входит расчетно-пояснительная записка с обобщением результатов расчетов и заключением. Записка, как правило, оформляется в машинописном виде (компьютерный набор).

Пояснительная записка должна содержать:

- титульный лист, на котором указываются тема курсового проекта, фамилии и инициалы студента-исполнителя и преподавателя-руководителя работы, номер учебной группы, год и место выполнения проекта;
- заполненный бланк задания, выданный студенту (с. 1);
- аннотацию с кратким изложением выполненного проекта и его особенностей (с. 2);
- оглавление с названием глав и их составных частей и указанием страниц (с. 3);
- введение, в котором приводятся как наиболее общие, так и специфические характеристики АЭС, перспективы развития и основные проблемы, требующие решения, формулируются особенности задач выполняемого проекта;
- содержание выполненного проекта раскрывается по главам (разделам) и подразделам, указанным в оглавлении.

В пояснительной записке необходимо достаточно подробно изложить сведения о проделанной работе, представить иллюстрации и таблицы;

- заключение, в котором формулируются основные итоги выполненного проекта, приводятся основные характеристики АЭС, а также ее части, заданной для углубленной проработки; указываются технико-экономические показатели электростанции. Желательным является сопоставление показателей, рассчитанных в проекте, с показателями эксплуатирующихся АЭС того же типа;

– список литературы, использованной при выполнении курсового проекта. Ссылки на литературу в тексте пояснительной записки обязательны.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ АЭС

Как правило, установленная мощность проектируемой АЭС указана в задании на разработку курсовой работы. Необходимо обосновать эту мощность с точки зрения баланса мощности и баланса электроэнергии по энергосистеме (ЭЭС) на перспективный период. Зная мощность энергосистемы, в которой будет строиться и эксплуатироваться проектируемая АЭС, найдем максимальную мощность потребителей энергосистемы к расчетному году, под которым понимается год окончания строительства АЭС и выход ее на расчетные параметры. Дефицит мощности в энергосистеме определяется на основе балансов мощности в расчетном и исходном годах. Исходным можно считать год начала строительства.

Выражение баланса мощности имеет следующий вид:

$$P_{\max}^{\text{совм}} + \Delta N_{\text{пс}} + \Delta N_{\text{сн}} + N_{\text{рез}} = N_{\text{у}} \pm N_{\text{пер}}, \text{ МВт}, \quad (2.1)$$

где $P_{\max}^{\text{совм}}$ – совмещенный максимум нагрузки собственных потребителей энергосистемы;

$\Delta N_{\text{пс}}$ – потери мощности в сетях энергосистемы;

$\Delta N_{\text{сн}}$ – расход мощности на собственные нужды;

$N_{\text{рез}}$ – резерв мощности в энергосистеме;

N_y – установленная мощность энергосистемы;

$N_{\text{пер}}$ – результирующий переток мощности.

Знак «+» в выражении (2.1) соответствует направлению результирующего перетока в данную энергосистему, знак «-» – из данной энергосистемы.

Если потери мощности в сетях выразить в процентах от мощности, поступающей в сеть энергосистемы, расход мощности на СН – в процентах от установленной мощности энергосистемы, резерв мощности – с помощью коэффициента резерва ρ , то выражение баланса мощности может быть записано следующим образом (в зависимости от наличия и направления результирующего перетока мощности):

– при результирующем перетоке в данную энергосистему

$$P_{\text{max}}^{\text{совм}} = \left[\frac{N_y}{\rho} \left(1 - \frac{\Delta N_{\text{сн}} \%}{100} \right) + N_{\text{пер}} \right] \left(1 - \frac{\Delta N_{\text{пс}} \%}{100} \right); \quad (2.2)$$

– при результирующем перетоке из данной энергосистемы в соседнюю

$$P_{\text{max}}^{\text{совм}} = \frac{N_y}{\rho} \left(1 - \frac{\Delta N_{\text{сн}} \%}{100} \right) \left(1 - \frac{\Delta N_{\text{пс}} \%}{100} \right) - N_{\text{пер}}; \quad (2.3)$$

– при изолированной энергосистеме, то есть если $N_{\text{пер}} = 0$

$$P_{\text{max}}^{\text{совм}} = \frac{N_y}{\rho} \left(1 - \frac{\Delta N_{\text{сн}} \%}{100} \right) \left(1 - \frac{\Delta N_{\text{пс}} \%}{100} \right). \quad (2.4)$$

Таким образом, для составления балансов мощности необходимо задаться величинами $\Delta N_{\text{сн}} \%$, $\Delta N_{\text{пс}} \%$, ρ , а также величиной и направлением перетока.

Расход мощности на собственные нужды $\Delta N_{\text{сн}} \%$ и потери мощности в сетях $\Delta N_{\text{пс}} \%$ связаны с соответствующими потерями электроэнергии $\Delta \mathcal{E}_{\text{сн}} \%$ и $\Delta \mathcal{E}_{\text{пс}} \%$:

$$\Delta N_{\text{сн}} \% = (0,85-0,9)\Delta \mathcal{E}_{\text{сн}} \%;$$

$$\Delta N_{\text{пс}} \% = (1,07-1,1)\Delta \mathcal{E}_{\text{пс}} \%.$$

Величина $\Delta \mathcal{E}_{\text{сн}} \%$ определяется структурой генерирующих мощностей энергосистемы, вида топлива, единичных мощностей агрегатов станций. Для энергосистем, состоящих в основном из тепловых электростанций, $\Delta \mathcal{E}_{\text{сн}} \%$ лежит в пределах 5,5–7,5 %. Для энергосистем с ГЭС эта величина значительно ниже.

Для более обоснованного решения этого вопроса следует обратиться к литературным источникам [1], [2] и др.

Величина $\Delta E_{\text{пс}}\%$ зависит от соотношения сетей различных напряжений, количества ступеней трансформации, сечений приводов, степени загрузки линий и в среднем может приниматься в пределах 8–10 % [1].

Коэффициент резерва ρ , равный отношению установленной мощности электростанций энергосистемы к их максимальной нагрузке, может быть принят в пределах 1,1–1,2. Причем для исходного года величина ρ может быть принята меньшей, чем для расчетного года, то есть обеспеченность резервом мощности к расчетному году возрастает.

Величиной и направлением результирующего перетока следует задаваться самостоятельно исходя из особенностей энергосистемы.

На первом этапе составляется баланс мощности в расчетном году, из которого определяется совмещенный максимум нагрузки потребителей по одной из формул (2.2), (2.3), (2.4).

Зная величину $P_{\text{max}}^{\text{совм1}}$ в расчетном году, можно найти $P_{\text{max}}^{\text{совм}}$ в исходном году по формуле простых или сложных процентов:

$$P_{\text{max}}^{\text{совм}} = P_{\text{max}}^{\text{совм1}} \left(1 + \frac{C\%}{100}\right) T_{\text{расч}},$$

отсюда

$$P_{\text{max}}^{\text{совм1}} = \frac{P_{\text{max}}^{\text{совм}}}{\left(1 + \frac{C\%}{100}\right) T_{\text{расч}}},$$

где $C\%$ – средний процент роста совмещенного максимума нагрузки энергосистемы, который может приниматься в зависимости от экономической характеристики района электроснабжения в довольно широких пределах от 3 до 13 %, причем меньшие цифры относятся к развитым промышленным районам, большие – к развивающимся, менее развитым районам, таким образом, величина среднего процента роста $C\%$ должна быть увязана с районом, в котором намечается строительство станции;

$T_{\text{расч}}$ – расчетный период, количество лет от начала строительства до выхода КЭС в режим нормальной эксплуатации. Зависит от единичной мощности блоков, установленной мощности станции, вида топлива.

На основе $P_{\text{max}}^{\text{совм1}}$, а также намеченного перетока в исходном году и его направления, можно определить установленную мощность энергосистемы в исходном году.

При перетоке в исходном году в данную энергосистему

$$N'_y = \left(P_{\text{max}}^{\text{совм}} \frac{100}{100 - \Delta N'_{\text{пс}}\%} - N'_{\text{пер}} \right) \frac{100}{100 - \Delta N'_{\text{сн}}\%} \rho'.$$

Здесь $N'_{пс} \% = (0,93-0,96)N_{пс} \%$, а $\Delta N'_{сн} = (1,04-1,08)\Delta N_{сн}$, так как с развитием энергосистемы потери мощности в сетях в % несколько возрастают, а с увеличением мощности электростанций расход мощности на собственные нужды снижается.

Если переток в исходном году из данной энергосистемы, то

$$N'_y = (P_{\max}^{\text{совм}} + N'_{\text{пер}}) \frac{100}{100 - \Delta N'_{пс} \%} \cdot \frac{100}{100 - \Delta N'_{сн} \%} \rho'.$$

Затем можно определить необходимый ввод мощности в энергосистеме за расчетный период

$$N_{\text{ввода}} = N_y - N'_y + N_{\text{дем}},$$

где $N_{\text{дем}}$ – мощность устаревших агрегатов и блоков, намеченная к демонтажу за расчетный период, принимается равной 0,5–1,5 % за год.

При расчетах должны быть обеспечены следующие условия:

– величина $N_{\text{ввода}}$ обычно должна быть приблизительно равна мощности АЭС, при этом предполагается, что остальные электростанции энергосистемы к моменту ввода первого блока АЭС уже работают на полную заданную мощность;

– намеченная единичная мощность блока проектируемой АЭС может достигать 10–20 % от $N_y^{\text{об}}$, где $N_y^{\text{об}}$ – суммарная мощность объединенной энергосистемы.

Первое можно обеспечить за счет соответствующего выбора нормируемых величин, а также величины результирующего перетока и его направления в расчетном и исходном годах.

Переходим к обоснованию величины полезного отпуска электроэнергии по энергосистеме в расчетном году на основе баланса электроэнергии.

При перетоке в данную энергосистему можно записать следующее уравнение баланса электроэнергии для расчетного года:

$$N_y h_y^{\text{эс}} + N_{\text{пер}} h_{\text{пер}} = \mathcal{E}_{\text{по}} \frac{100}{100 - \Delta \mathcal{E}_{пс} \%} \cdot \frac{100}{100 - \Delta \mathcal{E}_{сн} \%} - N_{\text{пер}} h_{\text{пер}} \frac{100}{100 - \Delta \mathcal{E}_{сн} \%}, \quad (2.5)$$

где $h_y^{\text{эс}}$ – число часов использования суммарной установленной мощности электростанций энергосистемы;

$h_{\text{пер}}$ – число часов использования мощности перетока. Вычитаемое в правой части, учитывает электроэнергию, получаемую за счет перетока, расход электроэнергии на собственные нужды не распространяется.

Из (2.5) определяем величину полезного отпуска электроэнергии

$$\mathcal{E}_{\text{по}} = \frac{N_y h_y^{\text{эс}} + N_{\text{пер}} h_{\text{пер}} \left(1 + \frac{\Delta \mathcal{E}_{\text{сн}} \%}{100 - \Delta \mathcal{E}_{\text{сн}} \%}\right)}{\frac{100}{100 - \Delta \mathcal{E}_{\text{пс}} \%} \frac{100}{100 - \Delta \mathcal{E}_{\text{сн}} \%}}.$$

Если переток из данной энергосистемы в соседние ЭЭС, то уравнение баланса электроэнергии имеет вид:

$$N_y h_y^{\text{эс}} = (\mathcal{E}_{\text{по}} + N_{\text{пер}} h_{\text{пер}}) \frac{100}{100 - \Delta \mathcal{E}_{\text{пс}} \%} \frac{100}{100 - \Delta \mathcal{E}_{\text{сн}} \%}.$$

2.1. Расчет аварийного резерва

При проектировании ТЭС учет фактора надежности заключается, прежде всего, в правильном выборе величины аварийного резерва мощности $N_{\text{ав}}$. Значение $N_{\text{ав}}$ должно выбираться с учетом аварийности блоков, их относительной мощности. Аварии принято считать случайным событием, причиной которого может быть несоответствие материала предъявляемым требованиям, дефекты конструкции и монтажа оборудования, режимы эксплуатации, ошибки персонала и др. Обеспечение заданной степени надежности энергоснабжения достигается наличием аварийного резерва. Оптимальная степень надежности определяется из сопоставления затрат на ввод и эксплуатацию резерва мощности и достигаемого при этом уменьшения ущерба от перебоев в энергоснабжении.

Уровень надежности принято определять равным 0,999, что условно характеризуется однократным аварийным перерывом в энергоснабжении длительно-стью в одни сутки за 2,74 года.

Величина требуемого аварийного резерва при заданной степени надежности энергоснабжения зависит от состава генерирующего оборудования энергосистемы, средней аварийности агрегатов и режимов энергопотребления.

Создание аварийного резерва мощности сопряжено с дополнительными затратами электроэнергетической системы на строительство и содержание резерва в работоспособном состоянии, но ущерб у потребителей при этом снижается. Отсутствие или дефицит резервной мощности приводит к перерывам в энергоснабжении, недоотпуску электроэнергии потребителям, отклонению качественных параметров электроэнергии от нормативных, что приводит к экономическому ущербу у потребителей. Определение величины аварийного резерва в существующих энергообъединениях является сложной технико-экономической задачей.

Если мощность вновь вводимых агрегатов сравнима со средней мощностью $N_{\text{ср}}$ ранее установленных агрегатов и возможно допущение равенства мощностей всех агрегатов средней величине, то методика выбора величины аварийного резерва значительно упрощается.

Таблица 2.1

Средняя аварийность агрегатов [2]

Тип станции и оборудования	Коэффициент аварийности q , %
ГЭС	0,5
ТЭС с поперечными связями	2,0
КЭС с блоками 150–200 МВт	4–5
КЭС и ТЭЦ с блоками 250–300 МВт	6–10
АЭС	6–9

Упрощенная методика нахождения аварийного резерва базируется на применении универсальных характеристик удельного резерва, полученных на основе обобщения результатов определения аварийного резерва с помощью моделей.

Для рассматриваемой энергосистемы с известным составом оборудования находятся значения единичной мощности каждого агрегата по формуле

$$N_{\text{уди}} = \frac{N_i 100}{N_{\text{max}}},$$

где N_i – номинальная мощность агрегата;

N_{max} – максимальная нагрузка энергосистемы.

Из табл. 2.1, полученной на основе обработки статистического материала, найдем среднюю аварийность агрегатов q_i для каждого вида электростанции. Затем для каждого агрегата по номограммам, изображенным на рис. 2.1 (такие номограммы рассчитываются в виде универсальных характеристик применительно к агрегатам различной единичной мощности и различной аварийности), находится величина удельного резерва r_i в зависимости от полученных значений $N_{\text{уди}}$ и q_i [1]. Тогда необходимый резерв для каждого вида оборудования определится по формуле

$$R_i = N_i n_i r_i,$$

где n_i – число агрегатов i -го вида.

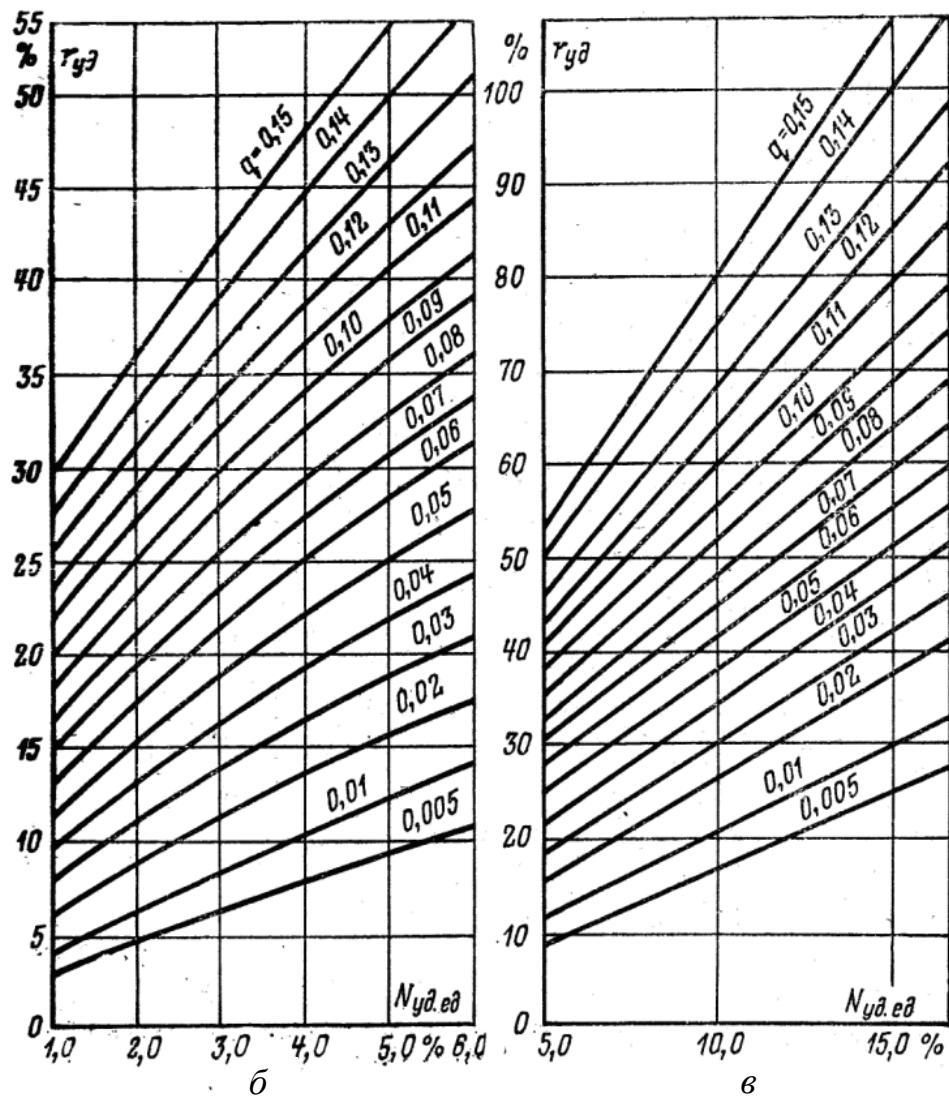
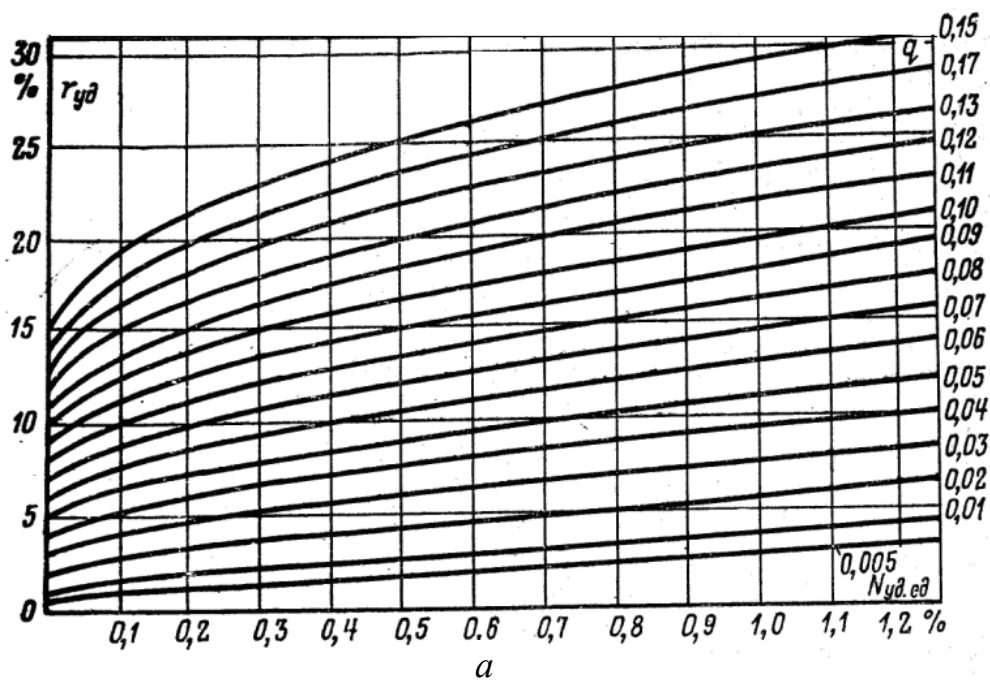


Рис. 2.1. Характеристики удельного резерва [2]

Общий аварийный резерв определяется как сумма резерва отдельных видов оборудования:

$$N_{p.ав} = \sum_{i=1}^k R_i,$$

где k – число разновидностей генерирующего оборудования энергосистемы.

Общий резерв энергосистемы

$$N_p = N_{p.нагр.} + N_{p.p.} + N_{p.ав}.$$

Вариант, для которого общий резерв получается наибольшим, требует больших капиталовложений для своего осуществления. Величина дополнительных капиталовложений для варианта с повышенной величиной резерва может быть найдена по формуле

$$\Delta K_{p.ав} = (N_p^I - N_p^{II}) \frac{K^I}{N^I},$$

где N_p^I , K^I , N^I – общий резерв, капиталовложения и мощность станции при варианте, требующем большего резерва;

N_p^{II} – общий резерв сравниваемого варианта.

2.2. Расчет капиталовложений

Полные капиталовложения в АЭС рассчитываются по выражению

$$K_{KЭС} = K^1 + \sum_{i=1}^{n-1} K_i^{посл}, \text{ у. е.},$$

где K^1 – капиталовложения в головной блок;

$K_i^{посл}$ – капиталовложения в последующие блоки;

n – число блоков.

Проверка расчета осуществляется по величине удельных капиталовложений в аналогичные действующие электростанции:

$$k = \frac{K_{KЭС}}{N_{уст}}.$$

В том случае, когда отсутствует информация по капиталовложениям в головные и последующие блоки, капиталовложения в АЭС могут быть оценены через удельные капиталовложения

$$K_{KЭС} = kN_{уст}.$$

2.3. Расчет себестоимости

Себестоимость – это выраженные в денежной форме затраты предприятия на средства производства, потребленные в процессе изготовления и реализации этой продукции.

Существует два понятия себестоимости:

1. Общая себестоимость, или *И* – издержки, затраты.
2. Удельная себестоимость

$$C = \frac{И}{Q},$$

где *Q* – количество произведенной продукции (в год).

Виды себестоимости:

1. Фабрично-заводская – себестоимость продукции на производстве, в энергетике – себестоимость электроэнергии на шинах электростанции, в нее не входят затраты на передачу и реализацию энергии.
2. Полная, или коммерческая, себестоимость – это себестоимость продукции у потребителей.

Под затратами понимается денежная оценка материальных и иных средств, расходуемых предприятием на производство и реализацию продукции.

2.3.1. Классификация затрат

1. Прямые затраты – это затраты, которые непосредственно связаны с выпуском продукции (материальные затраты).
2. Косвенные затраты – это затраты, которые не могут быть прямо отнесены на изготавливаемую продукцию (общецеховые затраты, общезаводские, управление, организация производства и т. д.).
3. Основные затраты – это затраты, идущие на осуществление технологического процесса.
4. Накладные затраты – это расходы на управление, организацию производства.

Кроме того, затраты делятся на условно-постоянные (не зависят от степени загрузки предприятия, объема выпускаемой продукции) и условно-переменные (изменяются пропорционально объему выпускаемой продукции).

Себестоимость может формироваться по статьям калькуляции или экономическим элементам.

2.3.2. Статьи калькуляции

1. Затраты на сырье и материалы.
2. Возвратные отходы (которые можно продать).
3. Покупные комплектующие изделия, полуфабрикаты.

4. Топливо на технологические цели.
 5. Энергия на технологические цели.
 6. Основная заработная плата производственных рабочих.
 7. Дополнительная заработная плата производственных рабочих (зарплата, полученная за неотработанное время – отпуск, больничный, вызов в суд и т. д.).
 8. Отчисления на социальное страхование.
 9. Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования.
 10. Цеховые (общецеховые) расходы (зарплата начальника цеха, электрика, амортизация и ремонт здания цеха).
 11. Потери от брака.
 12. Общезаводские расходы.
 13. Зарплата предпринимателей и компаньонов плюс процент на капитал предпринимателей и компаньонов.
 14. Налоги на издержки производства.
 15. Прочие производственные расходы.
 16. Внепроизводственные расходы.
- Для составления проектной себестоимости расчет будем выполнять по экономическим элементам.

2.3.3. Смета затрат по экономическим элементам

1. Сырье и основные материалы (за вычетом возвратных отходов).
 2. Вспомогательные материалы – это материалы, которые не входят в состав продукта, но необходимы для его изготовления.
 3. Топливо, энергия со стороны (все топливо и энергия, которые потребляет предприятие).
 4. Зарплата основная и дополнительная.
 5. Отчисления на социальное страхование.
 6. Амортизация основных средств, затраты на ремонт основных средств.
 7. Прочие денежные расходы.
- Удельная себестоимость

$$C = \frac{I}{Q} = \frac{I_{\text{пост}}}{Q} + \frac{I_{\text{перем}}}{Q} = C_{\text{пост}} + C_{\text{перем}},$$

где I – издержки;

Q – количество продукции;

$I_{\text{пост}}$ – условно-постоянные издержки;

$I_{\text{перем}}$ – условно-переменные издержки;

$C_{\text{пост}}$ – доля условно-постоянных затрат в себестоимости;

$C_{\text{перем}}$ – доля условно-переменных затрат в себестоимости.

Отпуск электроэнергии определится по формуле

$$\mathcal{E} = Nh(1 - \Delta\mathcal{E}_{\text{сн}} / 100) = \sum \mathcal{E}_i(1 - \Delta\mathcal{E}_{\text{сн}} / 100),$$

где N – мощность ТЭС, МВт;

$\Delta\mathcal{E}_{\text{сн}}$ – расход электроэнергии на собственные нужды, %.

2.3.4. Расчет годового расхода топлива

Для расчета годового расхода топлива по энергетической характеристике определим годовой расход теплоты на турбину

$$Q_{Ti} = aT_p + r\mathcal{E}_{\text{эки}} + r'(\mathcal{E}_i - \mathcal{E}_{\text{эки}}),$$

где a – часовой расход тепла на холостой ход;

r, r' – относительный прирост тепла до и после экономической мощности;

$\mathcal{E}_{\text{эки}}$ – годовая выработка электроэнергии при мощности меньше экономической, МВт·ч;

T_p – число часов работы турбины в году, час.

Выработка электроэнергии при загрузке блока больше экономической определяется из выражения

$$\mathcal{E}_i - \mathcal{E}_{\text{эки}} = \beta\mathcal{E}_i(N_{\text{ни}} - N_{\text{эки}}) / N_{\text{ни}}, \text{ МВт}\cdot\text{ч},$$

где $N_{\text{ни}}, N_{\text{эки}}$ – электрическая мощность турбины, номинальная и в токе излома энергетической характеристики,

β – коэффициент, учитывающий степень загрузки турбины. В зависимости от типа турбины принимается в пределах от 0,85 до 0,95. Более мощным турбинам соответствуют большее значение коэффициента β .

Годовой расход топлива на блок

$$B_{\text{годи}} = Q_{Ti} / \eta_{\text{ка}}^{\text{б}} K_{\text{п}} + B_{\text{п}}n, \text{ т у.т.},$$

где $\eta_{\text{ка}}^{\text{б}}$ – среднегодовой КПД брутто котлоагрегата;

$K_{\text{п}}$ – коэффициент перевода: $K_{\text{п}} = 7 \text{ Гкал/т у.т.}$, $K_{\text{п}} = 29,31 \text{ ГДж/т у.т.}$;

$B_{\text{п}}$ – расход топлива на пуск блока, т/ч;

n – число пусков блока в году.

Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии

$$b_{\text{ээ}} = B_{\text{годи}} / \mathcal{E}_i(1 - \Delta\mathcal{E}_{\text{сн}} / 100), \text{ т у.т. / МВт}\cdot\text{ч}.$$

Годовой расход условного топлива

$$B = \sum_{i=1}^{i=n} B_{\text{год}i}, \text{ т у.т.},$$

где n – число блоков.

Переменные годовые издержки

$$И_T = BЦ_T, \text{ у. е./год},$$

где $Ц_T$ – цена тонны условного топлива, у. е./т у.т.

Для атомных электростанций весьма важным является расчет расхода топлива и топливной составляющей себестоимости на основе степени обогащения и глубины выгорания ядерного топлива.

Особенности топливного цикла АЭС

Ядерное топливо обладает высокой теплотворной способностью, что приводит к тому, что для производства 1 кВт·ч электроэнергии АЭС потребляет весьма незначительную массу топлива. В связи с этим на АЭС существенно меньше затраты на транспорт и хранение топлива, что делает электростанцию не критичной по ее месторасположению.

Количество ядерного топлива, загружаемого в реактор, значительно выше того количества топлива, которое требуется для создания критической массы. Процесс выгорания ядерного топлива в активной зоне реактора происходит неравномерно в течение длительного времени. Поэтому для нормальной работы реактора требуются регулярные дозагрузки свежим топливом. Изложенное выше приводит к тому, что в активной зоне реактора находится намного больше топлива, чем расходуется в данный момент для генерации электроэнергии, поэтому стоимость топлива, загруженного в реактор, невозможно сразу же отнести на себестоимость электроэнергии.

После окончания срока службы АЭС в реакторе еще останутся ТВС, которые не достигли проектной глубины выгорания и имеют определенную остаточную стоимость. Остаточная стоимость, не перенесенная на себестоимость, в установившемся режиме работы реактора на тепловых нейтронах составляет около 50 % всей стоимости топливной загрузки активной зоны.

На АЭС принципиально невозможно полное «сжигание» ядерного топлива, сколько бы станция не работала. Отработанное топливо после необходимой выдержки в бассейнах-хранилищах АЭС направляется для дальнейшей переработки во внешнем топливном цикле и получения новых ценных материалов. ТВС, выгружаемые из реактора, содержат не только невыгоревший уран-235, но и вновь образовавшиеся плутоний-239, плутоний-241 и другие продукты деления. Например, в 1 т урана с начальным обогащением 3,6 % (то есть при начальном содержании урана-235 в количестве 36 кг на 1 т урана) после достиже-

ния выгорания, соответствующего наработке 28 000 МВт·сут, при выгрузке со-держится 13 кг урана-235; 5,4 кг плутония-239 и 1,2 кг плутония-241.

К ядерному топливу АЭС (по фактической стоимости) относят не только делящийся материал, но и материалы и изделия, в которых он находится, то есть ТВС, кассеты, технологические каналы и т. п. Стоимость материалов или изделий для ТВС составляет 30 % и более от общей стоимости топливной загрузки, то есть сравнима со стоимостью самого топлива. Эти конструкционные материалы ТВС не «сгорают» и не расходуются, а изнашиваются в процессе эксплуатации реактора. Эта особенность придает ядерному топливу характер основных производственных средств, что в некоторой степени усложняет учет и погашение топливных затрат на АЭС.

В связи с экономической сущностью и ролью в производственном процес-се затраты на топливо АЭС относятся к оборотным средствам, причем стои-мость ядерного топлива составляет основную часть оборотных средств станции. Например, оборотные средства, связанные с топливом на современных АЭС, достигают 15–25 % от стоимости основных производственных средств, тогда как на крупных ТЭС, работающих на угле, эти средства не превышают 1–2 % основных производственных средств.

Стоимость первоначальной топливной загрузки (отличающейся от стацио-нарной штатной загрузки, как правило, меньшим средним обогащением топли-ва) для мощных реакторов на тепловых нейтронах (ВВЭР и РБМК) составляет 15–20 % от стоимости АЭС. Отнесение стоимости первоначальной топливной загрузки к оборотным фондам в условиях интенсивного ввода новых мощно-стей на АЭС на практике вызывает целый ряд трудностей, таких как отвлечение значительных денежных сумм на возрастающие оборотные средства, снижение показателей использования этих средств.

Топливная загрузка реактора в связи с большой стоимостью и длительностью ее функционирования в процессе эксплуатации имеет черты, присущие основ-ным производственным средствам, но по своему назначению и экономической сути она является частью оборотных средств АЭС, в течение многих лет перено-сящих свою стоимость на отпускаемую электрическую энергию. Поэтому стои-мость топливной загрузки, находящейся в топливном цикле АЭС, необходимо относить к долговременным оборотным средствам. Причем если для начала экс-плуатации ТЭС на органическом топливе требуемые оборотные фонды не пре-вышают 3 % от суммарной стоимости основных производственных и оборотных средств, то для АЭС эта часть оборотных средств достигает 30 % суммарной стоимости основных и оборотных средств.

Структура затрат на производство электрической энергии АЭС существен-но отличается от аналогичных показателей ТЭС. Если на ТЭС расходы на топ-ливо являются основной статьей годовых производственных издержек, то глав-ное отличие АЭС заключается в том, что на них затраты на топливо в 1,5–2 раза ниже, чем на ТЭС, работающих на дорогостоящем органическом топливе, а экс-плуатационные и другие постоянные расходы, особенно отчисления на аморти-зацию и ремонт, существенно выше, чем на ТЭС.

В частности, на современных ТЭС топливная составляющая себестоимости примерно равна 60–70 % от общей себестоимости электроэнергии, а составляющая постоянных затрат – около 30–40 %. На АЭС с реакторами на тепловых нейтронах доля топливной составляющей находится в пределах 30–40 %, а постоянная составляющая достигает 70–80 % от всей себестоимости.

Из-за особенностей использования ядерного топлива учет топливной составляющей более сложен, так как на АЭС сложно точно выделить годовые расходы на ядерное топливо, которое загружается в реактор, как правило, на кампанию длительностью 4–5 лет.

Специфические условия эксплуатации и ремонта оборудования ЯППУ, повышенные требования к надежности и безопасности атомных электростанций влияют на определение норм для амортизационных отчислений АЭС. При этом в отчислениях на ремонт и реновацию большую часть составляют отчисления на ремонт, поскольку для АЭС наиболее целесообразен не ремонт, а поузловая или агрегатная замена износившегося или исчерпавшего ресурс оборудования.

Для АЭС характерны значительно большие (в 1,5 раза и более) капиталовложения, чем для ТЭС, работающих на органическом топливе. Это приводит к существенному увеличению фондоемкости, а также постоянной составляющей годовых затрат на производство электроэнергии на АЭС.

Атомная электростанция является одним из основных звеньев в технологической цепочке топливного цикла ядерной энергетики. Причем в этом звене не только вырабатывается электрическая энергия, но и получается новое ядерное топливо.

Глубина выгорания ядерного топлива

Экономические показатели АЭС в значительной степени зависят от стоимости и эффективности использования ядерного топлива, которая определяется глубиной его выгорания, измеряемой либо в МВт·сут/т урана, либо в кг шлаков/т урана. Степень выгорания отдельных ТВС (или твэлов) за кампанию определяется выражением

$$B = \frac{N_T^K T_K^K}{G_K}, \text{ МВт·сут/т урана,}$$

где N_T^K – тепловая мощность ТВС (или твэлов), МВт;

T_K^K – длительность кампании ТВС, эф. сут;

G_K – количество урана в ТВС, кг.

Средняя глубина выгорания всей топливной загрузки реактора находится по формуле

$$\bar{B} = \frac{N_T T_K}{G_p}, \text{ МВт·сут/т урана,}$$

где N_T – тепловая мощность реактора, МВт;
 T_K – длительность кампании реактора, эф. сут;
 G_p – общая загрузка урана в реакторе, т.

Так как выражение $\bar{J} = \frac{N_T}{G_p}$, кВт/кг, представляет собой среднюю энерго-

напряженность ядерного топлива, являющуюся одной из важных характеристик реакторов, среднюю глубину выгорания топлива можно представить формулой

$$\bar{B} = \bar{J}T_K.$$

Глубина выгорания ядерного топлива зависит от многих факторов, в том числе от конструкции и начального обогащения твэлов, типа реактора, условий эксплуатации и т. п. На современных АЭС с реакторами на тепловых нейтронах средняя глубина выгорания ядерного топлива составляет 20 000–30 000 МВт·сут/т урана.

Опыт эксплуатации показывает, что ТВС со стержневыми твэлами, применяемые на отечественных АЭС, достаточно надежны в работе и, как правило, обеспечивают достижение проектной глубины выгорания, а зачастую и более высоких значений. Например, на отдельных блоках Нововоронежской АЭС достигнуты средние по ТВС глубины выгорания выше 30 000 МВт·сут/т урана, а в отдельных твэлах максимальная глубина выгорания составляет более 43 000 МВт·сут/т урана.

Удельный расход ядерного топлива

В ряде случаев для технико-экономических оценок (или расчетов), особенно при выборе наиболее экономически выгодных вариантов АЭС (или типов реакторов), используется удельный расход условного топлива. В качестве такого условного горючего принимается природный уран.

Удельный расход ядерного топлива g_u характеризует также общую экономичность технологического процесса на АЭС и определяется (при однократном использовании топлива в реакторе) следующим выражением:

$$g_u = \frac{1000}{24} \cdot \frac{X_H - X_0}{X_e - X_0} \cdot \frac{1}{B\eta}, \text{ г/(кВт·ч)},$$

где X_H – содержание урана-235 в свежих ТВС, кг;
 X_0 – содержание урана-235 в отвале обогатительного производства, кг;
 X_e – содержание урана-235 в природном уране, кг;
 \bar{B} – средняя глубина выгорания ядерного топлива за кампанию, МВт·сут/т урана;
 η – КПД (нетто) АЭС.

В расчетах обычно принимают $X_0 = 0,0025$ и $X_e = 0,00714$.

Долговременные оборотные средства определяются выражением

$$K_T = (Ц_T + П_T)m, \text{ тыс. руб.},$$

где $Ц_T$ – отпускная цена одной ТВС, тыс. руб.;

$П_T$ – стоимость перевозки (транспортировки) одной ТВС, тыс. руб.;

m – общее количество ТВС для обеспечения работы АЭС, включая комплект первоначальной загрузки в реактор, нормируемый запас (до 10 % от общего количества ТВС) и сборки для частичной замены выгоревших ТВС в течение первого года работы АЭС.

После окончания строительства и энергетического пуска начинается период освоения АЭС. Длительность периода освоения проектной (номинальной) мощности энергоблоков АЭС зависит от типа ЯППУ, сложности основного оборудования и технологических схем АЭС. Например, на серийных энергоблоках с реактором ВВЭР-440 достижение проектной мощности обеспечивается за сравнительно короткое время (3–4 мес.). Для освоения полной мощности энергоблоков с реакторами РБМК-1000 требуется около 6 мес. Однако для достижения многих проектных технико-экономических показателей АЭС (так же, как и на современных ТЭС) нужно значительно больше времени. Это объясняется многими причинами, в том числе спецификой АЭС, многообразием рабочих режимов, сложностью технологических процессов, особенностями топливного цикла и т. д. Так, для головных энергоблоков ТЭС единичной мощностью 500–800 тыс. кВт нормативный срок для достижения проектных технико-экономических показателей (в том числе по удельному расходу топлива) составляет 3–3,5 года, а для серийных энергоблоков – 2,5–3 года.

На АЭС выход на стационарный топливный режим (так называемый переходный период) занимает 3–5 лет

Ранее уже упоминалось о высокой теплотворной способности ядерного топлива, в частности в научно-популярной литературе 10 грамм урана по энерговыделению сравнивались с целым вагоном каменного угля. Тем не менее не всякий изотоп урана может выделить такое количество энергии. Для ядерной энергетики особую важность представляет изотоп урана ^{235}U . Однако в природном уране данный изотоп содержится в весьма незначительных количествах – всего около 0,7 %. Для производства энергии в большинстве современных реакторов этого недостаточно, поэтому ядерное топливо до загрузки в реактор дополнительно обогащают (насыщают) данным изотопом. Технология обогащения недешевая, следовательно, чем больше требуется обогатить топливо, тем дороже оно становится.

Основными ценообразующими этапами производства ядерного топлива из природного урана являются [8]:

1. Добыча природного урана – около 80 у. е/кг.
2. Конверсия природного урана в гексафторид урана (для удобства разделения изотопов) – около 8 у. е/кг.

3. Разделение изотопов урана (наиболее распространенный способ – в центрифуге) – около 110 у. е/кг за операцию.

4. Изготовление из полученных материалов ядерного топлива – около 275 у. е/кг.

В отечественной ядерной энергетике для удобства обращения принят специальный ряд стандартных обогачений ядерного топлива по изотопу U-235 в процентах: 1,6; 2,0; 2,4; 2,8; 3,0; 3,6; 4,0; 4,4; 5,0 (4,95). С учетом средних цен на технологию и сырье для обогачения ядерного топлива [8], примерная зависимость стоимости 1 кг топлива от его обогачения представлена на рис. 2.2 и в табл. 2.2.

Таблица 2.2

Зависимость стоимости 1 кг ядерного топлива от его обогачения

% обогачения	1,6	2	2,4	2,8	3	3,6	4	4,4	5
Стоимость 1 кг, у. е	1070	1270	1460	1660	1760	2060	2255	2450	2750

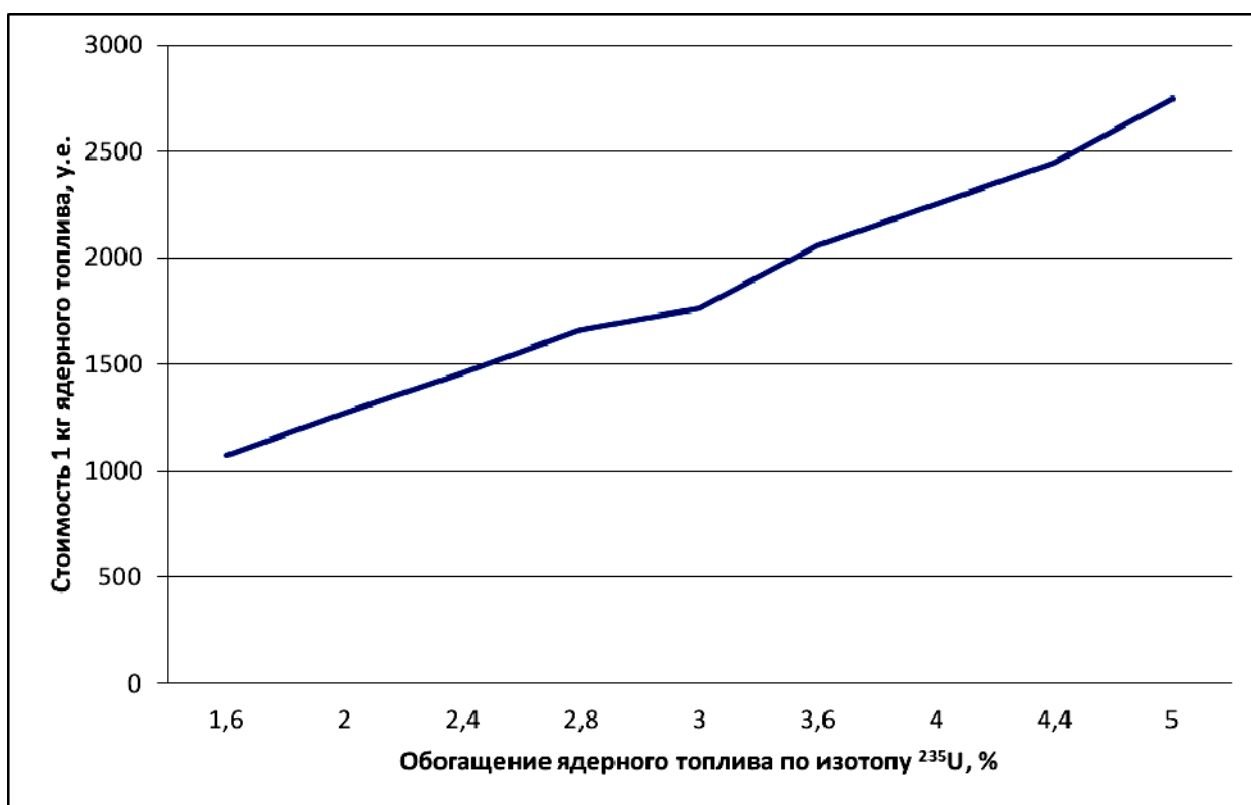


Рис. 2.2. Зависимость стоимости 1 кг ядерного топлива от его обогачения

В мире существует достаточно много моделей и типов реакторов. Сегодня наиболее распространены реакторы на тепловых нейтронах. В зависимости от страны-производителя, технологии и типа теплоносителя они делятся на реак-

22

торы с гексагональной и квадратной решеткой ТВС, корпусные и каналные, легководные и тяжеловодные. В данном методическом пособии будут рассмотрены две технологии, наиболее распространенные на постсоветском пространстве, – легководные корпусные реакторы типа ВВЭР и графитовые каналные реакторы типа РБМК.

ВВЭР – водоводяной энергетический реактор – это корпусной реактор. Корпусная технология имеет ограничения по объему загружаемого топлива, что является недостатком, по сравнению с представителем каналных реакторов – РБМК.

РБМК (реактор большой мощности каналный) – это реактор, который, как следует из названия, собран из отдельных маленьких каналов. Такая технология позволяет изготавливать элементы реактора массово на металлообрабатывающих предприятиях, а также практически неограниченно наращивать мощность реактора, просто добавляя дополнительные каналы. В качестве теплоносителя РБМК использует легкую воду, а в качестве замедлителя – графит. Графитовый замедлитель является более эффективным, по сравнению с легкой водой, поскольку, несмотря на большую длину замедления нейтронов, он практически не имеет паразитного поглощения нейтронов (в отличие от легкой воды). В связи с этим РБМК теоретически способен работать даже на природном необогащенном уране.

Топливо в ВВЭР-1000 содержится в специальных циркониевых трубках – тепловыделяющих элементах (ТВЭЛ), ТВЭЛы собираются в одну цельную сборку – ТВС. В ВВЭР-1000 в активной зоне находится 163 ТВС, они имеют гексагональную структуру. В них каждый ТВЭЛ имеет полезную длину топливного столба 3530 мм, топливо в нем представляет собой таблетки высотой 20 мм и диаметром 7,57 мм.

Согласно [6], средняя глубина выгорания топлива по всей активной зоне пропорциональна среднему обогащению, а глубина выгорания в конкретной ТВС зависит в том числе и от количества перегрузок топлива, поскольку при перегрузке выравнивается нейтронный поток в активной зоне и тем самым дополнительно продлевается полезный ресурс ТВЭЛов.

В качестве конкурента ВВЭР-1000 в данном пособии будет рассмотрен реактор РБМК-1000. Канальная структура активной зоны позволила увеличить мощность реактора до недостижимых для ВВЭР значений, что является несомненным плюсом технологии РБМК. Активная зона этого реактора набирается по принципу, сходному с ВВЭР, основная цель – выравнивание энерговыделения по активной зоне. Масса загрузки РБМК-1000 составляет 192 т. При расчете реактора РБМК-1500 изменится масса загрузки – 189 т, а также тепловая мощность реактора. Все остальные параметры в расчете на 1 МВт остаются такими же, как и на РБМК-1500, что дополнительно подчеркивает гибкость канальной технологии.

В литературе, посвященной различным типам реакторов (к примеру, в [10]), утверждается, что РБМК работает при более низком обогащении топлива за счет своей более высокой экономичности. В теории этот реактор способен работать на отработанном топливе ВВЭР. Это объясняется физическим преимуществом РБМК: большими размерами активной зоны и более глубоким выгоранием

U-235 (до концентрации 0,5 %, то есть даже ниже, чем его концентрация в природном уране) за счет использования графитового замедлителя. В ВВЭР топливо выгорает до концентрации не ниже 1,1 % U-235.

Методика учета расхода ядерного топлива на АЭС с РБМК

Основная проблема при расчете – определение массы выгорающего топлива. В источнике [9] предлагается общепринятая формула, основанная на данных, приведенных в [6]:

$$b_{\text{ят}} = \frac{0,054}{\eta_{\text{АЭС}}}.$$

Основным недостатком данной формулы является отсутствие зависимости от обогащения топлива, а также от нейтронно-физических особенностей конкретного типа реактора. В данном методическом пособии описанная выше проблема устранена. Кроме того, учитывая сложность оперирования с глубиной выгорания топлива, представлена методика, более удобная для инженерного расчета. В качестве примера рассчитаем расход ядерного топлива на АЭС с реактором РБМК-1000.

Как было сказано выше, в реакторе РБМК используется графитовый замедлитель, который позволяет использовать топливо более эффективно, в результате чего реактор может работать на менее обогащенном, по сравнению с ВВЭР, топливе (согласно [7]). Для определения эффективности использования топлива полезно будет вычислить, сколько ^{235}U сгорает за 1 год работы (320 эффективных суток или 7680 часов по регламенту).

Масса ^{235}U , который претерпел деление и радиационный захват, согласно [1], находится по формуле

$$m_{\text{выг}} = 1,05(1 + \alpha)N_{\text{тепл}}t.$$

Для РБМК $\alpha = -0,27$, то есть масса выгоревшего урана составит 785,4 кг. Общая масса подпитки вычисляется по формуле (для обогащения 2,8 %)

$$m_{\text{подп}} = m_{\text{выг}} \frac{100}{x_{\text{свеж}} - x_{\text{ост}}} = 785,4 \cdot \frac{100}{2,8 - 0,5} = 34\,147,8 \text{ кг.}$$

Учет топливной составляющей в определении себестоимости электроэнергии, выработанной на АЭС с реакторами РБМК.

Ранее было показано, что с ростом обогащения топлива увеличивается его стоимость. Однако с течением времени на АЭС применяют все более обогащенное топливо. Это объясняется тем, что такое топливо можно дольше держать в реакторе, что позволяет тратить меньше времени на перегрузку.

Массу топлива, перегружаемого каждый год, можно определить, исходя из массы выгорающего за год ^{235}U , рассчитанной выше. Таким образом, стоимость топлива с обогащением 2,8 %, загружаемого ежегодно,

$$I_{\text{топл}} = m_{\text{подп}} C_{2,8\%} = 34\,147,8 \cdot 1660 = 56\,685\,348 \text{ у. е.}$$

Методика учета расхода ядерного топлива на АЭС с ВВЭР

В реакторе ВВЭР используется легководный замедлитель, которому присуще паразитное поглощение нейтронов. В результате минимальная концентрация топлива, выгружаемого из ВВЭР, составляет 1,1 %. Исследуем эффективность использования топлива по методике, предложенной выше для ВВЭР.

Масса ^{235}U , который претерпел деление и радиационный захват, согласно [1], находится по формуле

$$m_{\text{выг}} = 1,05(1 + \alpha) N_{\text{тепл}} t.$$

Для ВВЭР $\alpha = 0,17$, то есть масса выгоревшего урана составит 1180,8 кг. Общая масса подпитки вычисляется по формуле (для обогащения 2,8 %)

$$m_{\text{подп}} = m_{\text{выг}} \frac{100}{x_{\text{свеж}} - x_{\text{ост}}} = 1180,8 \cdot \frac{100}{2,8 - 1,1} = 69458,8 \text{ кг.}$$

Очевидно, данный параметр для ВВЭР-1000 выше, чем для РБМК. Это показывает меньшую эффективность использования топлива в ВВЭР, по сравнению с РБМК.

Учет топливной составляющей в определении себестоимости электроэнергии, выработанной на АЭС с реакторами ВВЭР-1000.

Аналогично приведенному выше расчету топливной составляющей в себестоимости электроэнергии на РБМК-1000 подсчитаем схожий параметр для АЭС с реактором ВВЭР-1000

$$I_{\text{топл}} = m_{\text{подп}} C_{2,8\%} = 69458,8 \cdot 1660 = 115\,301\,608 \text{ у. е.}$$

3. КРИТЕРИИ ОПТИМАЛЬНОСТИ

Расчет экономической эффективности инвестиций в энергетике является одним из наиболее сложных и ответственных этапов исследования. Как правило, экономическая эффективность капиталовложений оценивается соотношением между полученным эффектом и вложенными инвестиционными ресурсами. Оценка эффективности капиталовложений, применявшаяся в социалистической экономике, базировалась на критерии народнохозяйственного эффекта, который достигался в результате реализации инвестиционного проекта. В общем случае показатели экономической эффективности могут быть представлены как в стоимостном, например, прибыль, себестоимость, рентабельность, удельные затраты и т. д., так и в натуральном выражении: производительность труда, расход ресурсов, материалов, коэффициент полезного действия, объем отпускаемой продукции и т. д. Следует отметить, что упомянутые показатели часто трудно сопоставимы друг с другом и, отражая лишь отдельные стороны явления, отличаются неполнотой. Все это затрудняет принятие объективного решения.

3.1. Стоимостные показатели

Для определения результатов производственно-хозяйственной деятельности предприятий обычно используют показатель объема производства, который, будучи умноженным на цену реализации, показывает доход предприятия.

Понятие объема производства (в стоимости или натуральном выражении) в отечественной теории и практике определяется рядом показателей, существенно отличающихся друг от друга.

Объем производства промышленной продукции (работ, услуг) (далее – **объем промышленного производства**) представляет собой совокупность произведенной готовой продукции, выполненных работ, оказанных услуг силами персонала организации, классифицируемых по общегосударственному классификатору Республики Беларусь ОКРБ 005-2006 «Виды экономической деятельности».

Готовая продукция – это изделия и полуфабрикаты, полностью законченные обработкой, соответствующие действующим стандартам или утвержденным техническим условиям, в том числе по комплектности, принятые на склад или заказчиком и снабженные сертификатом или другим документом, удостоверяющим их качество.

Объем промышленного производства определяется без стоимости внутризаводского оборота. *Внутризаводским оборотом* считается стоимость той части изготовленных организацией готовых изделий и полуфабрикатов, которые используются ею на собственные промышленно-производственные нужды и стоимость которых в дальнейшем включается в затраты на себестоимость конечной промышленной продукции.

Стоимость предназначенной для реализации продукции вспомогательных производств (ремонтных, тарных участков и цехов и тому подобное) отражается на тех же основаниях, что и продукция основных подразделений этой организации, специализирующихся на производстве промышленной продукции.

В объем промышленного производства за отчетный месяц включаются:

- стоимость готовых изделий, произведенных за отчетный месяц всеми структурными подразделениями организации, предназначенных для реализации другим организациям, населению, непромышленным подразделениям своей организации;

- стоимость полуфабрикатов своего производства и продукции вспомогательных производств, отпущенных другим организациям, населению и своим непромышленным подразделениям за отчетный месяц;

- стоимость выполненных работ, оказанных услуг промышленного характера, выполненных по заказам других организаций, населения или своих непромышленных подразделений;

- стоимость тары, произведенной для отпуска другим организациям.

- стоимость работ по ремонту тары заказчика с включением стоимости израсходованных на производство ремонта материалов организации.

К выполненным работам, оказанным услугам промышленного характера относятся работы и услуги, выполненные силами персонала организации, классифицируемые по ОКЭД в горнодобывающей и обрабатывающей промышленности, производстве и распределении электроэнергии, газа и воды, в результате которых продукция подвергается частичной обработке, но не преобразуется в иной вид изделий.

Стоимостная оценка объема промышленного производства осуществляется в фактических отпускных ценах (ценах отгрузки) без налога на добавленную стоимость, акцизов и других налогов и платежей из выручки, включая средства, полученные из бюджета в связи с государственным регулированием цен и тарифов на покрытие убытков, возмещение затрат на производство. Сумма дотаций, полученных на возмещение разницы в цене, включается в объем промышленного производства по моменту ее фактического поступления.

Продукция, поставляемая на экспорт в соответствии с заключенными контрактами, включается в объем промышленных цен, пересчитанных в белорусские рубли по курсу Национального банка Республики Беларусь, действовавшему на момент отгрузки продукции (если продукция была отгружена в тот же день, когда зачислена в составе готовой) либо на дату сдачи на склад готовой продукции (если продукция не была отгружена).

Полезно отпущенная энергия включает:

- электрическую и (или) тепловую энергию, отпущенную потребителям (абонентам) в соответствии с заключенными с ними РУП-облэнерго договорами;

- электрическую энергию, отпущенную на рынок перетоков для внутреннего потребления в Республике Беларусь;

- электрическую энергию, отпущенную на рынок перетоков для целей экспорта.

Валовый отпуск энергии включает:

- полезно отпущенную энергию;

- отпуск электрической и (или) тепловой энергии в пределах РУП-облэнерго на прочие виды деятельности, в том числе и непромышленные;

– входной НДС от льготированной выручки – суммы налога на добавленную стоимость, за исключением сумм налога на добавленную стоимость, уплаченных (предъявленных) при приобретении (ввозе) основных средств и нематериальных активов, включаемые в затраты плательщика по производству и реализации товаров (работ, услуг), учитываемые при налогообложении, при использовании приобретенных (ввезенных) товаров (работ, услуг), для производства и (или) реализации товаров (работ, услуг), операции по реализации которых освобождены от налогообложения.

Чистая стоимость реализации – ожидаемая цена реализации за вычетом ожидаемых расходов на реализацию.

3.1.1. Объем реализации продукции в энергетике

Понятие «объем реализации продукции» в промышленности и энергетике наиболее часто применяется для выражения объема производства и формируется при продаже энергетической продукции – энергии, энергоносителей и энергетических услуг:

$$P_p = \mathcal{E}_1 T_1 + \mathcal{E}_2 T_2 + \mathcal{E}_3 T_3 + \dots + A + Y,$$

где P_p – сумма реализации энергетической продукции;

$\mathcal{E}_1, \mathcal{E}_2, \mathcal{E}_3 \dots$ – количество каждого вида реализованной продукции – различных видов энергии и энергоносителей;

T_1, T_2, T_3 – соответствующие тарифы (среднеотраслевые или средние для данной энергосистемы, энергопредприятия);

A – сумма абонентской задолженности, обычно со знаком «–», а знак «+», возникает при предоплате;

Y – выручка от оплаты различных услуг, в том числе неэнергетического характера, оказываемых энергетиками сторонним организациям.

Поскольку в энергетике наиболее распространенными видами продукции являются электрическая и тепловая энергия, формула расчета суммы реализации чаще выглядит следующим образом:

$$P_p = \mathcal{E} T_{\mathcal{E}} + Q T_q \pm A + Y,$$

где \mathcal{E} – количество отпущенной электроэнергии;

Q – количество теплоты, отпущенной потребителям;

$T_{\mathcal{E}}$ – средний тариф на электроэнергию, рассчитанный как средневзвешенная величина всех тарифов, используемых данными производителями для расчета с потребителями;

T_q – средний тариф за тепловую энергию, также рассчитанный по всей энергосистеме или другому теплопроизводителю, с учетом штрафных тарифов и других возможных особенностей платежей.

Очевидно, что сумма реализации зависит от объемов проданной энергетической продукции, причем сумма выручки от продажи без вычета абонентской задолженности представляет собой товарную продукцию.

Энергетика, как отмечалось выше, не может сама устанавливать объем производимой продукции, поскольку это полностью зависит от потребителей, к которым производитель привязан энергетическими коммуникациями – электрическими, тепловыми и другими сетями. В то же время у энергетиков есть некоторые возможности для стимулирования повышения объема потребления. Для того чтобы потребители выполняли свои договорные обязательства, порядок пользования электрической и тепловой энергией, энергосистема предусматривает штрафные тарифы (5 и 10-кратные) при перерасходе или «недорасходе» энергии, по сравнению с договором. Стимулом к повышению электропотребления является также льготный ночной тариф и тарифы, установленные по временным зонам суток.

Повышение объемов производства и продаж является одним из главных путей увеличения массы прибыли любого предприятия, в том числе и энергетического, в соответствии с законом максимальной прибыли.

Прибыль представляет собой стоимость прибавочного труда или денежное выражение прибавочной стоимости, полученной в процессе производства. В большинстве случаев она вычисляется как разность между суммой реализации P_p и затратами I или как разность между рыночной ценой C и себестоимостью c , умноженной на объем производства Q :

$$П = P_p - I = (C - c)Q,$$

где $П$ – общая прибыль.

Закон максимальной прибыли, действующий в условиях товарно-денежных (рыночных) отношений, вынуждает производителей стремиться к увеличению этого показателя всеми возможными способами (таких способов три):

1. Повышение продажной цены. Однако в условиях стабильного рынка для большинства товаров эта цена диктуется рыночной конъюнктурой, отражая общественно необходимые затраты труда. Но производители-монополисты, в том числе и энергетика как естественный монополист, имеют некоторую возможность поднимать цены (тарифы) на свою продукцию в пределах, ограниченных антимонопольным законодательством и другими мерами государственного регулирования рынка. В Республике Беларусь тарифы на электроэнергию и теплоту регулируются государством.

2. Снижение себестоимости продукции. Это основной путь повышения эффективности производства, причем наиболее целесообразно техническое перевооружение на базе самой совершенной техники. Возможны и другие пути – реконструкция, модернизация, совершенствование организации производства и другие. Чем ниже себестоимость и цена производства, по сравнению с конкурентами на рынке, тем выше прибыль.

3. Увеличение объемов производства. Для этого необходимо изучить потребности рынка, возможности вытеснения конкурентов и провести другие маркетинговые исследования. Если рынок испытывает потребность в данном продукте, то следует принять меры к расширению производства и увеличению объемов продаж, даже если это приведет к снижению (возможно, временному) рыночной цены, ибо общая масса прибыли должна увеличиться. Однако энергетики, как правило, не могут увеличивать объем производства по своему усмотрению, кроме отдельных случаев при работе на сторону (ремонтные, строительно-монтажные работы, освоение технологических «хвостов»). По мере формирования рынка энергетической продукции при появлении независимых конкурирующих между собой энергопроизводителей в энергетике, по-видимому, может возникнуть нормальная рыночная ситуация, когда одни производители будут расширять объем своего производства за счет вытеснения других. Текущими мерами являются постоянное поддержание оборудования в хорошем техническом состоянии путем регулярного и качественного ремонтного обслуживания, режимная оптимизация работы оборудования, его оптимальная загрузка в каждый момент времени и др.

Основные пути снижения себестоимости видны при анализе технико-технологических факторов, определяющих величину отдельных статей эксплуатационных затрат. Естественно, в энергетике для повышения эффективности производства главным является снижение удельных расходов топлива на единицу энергии. В распоряжении предприятия остается не вся прибыль, а только ее часть, чистая или расчетная прибыль, остающаяся после вычета из нее различных налогов и обязательных платежей

Кроме прибыли, результаты производственно-хозяйственной деятельности характеризуются еще таким показателем, как доход (хозрасчетный доход) предприятия. Эта величина остается у производителя после реализации продукции, то есть сумма реализации за вычетом всех материальных затрат. Доход предприятия численно должен быть равен показателю чистой (или условно-чистой) продукции и имеет тот же экономический смысл.

3.2. Критерии относительной эффективности

Измерение относительной эффективности вариантов требует соблюдения определенных условий и, прежде всего, тождества народнохозяйственного эффекта сравниваемых вариантов, при этом предполагается выполнение следующих условий [2, 3]:

1. Варианты должны быть технически сопоставимыми и взаимозаменяемыми. В качестве исходной базы принимаются лучшие, технически более совершенные из имеющихся на данный момент.

2. Каждый из вариантов должен находиться в оптимальных для него условиях с учетом конкретных факторов, времени, количества и качества выпускаемой продукции, при которых обеспечивается достижение наилучших технико-экономических показателей.

3. При сравнении вариантов должно обеспечиваться единство методов расчета, единые уровни цен.

4. Обеспечение одинаковой достоверности исходной информации и одинаковой степени точности проводимых расчетов.

5. Варианты должны быть экономически сопоставимы, то есть обеспечивать одинаковый производственный эффект и учитывать все затраты, необходимые для его достижения. Для получения равенства энергетического эффекта (потребители обеспечиваются одинаковым количеством энергии, параметрами и режимами загрузки оборудования, степенью надежности энергосбережения) варианты уравниваются по полезному отпуску энергии и мощности.

6. Варианты должны быть сопоставимы по уровню воздействия на окружающую среду либо необходим учет дополнительных затрат для осуществления мероприятий по защите окружающей среды.

3.2.1. Простой срок окупаемости

Предположим, что для реализации принятого технического решения имеются два варианта с общей себестоимостью I_1 и I_2 , требующие для своей реализации инвестиции в размере K_1 и K_2 .

Варианты имеют следующие соотношения между капиталовложениями и себестоимостью:

$$K_2 > K_1;$$

$$I_2 < I_1.$$

Величина дополнительных капиталовложений:

$$\Delta K = K_2 - K_1.$$

Ежегодная экономия затрат:

$$\Delta I = I_1 - I_2.$$

В качестве критерия оптимальности может быть взят максимум экономии ежегодных затрат

$$\Theta = \frac{I_1 - I_2}{K_2 - K_1} = \frac{\Delta I}{\Delta K} \rightarrow \max \quad (3.1)$$

либо минимальный срок окупаемости дополнительных капиталовложений

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_2 - K_1}{I_1 - I_2} = \frac{\Delta K}{\Delta I} \rightarrow \min. \quad (3.2)$$

3.2.2. Приведенные затраты

Если известны нормативный срок окупаемости T_H или нормативный коэффициент эффективности E_H , то значения $T_{ок}$ и \mathcal{E} для оптимального варианта, полученные по выражениям (3.1) и (3.2), должны отвечать следующим соотношениям:

$$T_{ок} \leq T_H;$$

$$\mathcal{E} \geq E_H.$$

При прочих равных условиях величину ΔI для предприятия можно рассматривать как экономию затрат, что соответствует увеличению прибыли примерно на ту же величину. Тогда \mathcal{E} , по сути, является обратной сроку окупаемости и интерпретируемой иногда как коэффициент эффективности, можно рассматривать как рентабельность на прирост капиталовложений. С другой стороны, известно, что инвестиции будут рациональными, если их рентабельность не ниже процентной банковской ставки реинвестирования. Таким образом, срок окупаемости, полученный по выражению (3.2), необходимо сравнивать с величиной обратной процентной ставки реинвестирования.

Производя несложные преобразования выражений (3.1) и (3.2) с учетом вышеизложенных требований, можно получить формулу для расчета приведенных затрат:

$$Z_{пр} = E_H K + I \rightarrow \min.$$

Формула приведенных затрат имеет ряд преимуществ перед критерием срока окупаемости:

1. Исключается необходимость ранжирования вариантов по капиталовложениям или издержкам.
2. Получаются более достоверные результаты при близких значениях K_1 и K_2 или I_1 и I_2 , так как исключаются ошибки, обусловленные свойствами деления.
3. Появляется возможность экономической оптимизации технических параметров на основе определения минимума функциональной зависимости:

$$Z_{пр}(x) = E_H K(x) + I(x) \rightarrow \min,$$

где $K(x)$, $I(x)$ – изменение капиталовложений и ежегодных издержек от величины оптимизируемого параметра x .

3.2.3. Удельные приведенные затраты

Как уже отмечалось, сравнивая варианты по сроку окупаемости, приведенным затратам, необходимо соблюдать равенство производственного эффекта (для ТЭС это равенство отпуска электроэнергии с шин станции). На практике равенство по отпускаемой электроэнергии трудновыполнимо, в связи с этим рассмотрим некоторые способы уравнивания вариантов по производственному эффекту.

Предложим, что $z_{пр1} > z_{пр2}$, тогда сравнивая варианты по сроку окупаемости, в варианте с меньшим отпуском электроэнергии к эксплуатационным издержкам необходимо добавить слагаемое $(\Theta_1 - \Theta_2)C_1$, где C_1 – себестоимость электроэнергии первого варианта:

$$C_1 = \frac{U_1}{\Theta_1}.$$

Выражение для расчета срока окупаемости будет иметь вид

$$T_{ок} = \frac{K_1 - K_2}{U_2 - (U_1 + (\Theta_1 - \Theta_2)C_1)}.$$

При сравнении вариантов по сроку окупаемости можно также воспользоваться удельными приведенными затратами:

$$z_{пр} = \frac{z_{пр}}{\Theta} = \frac{E_k K + U}{\Theta} = \left(\frac{E_k k}{h} + C \right) \rightarrow \min,$$

где k – удельные капиталовложения;

h – годовое число часов использования;

C – себестоимость электроэнергии.

Данное сравнение верно, если Θ_1 и Θ_2 отличаются не более чем на 20 %, при большей разности в варианте с меньшим отпуском электроэнергии добавить слагаемое $(\Theta_1 - \Theta_2)z_{пр1}$ и сравнить по минимуму приведенных затрат

$$z_{пр1} = E_k K_1 + U_1 \rightarrow \min;$$

$$z_{пр2} = E_k K_2 + U_2 + (\Theta_1 - \Theta_2)z_{пр1} \rightarrow \min.$$

3.2.4. Чистая дисконтированная стоимость

В условиях рыночной экономики разработан и широко применяется арсенал других методов оценки эффективности инвестиционных проектов. В частности, оценка общей экономической эффективности может осуществляться с помощью

критерия чистой дисконтированной стоимости дохода ЧДД, на основе которого стоимость будущих доходов сравнивается с размером инвестиций. Чистый дисконтированный доход характеризует интегральный эффект от реализации проекта и определяется как величина, полученная дисконтированием разницы между всеми годовыми оттоками и притоками реальных денег, накапливаемых в течение горизонта расчета проекта:

$$\text{ЧДД} = - \sum_{t=0}^{t=T_{\text{стр}}} \frac{K_t}{(1+r)^t} + \sum_{t=T_{\text{стр}}}^{t=T_{\text{сл}}} \frac{\Pi_t}{(1+r)^t} \rightarrow \max,$$

где K_t – капиталовложения в год t ;

r – ставка дисконтирования;

Π_t – прибыль в год t ;

$T_{\text{сл}}$ – срок службы оборудования (период полезного использования);

$T_{\text{стр}}$ – срок строительства.

Чистый дисконтированный доход определяется как разность с учетом дисконтирования между всеми годовыми оттоками и притоками реальных денег, накапливаемых за срок службы проекта. Часто для расчета ЧДД используется понятие чистого потока реальных денег Π_t , тогда

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{t=T_{\text{сл}}} \frac{\Pi_t}{(1+r)^t}.$$

Чистый поток реальных денег можно определить по выражению

$$\Pi_t = \text{ЧП}_t + \text{И}_{\text{ам}t} - \text{И}_{\text{ф}t} - K_t - \Delta C_{\text{об}t},$$

где ЧП_t – чистая прибыль в год t ;

$\text{И}_{\text{ам}t}$ – отчисление на амортизацию в год t ;

$\text{И}_{\text{ф}t}$ – финансовые издержки (плата за кредит) в год t ;

K_t – капиталовложения в год t ;

$\Delta C_{\text{об}t}$ – прирост оборотных средств в год t .

Чистая прибыль в год t :

$$\text{ЧП}_t = \sum P_i Q_{it} - \text{И}_t - \text{Н}_{\text{ПР}t},$$

где P_i – цена i -й продукции;

Q_{it} – объем реализации i -й продукции в год t ;

И_t – суммарные издержки производства в год t ;

$\text{Н}_{\text{ПР}t}$ – налог на прибыль в год t .

Суммарные эксплуатационные затраты производства можно определить по экономическим элементам:

$$I^{\Sigma} = I_{\text{ам}} + I_{\text{р}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{пот}} + I_{\text{пр}},$$

где $I_{\text{р}}$ – затраты на ремонт и обслуживание;
 $I_{\text{зп}}$ – затраты на оплату труда;
 $I_{\text{пот}}$ – затраты на сырье (потери энергии);
 $I_{\text{пр}}$ – прочие затраты.

Норма дисконта r , как правило, равна фактической банковской процентной ставке по долгосрочным ссудам на рынке капитала. С другой стороны, норма дисконта r по своей сути показывает возможный прирост капитала, равный предполагаемой прибыли инвестора, которую он мог бы получить на ту же сумму капитала, вкладывая его в другие места. Если рассчитанный ЧДД положителен, то прибыльность проекта выше ставки r и для инвестора этот проект является экономически приемлемым, если ЧДД отрицателен, то прибыльность ниже минимального коэффициента r и вкладывать деньги в проект становится невыгодным. Норма дисконта зависит от величины инфляции. В этой связи различают реальную и номинальную процентную ставку. Реальная процентная ставка при слабо текущей инфляции представляет собой номинальную ставку за вычетом ожидаемой инфляции, то есть

$$r_{\text{р}} = r_{\text{н}} - r_{\text{инф}},$$

где $r_{\text{н}}$ – номинальная банковская ставка рефинансирования;
 $r_{\text{инф}}$ – средний процент инфляции.

Внутренняя норма доходности $E_{\text{вн}}$ – это то значение нормы дисконта, при котором дисконтированная стоимость инвестиций равна дисконтированной стоимости чистой прибыли, то есть то значение нормы дисконта, при которой ЧДД равно 0. Эта норма дисконта и есть внутренняя норма доходности. Внутреннюю норму доходности можно найти путем решения уравнения

$$\sum_{t=0}^{t=T_{\text{стр}}} \frac{K_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=T_{\text{стр}}}^{t=T_{\text{сп}}} \frac{\Pi_t}{(1+r)^t},$$

где r является искомой величиной, то есть $r = E_{\text{вн}}$.

Таким образом, внутренняя норма доходности – это ставка дисконтирования, при которой дисконтированная стоимость притоков реальных денег равна дисконтированной стоимости оттоков. Внутренняя норма рентабельности является удельной характеристикой эффективности вложения средств в конкретный

проект. Формально определение $E_{вн}$ заключается в том, что это та ставка дисконтирования, при которой сумма притоков денежных средств равна сумме дисконтированных оттоков.

Интерпретационный смысл показателя $E_{вн}$ состоит в определении максимальной ставки платы за привлекаемые источники финансирования проекта, при которой последний остается безубыточным. В случае оценки эффективности общих инвестиционных затрат, например, это может быть максимальная процентная ставка по кредитам, при оценке эффективности использования собственному капиталу, когда имеет место наибольший уровень дивидендных выплат. С другой стороны, значение $E_{вн}$ может трактоваться как нижний гарантированный уровень прибыльности инвестиционных затрат. Если он превышает среднюю стоимость капитала в данном секторе инвестиционной активности и учитывает инвестиционный риск данного проекта, последний может быть рекомендован к реализации.

Критериями принятия решения являются:

- ЧДД больше 0;
- $E_{вн}$ больше ставки дисконтирования;
- динамический срок окупаемости меньше срока службы основного оборудования.

Критерий ЧДД позволяет определить степень достижения цели инвестиций – увеличение стоимости капитала предприятия. Этот показатель обладает условием аддитивности. Кроме этого, особенно важно другое обстоятельство – финансовая реализуемость проекта, то есть обеспечение такой структуры денежных потоков, при которой имеется достаточное количество денежных средств для осуществления проекта, денежные притоки покрывают денежные оттоки. Соблюдение этого условия – главное при дефиците финансовых ресурсов и их высокой стоимости. Положительное значение ЧДД подтверждает целесообразность инвестирования денежных средств в проект, а отрицательное, напротив, свидетельствует о неэффективности их использования. Из двух вариантов осуществления проекта должен быть выбран тот, у которого показатель ЧДД будет наибольшим. Так как ЧДД представляет собой сумму с нарастающим итогом дисконтированных денежных потоков наличности проекта на каждом расчетном периоде, этот показатель позволяет оценить не только конечный прирост стоимости капитала предприятия, но и проследить за динамикой накопленного дисконтированного сальдо денежной наличности. Даже если конечное абсолютное значение ЧДД проекта положительно (проект эффективен), но в течение одного или нескольких периодов накопленное сальдо остается отрицательным, от реализации такого проекта лучше воздержаться.

Интерпретационный смысл показателя $E_{вн}$ состоит в определении максимальной ставки платы за привлекаемые источники финансирования проекта, при которой последний остается безубыточным. В случае оценки эффективнос-

ти общих инвестиционных затрат, например, это может быть максимальная процентная ставка по кредитам, при оценке эффективности использования собственнo капитала, когда имеет место наибольший уровень дивидендных выплат. С другой стороны, значение $E_{\text{вн}}$ может трактоваться как нижний гарантированный уровень прибыльности инвестиционных затрат. Если он превышает среднюю стоимость капитала в данном секторе инвестиционной активности и учитывает инвестиционный риск данного проекта, последний может быть рекомендован к реализации.

Срок окупаемости служит для определения степени рисков реализации проекта и ликвидности инвестиций. Различают простой срок окупаемости и динамический. Простой срок окупаемости проекта – это время, по окончании которого чистый объем поступлений (доходов) перекрывает объем инвестиций (расходов) в проект, и соответствует периоду, при котором накопительное значение чистого потока наличности изменяется с отрицательного на положительное. Динамический срок окупаемости проекта рассчитывается по накопительному дисконтированному чистому потоку наличности. Дисконтированный срок окупаемости, в отличие от простого, учитывает стоимость капитала и показывает реальный период окупаемости.

В данной курсовой работе расчет себестоимости электроэнергии на шинах ТЭС выполнен по следующим экономическим элементам:

1. Годовым затратам на топливо:

$$U_m = BЦ,$$

где B – годовой расход топлив;

$Ц$ – цена топлива.

На АЭС годовые затраты на топливо необходимо рассчитать как через условное, так и через ядерное топливо.

2. Годовые отчисления на амортизацию

$$U_a = C_{\text{осн.с}}^{\text{п}} \frac{N_a}{100} = K \frac{N_a}{100},$$

где $C_{\text{осн.с}}^{\text{п}}$ – первоначальная стоимость основных средств ТЭС, в год выхода на проектную мощность она равна общим капиталовложениям;

N_a – годовая норма амортизации, рассчитывается по следующему выражению:

$$N_a = \frac{C_{\text{осн.с}}^{\text{п}} - C_{\text{осн.с}}^{\text{л}}}{C_{\text{осн.с}}^{\text{п}} T_{\text{пи}}} \cdot 100 \text{ [\% / год]},$$

где $C_{\text{осн.с}}^{\text{л}}$ – ликвидная стоимость основных средств, может быть принята равной примерно $C_{\text{осн.с}}^{\text{л}} = (0,08-0,1)C_{\text{осн.с}}^{\text{п}}$.

3. Годовые затраты на зарплату

$$U_{зп} = Nk_{шт}z_{сг},$$

где N – мощность ТЭС;

$k_{шт}$ – штатный коэффициент;

$z_{сг}$ – среднегодовая зарплата с начислениями.

4. Годовые затраты на ремонт

$$U_p = (0,5-0,9)U_a.$$

5. Прочие годовые затраты ТЭС

$$U_{пр} = (0,1-0,15)(U_a + U_{зп} + U_p).$$

Суммарные годовые затраты на производство электроэнергии

$$U = U_T + U_a + U_{зп} + U_p + U_{пр}.$$

Себестоимость 1 кВт·ч на шинах ТЭС

$$C_{эз} = \frac{U}{\mathcal{E}(1 - \frac{\Delta\mathcal{E}_{сн}}{100})} = \frac{U}{Nh(1 - \frac{\Delta\mathcal{E}_{сн}}{100})},$$

где \mathcal{E} – годовое производство электроэнергии;

$\Delta\mathcal{E}_{сн}$ – расход электроэнергии на собственные нужды.

Таблица 3.1

Структура себестоимости

Наименование экономического элемента	Значение в денежных единицах	Значение, %
Издержки на топливо		
Отчисления на амортизацию		
Издержки на зарплату		
Затраты на ремонт		
Прочие издержки		
Итого		100

Для расчета чистой дисконтированной стоимости, динамического срока окупаемости, внутренней нормы доходности, рентабельности необходимо построить графики освоения капиталовложений по годам строительства электростанции и чистой прибыли по годам периода получения прибыли.

Чтобы построить график освоения капиталовложений, необходимо знать общие капиталовложения в АЭС и время ввода последующего блока (период строительства АЭС). Принимая во внимание то, что освоение капиталовложений, как правило, происходит по *S*-образной кривой, на оси ординат отложим полные капиталовложения в АЭС, соединив полученную точку с точкой начала координат *S*-образной кривой, получим график освоения капиталовложений с нарастающим итогом (рис. 3.1). Капиталовложения в каждый *t*-й год находятся как разность ординат *t*-го и (*t*-1)-го года:

$$K_t = K'_t - K'_{t-1},$$

где K'_t, K'_{t-1} – капиталовложения, определенные по графику освоения капиталовложений.

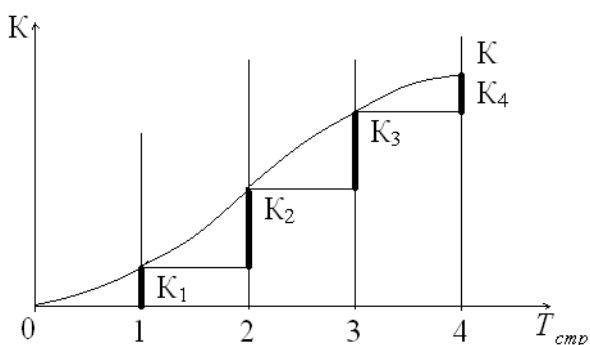


Рис. 3.1. График освоения капиталовложений с нарастающим итогом

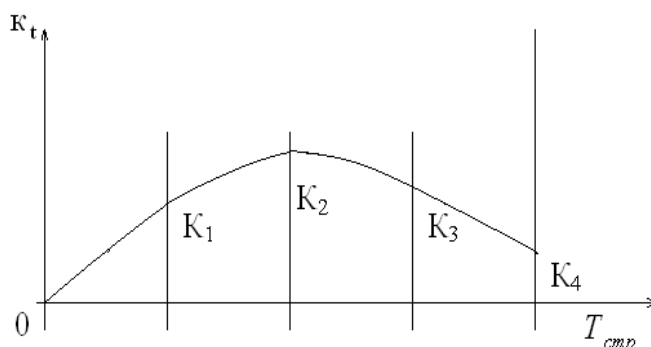


Рис. 3.2. График освоения капиталовложений по годам строительства

На основе рис. 3.1 необходимо построить график освоения капиталовложений по годам строительства (рис. 3.2) и выполнить проверку:

$$K = \sum_{t=0}^{t=T_{\text{стр}}} K_t.$$

Одной из особенностей энергетики является то, что электростанция начинает производить электроэнергию с пуском первого блока задолго до окончания ее полного строительства.

Определим отпуск энергии в год ввода первого блока:

$$\mathcal{E}_1 = N_1 h_1 \left(1 - \frac{\Delta \mathcal{E}_{\text{CH}}}{100}\right),$$

где N_1, h_1 – мощность первого блока и число часов использования установленной мощности блока в первый год эксплуатации, примерно $h_1 = h(0,5-0,6)$.

Годовой расход топлива в первый год эксплуатации можно определить по одному из выражений:

$$B_1 = \mathcal{E}_1 B_{\text{эз}};$$

$$B_1 = B \frac{N_1 h_1}{Nh},$$

где B, N, h – соответственно годовой расход топлива, мощность, число часов использования установленной мощности в год выхода электростанции на расчетные параметры.

Условно постоянные затраты в год пуска первого блока

$$U_{\text{пост}}^1 = U_{\text{пост}} \frac{N_1}{N},$$

где $U_{\text{пост}}$ – постоянные затраты при выходе ТЭС на расчетные параметры.

Год выхода на расчетные параметры определяется как год окончания строительства ТЭС плюс 1–2 года.

Рассчитаем объем реализованной продукции при работе электростанции в расчетном режиме:

$$V_p = \mathcal{E} \tau_{\text{эз}},$$

где $\tau_{\text{эз}}$ – тариф на электроэнергию, примерно может быть равен $\tau_{\text{эз}} = c_{\text{эз}}(1,2-1,3)$.

Объем реализованной продукции при вводе первого блока

$$V_{p1} = \mathcal{E}_1 \tau_{\text{эз}}.$$

Чистая прибыль при выходе ТЭС на расчетные параметры

$$\Pi_p = V_p - (U_T + U_{\text{пост}}) + U_a.$$

Чистая прибыль в год ввода первого блока (начало эксплуатации)

$$\Pi_{p1} = V_{p1} - (U_{T1} + U_{\text{пост}1}) + U_{a1},$$

где U_{T1}, U_{a1} – издержки на топливо, амортизацию в год начала эксплуатации ТЭС:

$$U_{т1} = Ц_{тут} B_1;$$

$$U_{a1} = U_a \frac{N_1}{N}.$$

На основе рассчитанных параметров строится график изменения чистой прибыли по годам эксплуатации ТЭС (рис. 3.3).

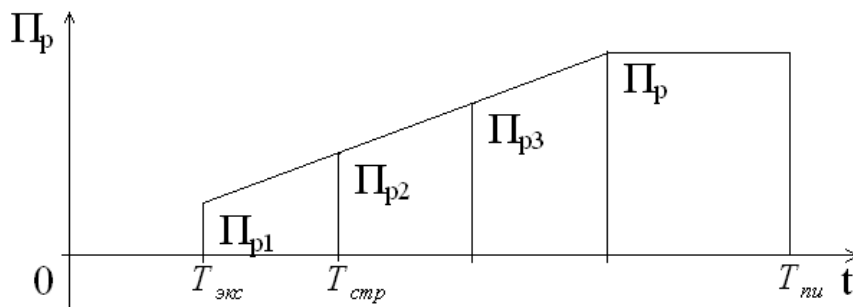


Рис. 3.3. График изменения чистой прибыли

Далее для сравниваемых вариантов построим график изменения чистой дисконтированной стоимости от времени при фиксированной ставке рефинансирования (рис. 3.4). В точке перехода NPV от отрицательных значений к положительным получим значение динамического срока окупаемости.

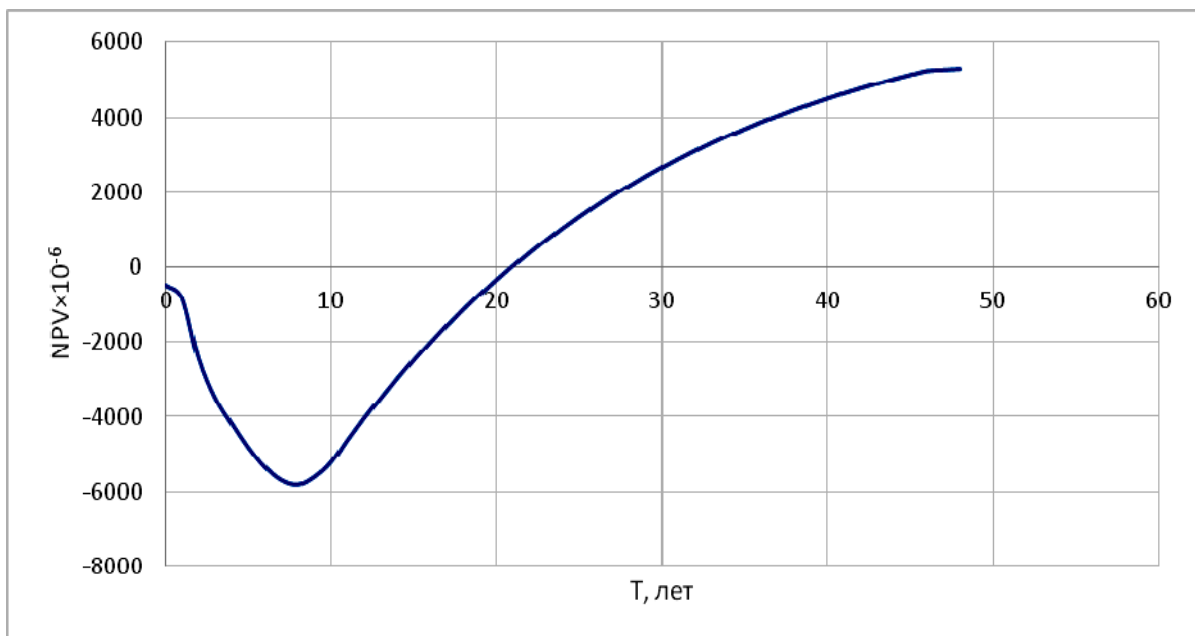


Рис. 3.4. Зависимость NPV от времени

Построив график изменения чистой дисконтированной стоимости в зависимости от ставки рефинансирования, определим значение внутренней нормы доходности для сравниваемых вариантов (рис. 3.5).

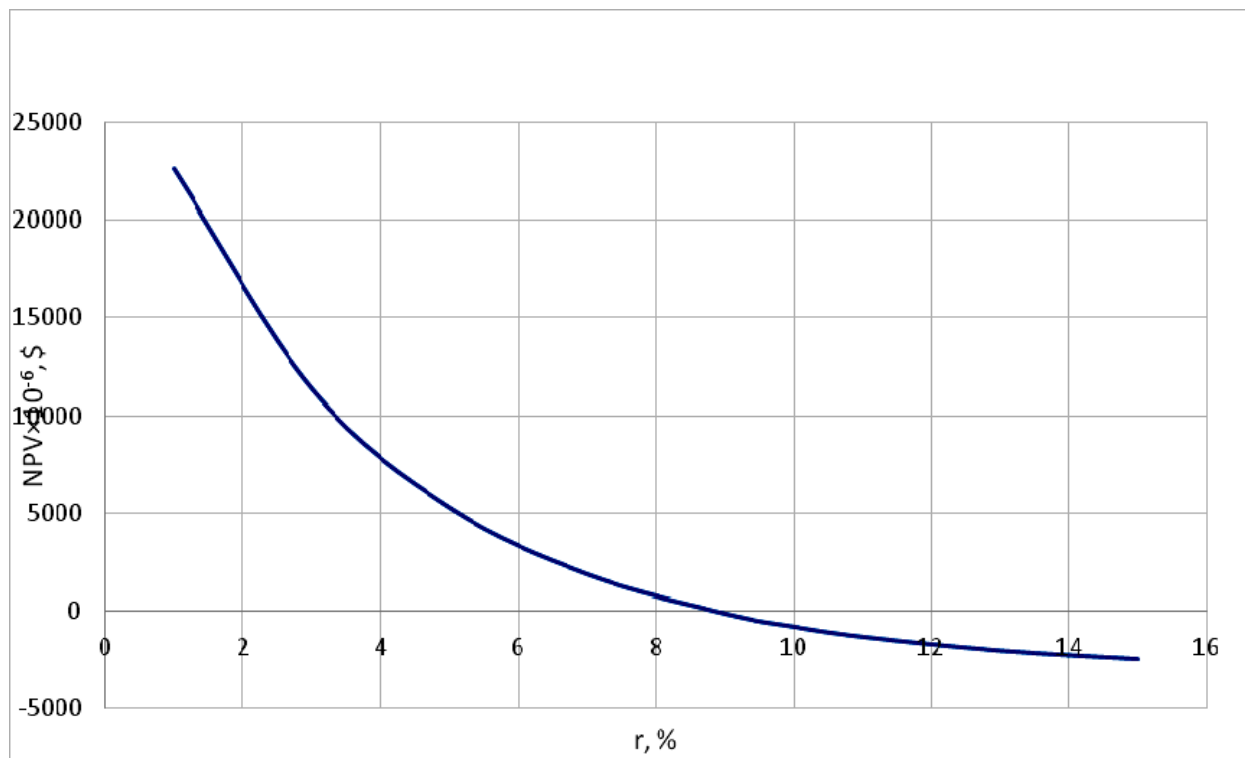


Рис. 3.5. Зависимость NPV от ставки рефинансирования

4. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОЕКТА

4.1. Техничко-экономические показатели турбоагрегатов

Годовой расход тепла на турбину блока определяется на основе энергетической характеристики и годовой выработки электроэнергии. Энергетическая характеристика имеет следующий вид:

$$Q_{\text{турб}} = a + \tau_{\text{T}} N_{\text{ЭК}} + \tau_{\text{T}} (N - N_{\text{ЭК}}), \text{ при } N > N_{\text{ЭК}},$$

при $N \leq N_{\text{ЭК}}$ – без последнего слагаемого.

Для определения годового расхода тепла энергетическая характеристика трансформируется следующим образом:

$$Q_{\text{турб}}^{\text{год}} = a T_{\text{раб}} + \tau_{\text{T}} \mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{ЭК}} + \tau'_{\text{T}} (\mathcal{E}_{\text{год}} - \mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{ЭК}}),$$

где $T_{\text{раб}}$ – число работы турбины за год;

$\mathcal{E}_{\text{год}}$ – суммарная годовая выработка электроэнергии;

$\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{ЭК}}$ – годовая выработка при $N \leq N_{\text{ЭК}}$.

Величина

$$T_{\text{раб}} = 8760 - (T_{\text{рем}} + T_{\text{рез}} + T_{\text{ав}}),$$

где $T_{\text{рем}}, T_{\text{рез}}, T_{\text{ав}}$ – общая длительность нахождения в ремонте, резерве и авариях за год.

Для новых проектируемых электростанций блоки как самые экономичные в резерве не находятся. Величину $T_{\text{раб}}$ можно принять в следующих размерах: К-160 – 6000 ч; К-200 – 6200 ч; К-300 – 6500 ч; К-500 – 6600 ч; К-800 – 6700 ч.

Годовая выработка $\mathcal{E}_{\text{год}}$ принимается равной

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = N_{\text{ном}} h_{\text{уст}},$$

где $h_{\text{уст}}$ – из обоснования строительства КЭС.

Величина $\mathcal{E}_{\text{год}} - \mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{ЭК}}$, то есть выработка при нагрузке блока больше экономической, должна определяться на основе графиков нагрузки КЭС. Приближено $\mathcal{E}_{\text{год}} - \mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{ЭК}}$ определяется из выражения

$$(\mathcal{E}_{\text{год}} - \mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{ЭК}}) \% = \frac{N_{\text{ном}} - N_{\text{ЭК}}}{N_{\text{ном}}} \beta \cdot 100 \%,$$

величина β зависит от $N_{\text{ном}}$ блока и $h_{\text{уст}}(T_{\text{уст}})$ (табл. 4.1).

Изменения экономической нагрузки блоков

β		5500	6000	6500	7000
1	К-160	0,84	0,86	0,88	0,90
2	К-200	0,85	0,87	0,89	0,91
3	К-300	0,86	0,88	0,90	0,92
4	К-500	0,87	0,89	0,91	0,93
5	К-800	0,88	0,90	0,92	0,94

Энергетическая характеристика для блоков К-160, К-200 и К-300:

$$\text{К-160} - Q_{\text{турб}} = 24,85 + 1,922N_{\text{ЭК}} + 2,0(N - N_{\text{ЭК}}), \text{ где } N_{\text{ЭК}} = 124,2 \text{ МВт.}$$

$$\text{К-200} - Q_{\text{турб}} = 29,50 + 1,839N_{\text{ЭК}} + 1,957(N - N_{\text{ЭК}}), \text{ где } N_{\text{ЭК}} = 173,4 \text{ МВт.}$$

$$\text{К-300} - Q_{\text{турб}} = 42 + 1,828N_{\text{ЭК}} + 1,92(N - N_{\text{ЭК}}), \text{ где } N_{\text{ЭК}} = 260,0 \text{ МВт.}$$

Приближенные характеристики для блоков К-500 и К-800:

$$\text{К-500} - Q_{\text{турб}} = 58,00 + 1,823N_{\text{ЭК}} + 1,9(N - N_{\text{ЭК}}), \text{ где } N_{\text{ЭК}} = 450 \text{ МВт.}$$

$$\text{К-800} - Q_{\text{турб}} = 87 + 1,818N_{\text{ЭК}} + 1,88(N - N_{\text{ЭК}}), \text{ где } N_{\text{ЭК}} = 700 \text{ МВт.}$$

Полный расход тепловой энергии на выработку электроэнергии турбиной

$$Q_{\text{э}} = Q_{\text{турб}}^{\text{год}} \left(1 \pm \frac{\sum \Delta n c\%}{100}\right) + \sum q_{\text{пуск}}^{\text{турб}},$$

где Δn – отклонение параметров от номинальных значений,

$c\%$ – нормы поправки на отклонения;

$\sum q_{\text{пуск}}^{\text{турб}}$ – расходы тепла на пуски турбин.

Последняя величина учитывается при определении технико-экономических показателей ПГ и в $Q_{\text{э}}$ условно не включается. Ниже даны значения поправок для блоков ($c\%$) (табл. 4.2).

Поправки к расходу тепла на отклонение параметров от номинальных, %

	$P_{\text{нач}}$	$t_{\text{пер}}$	$t_{\text{пв}}$	$t_{\text{после пром перегрева}}$
	$\pm I_{\text{ата}}$	$\pm 10 \text{ }^{\circ}\text{C}$	$\pm 10 \text{ }^{\circ}\text{C}$	$\pm 10 \text{ }^{\circ}\text{C}$
К-300-240	$\pm 0,09$	$\pm 0,30$	$\pm 0,42$	$\pm 0,25$
К-200-300	$\pm 0,06$ $\pm 0,07$	$\pm 0,20$	$\pm 0,30$	$\pm 0,15$
К-160-130	$\pm 0,04$ $\pm 0,06$	$\pm 0,20$	$\pm 0,37$	$\pm 0,16$

Для блоков К-500 и К-800 надо принять поправки приблизительно. Можно ограничиться внесением двух-трех поправок с тем, чтобы увеличение расхода тепла было в пределах 1–1,5 %.

Далее определяется удельный расход тепла брутто по турбинам

$$q_{\text{T}} = \frac{Q_{\text{э}}}{\mathcal{E}_{\text{год}}}, \text{ ккал/кВт} \cdot \text{ч.}$$

Для блоков К-300 и выше

$$q_{\text{T}} = \frac{Q_{\text{э}}}{\mathcal{E}_{\text{год}} + \mathcal{E}_{\text{тпн}}}, \text{ ккал/кВт} \cdot \text{ч.}$$

Величина $\mathcal{E}_{\text{тпн}}$ определяется ниже.

Затем определяется удельный расход тепла нетто турбины

$$q_{\text{T}}^{\text{н}} = q_{\text{T}} \frac{100 + q_{\text{T}}^{\text{сн}}}{100 - \mathcal{E}_{\text{T}}^{\text{сн}}}, \text{ ккал/кВт} \cdot \text{ч.}$$

где $q_{\text{T}}^{\text{сн}}$ – % расхода тепла для турбоустановки на собственные нужды. Величину можно принять в пределах 0,4–0,6 %;

$\mathcal{E}_{\text{T}}^{\text{сн}}$ – % расхода электроэнергии на с.н. турбоустановки.

Величина $\mathcal{E}_{\text{T}}^{\text{сн}}$ % должна определяться на основе расчета потребления электроэнергии на собственные нужды, %, в виде доли от общего процента расхода на собственные нужды по блоку, принятого при обосновании строительства $\Delta \mathcal{E}_{\text{сн}}$ %:

$$\mathcal{E}_{\text{T}}^{\text{сн}} \% = (0,25 - 0,4) \Delta \mathcal{E}_{\text{сн}} \%.$$

Меньшие значения коэффициентов принимаются при турбоприводах питательных насосов, воздуходувок, дымососов и жидком (газообразном) топливе.

По ранее найденному значению q_T^H определяем КПД нетто турбоустановки

$$\eta_T^H = \frac{860}{q_T^H}.$$

4.2. Технико-экономические показатели парогенератора

Общий годовой отпуск тепловой энергии от парогенератора определяется из выражения

$$Q_{ПГ}^{\text{год}} = (Q_3 \frac{100 + q_T^{\text{сн}}}{100} + Q_{\text{роу(год)}}^{\text{бл}}) \frac{100}{(100 - q_k^{\text{сн}}\%) \eta_{\text{ТП}}},$$

где $Q_{\text{роу(год)}}^{\text{бл}}$ – отпуск тепла через РОУ приходящийся на I блок:

$$Q_{\text{роу(год)}}^{\text{бл}} = \frac{Q_{\text{год}}^{\text{пос}} + Q_{\text{год}}^{\text{кф}} + Q_{\text{год}}^{\text{мх}}}{\eta_{\text{бл}}};$$

$Q_{\text{год}}^{\text{пос}}$ – годовой расход тепла на отопление и горячее водоснабжение поселка, при ГРЭС принимается в пределах $25-30 \cdot 10^3$ Гкал/год на 1000 МВт установки мощности (или по тепловому расчету, выполненному студентом);

$Q_{\text{год}}^{\text{кф}}$, $Q_{\text{год}}^{\text{мх}}$ – расходы тепла на калориферы и мазутное хозяйство принимаются для ГРЭС на мазуте на основе расчетов при обосновании строительства. Когда $Q_{\text{год}}^{\text{пос}}$ отпускается от пусковой котельной КЭС, эту величину необходимо исключить из $Q_{\text{роу(год)}}^{\text{бл}}$.

В том случае, когда $Q_{\text{год}}^{\text{пос}}$, а также $Q_{\text{год}}^{\text{кф}}$, $Q_{\text{год}}^{\text{мх}}$ отпускаются не через РОУ от парогенераторов высокого давления, а полностью или частично из отборов турбин, величину $Q_{\text{год}}^{\text{пос}} + Q_{\text{год}}^{\text{кф}} + Q_{\text{год}}^{\text{мх}}$, отпускаемую из отборов, нужно умножить на коэффициент энергетической ценности

$$\xi = (1 - \lambda)(1 + k\lambda);$$

$$\lambda = 1 - y,$$

где $k = 0,35$;

y – коэффициент недовыработки.

Расход тепла на турбопривод питательного насоса отдельно не учитывается, потому что он вошел в Q_3 .

Величина $q_T^{сн} \%$ – процент расхода тепла на собственные нужды парогенератора (кроме калориферов и мазутного хозяйства) принимается в пределах 0,8–1,2 % (обдувка, продувка, расшлаковка, водоподготовка, отопление и вентиляция).

КПД теплового потока

$$\eta_{тп} \% = 100 - q_{тп} \% \frac{N_{ном}}{N_{ср}};$$

$$N_{ср} = \frac{\mathcal{E}_{ввер}}{T_{раб}},$$

где $q_{тп} \%$ – потери тепла в паропроводах и турбоприводах между парогенераторами и турбинами, принимается 1–1,2 %.

Годовой расход условного топлива на парогенератор определяется из выражения

$$B_{пг} = \frac{Q_{пг}}{7\eta_{пг(ср)}^{бр}} \left(1 \pm \frac{\sum \Delta n C \%}{100}\right) + n_{пусквпуск}.$$

Величина $\eta_{пг(ср)}^{бр}$ – среднегодовой КПД брутто парогенератора, принимается на основе $\eta_{пг(ном)}^{бр}$ при номинальной паропроизводительности. Студенты-теплоэнергетики эту величину принимают на основе тепловых расчетов по парогенераторам. Электрики принимают следующие величины $\eta_{пг(ном)}^{бр}$: мазут – 0,93; природный газ – 0,94; каменный уголь – 0,92; АШ – 0,91.

Имея $\eta_{пг(ном)}^{бр}$, находим $\eta_{пг(ср)}^{бр}$, исходя из средней годовой нагрузки парогенератора за год и кривой изменения $\eta_{пг}$ в зависимости от коэффициента загрузки:

$$Q_{пг}^{ср} = \frac{Q_{пг}^{год}}{T_{раб}};$$

$$f = \frac{Q_{пг}^{год}}{Q_{пг}^{ном}} \cdot 100 \%$$

Изменения $\eta_{пг}$ в зависимости от f можно принимать по табл. 4.3.

Изменение КПД парогенератора

Паропроизводительность парогенератора в %	100 %	90 %	85 %	80 %	70 %	60 %	
КПД $\eta_{\text{пг}}^{\text{бр}}(\text{ср})$, %	100	100,4	100,6	100,4	100	99,3	газ мазут
КПД при $Q_{\text{пг}} = 100$ %	100	100,6	100,8	100,5	99,8	98,9	АШ

Множитель $(1 \pm \frac{\sum \Delta n C \%}{100})$ учитывает отклонение условий работы парогенератора от нормального по качеству топлива, $t_{\text{пг}}$, $t_{\text{возд}}$, загрязнения поверхностей и др., можно принять 1,03–0,01. Количество пусков блока за год $\eta_{\text{пуск}}$ принимается равным $(0,25–0,3)10^2$. Расход условного топлива на пуск блока, в том числе из холодного состояния, 20–15 %, остальное – после остановки на выходные дни (табл. 4.4).

Таблица 4.4

Расход топлива на пуск блока

Длительность простоя блока	К-160	К-200	К-300	К-500	К-800
Из холодного состояния (т у. т.)	50	65	145	200	270
После остановки на выходные дни (т у. т.)	40	60	100	135	210

Рассчитав $B_{\text{пг}}$, найдем среднегодовой КПД нетто парогенератора для блоков К-160 К-200:

$$\eta_{\text{пг}}^{\text{нт}} = \eta_{\text{пг}}^{\text{бр}} \frac{100 - q_{\text{к}}^{\text{сн}} \%}{100} \cdot \frac{100 - \mathcal{E}_{\text{э}}^{\text{сн}} \%}{100 - \mathcal{E}_{\text{т}}^{\text{сн}} \%}$$

Для блоков К-300 и более высокой единичной мощности

$$\eta_{\text{пг}}^{\text{нт}} = \eta_{\text{пг}}^{\text{бр}} \frac{100 - q_{\text{к}}^{\text{сн}} \%}{100} \cdot \frac{100 - \mathcal{E}_{\text{э}}^{\text{сн}} \%}{100 + \mathcal{E}_{\text{тпн}} - \mathcal{E}_{\text{т}}^{\text{сн}} \%}$$

где $\mathcal{E}_{\text{э}}^{\text{сн}}$, $\mathcal{E}_{\text{т}}^{\text{сн}}$ – общий расход электроэнергии на собственные нужды, %;

$\mathcal{E}_{i\text{ТПН}}$ – приведенная величина расхода электроэнергии на питательный турбонасос:

$$\mathcal{E}_{i\text{ТПН}} \% = \frac{\mathcal{E}_{i\text{ТПН}}}{\mathcal{E}_{\text{год}}} \cdot 100;$$

$$\mathcal{E}_{i\text{ТПН}} = N_{i\text{ТПН}} \tau_{i\text{ТПН}} \text{ тыс кВт} \cdot \text{ч},$$

где $\tau_{i\text{ТПН}} = T_{\text{раб}}$.

Величина $N_{i\text{ТПН}}$ определяется в зависимости от среднечасового расхода питательной воды $G_{\text{ПВ}}^{\text{ср}}$, т/ч.

$$N_{i\text{ТПН}} = G_{\text{ПВ}}^{\text{ср}} (10-11), \text{ кВт};$$

$$G_{\text{ПВ}}^{\text{ср}} = D_{\text{ПВ}}^{\text{ср}} 1,1;$$

$$D_{\text{ПВ}}^{\text{ср}} = \frac{Q_{\text{ПВ}}^{\text{ср}}}{\Delta i} = \frac{Q_{\text{ПВ}}^{\text{ср}}}{0,7}.$$

4.3. Техничко-экономические показатели блока или АЭС в целом

Удельный расход условного топлива на 1 отпущенный, кВт·ч,

$$v_{\mathcal{E}}^{\text{отп}} = \frac{B_{\mathcal{E}} \cdot 10^3}{\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{отп}}} = \frac{B_{\mathcal{E}} \cdot 10^3}{\mathcal{E}_{\text{год}} (1 - \Delta \mathcal{E}_{\text{сн}} \% / 100)},$$

где $B_{\mathcal{E}}$ – годовой расход топлива на производство электроэнергии, определяется как и $B_{\text{ПГ}}$ с исключением $Q_{\text{год}}^{\text{пос}}$.

Полученная величина $v_{\mathcal{E}}^{\text{отп}}$ должна отклоняться от величин, принятых при обосновании строительства АЭС, но не более чем на 3–5 %. Если расхождение больше, то необходимо скорректировать расчет.

КПД АЭС (блока)

$$\eta_{\text{КЭС}} = \frac{860}{7000 v_{\mathcal{E}}^{\text{отп}}} = \frac{0,123}{v_{\mathcal{E}}^{\text{отп}}}.$$

Топливная составляющая себестоимости электроэнергии на АЭС

$$C_{\mathcal{E}\mathcal{E}}^{\text{T}} = b_{\mathcal{E}\mathcal{E}} \text{Ц}_{\text{ТУТ}}, \text{ у.е./кВт} \cdot \text{ч},$$

где $C_{\text{ТУТ}}$ – цена тонны условного топлива:

$$C_{\text{ТУТ}} = \frac{(C_{\text{ТНТ}} + T_{\text{ЖД}}) \cdot 29\,300}{Q_{\text{H}}^{\text{P}}}, \text{ у.е./т у.т.}$$

Себестоимость 1 кВт·ч на шинах АЭС

$$C_{\text{ЭЭ}} = C_{\text{ЭЭ}}^{\text{T}} + \frac{I_{\text{ПОС}}^{\text{КЭС}}}{\text{Э}_{\text{КЭС}}}, \text{ у.е./кВт} \cdot \text{ч},$$

где $C_{\text{ЭЭ}}^{\text{T}}$ – топливная составляющая себестоимости электроэнергии;

$I_{\text{ПОС}}^{\text{КЭС}}$ – постоянные издержки АЭС.

Удельные приведенные затраты в КЭС на производство электроэнергии:

$$Z_{\text{ЭЭ}} = \frac{E_{\text{H}} K_{\text{КЭС}} + I_{\text{ПОС}}^{\text{КЭС}} + I_{\text{ПЕР}}^{\text{КЭС}}}{\text{Э}_{\text{КЭС}}}, \text{ у.е./МВт} \cdot \text{ч},$$

где E_{H} – коэффициент эффективности;

$K_{\text{КЭС}}$ – капиталовложения в АЭС;

$I_{\text{ПОС}}^{\text{КЭС}}$, $I_{\text{ПЕР}}^{\text{КЭС}}$ – постоянные и переменные издержки АЭС.

Показатель фондоотдачи АЭС

$$K_{\text{ФО}} = \frac{C_{\text{ЭЭ}}^{\text{H}} \text{Э}_{\text{КЭС}}}{K_{\text{КЭС}}},$$

где $C_{\text{ЭЭ}}^{\text{H}}$ – средний тариф на электроэнергию.

Показатель фондовооруженности АЭС

$$K_{\text{ФВ}} = \frac{K_{\text{КЭС}}}{N_{\text{КЭС}} k_{\text{ШТ}}},$$

где $N_{\text{КЭС}}$ – мощность АЭС;

$k_{\text{ШТ}}$ – штатный коэффициент.

После окончания расчетов необходимо заполнить табл. 4.5 технико-экономических показателей сравниваемых вариантов и сделать общее заключение по работе.

Таблица 4.5

Сводная таблица технико-экономических показателей

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Размерность	ПГУ-КЭС	АЭС
1	Установленная мощность	N	МВт	2700	2400
2	Число часов использования установленной мощности	h	ч / год	5000	7000
3	Годовая выработка энергии	\mathcal{E}	МВт·ч	$13,5 \cdot 10^6$	$16,8 \cdot 10^6$
4	Годовой отпуск энергии	$\mathcal{E}_{\text{потр}}$	МВт·ч	$12,96 \cdot 10^6$	$15,12 \cdot 10^6$
5	Удельные капиталовложения	$K_{\text{уд}}$	\$/кВт·ч	1500	6000
6	Полные капиталовложения	K	млрд. \$	$4,05 \cdot 10^9$	$14,4 \cdot 10^9$
7	Штатный коэффициент	$K_{\text{шт}}$	чел / МВт	0,7	0,9
8	Среднегодовая заработная плата	$Z_{\text{сг}}$	\$/год	12 000	21 000
9	Норма амортизации	H_a	%	3,5	1,67
10	КПД по производству энергии	$\eta_{\text{ээ}}$	%	55	37,5
11	Удельный расход условного топлива на производство э/э	$b_{\text{ут}}$	кг у.т. / кВт·ч	0,224	0,328
12	Цена т у.т.	\mathcal{C}	\$/т у.т.	215–320,2	60–118,4
13	Топливные издержки	$I_{\text{т}}$	млн. \$ / год	649,1	358,15
14	Издержки на амортизацию	I_a	млн. \$ / год	101,25	240,48
15	Издержки на ремонт	$I_{\text{р}}$	млн. \$ / год	40,5	84,17
16	Издержки на заработную плату	$I_{\text{зп}}$	млн. \$ / год	30,78	45,36
17	Прочие издержки	$I_{\text{пр}}$	млн. \$ / год	25,88	55,5
18	Себестоимость э/э	$C_{\text{ээ}}$	\$/кВт·ч	0,063	0,052
19	Топливная составляющая себестоимости э/э	$C_{\text{ээ}}^{\text{топл}}$	\$/кВт·ч	0,050	0,024
20	Приведенные затраты	$Z_{\text{пр}}$	млн. \$	1334	2512
21	Удельные приведенные затраты	$Z_{\text{пр}}^{\text{у}}$	\$/кВт·ч	0,103	0,150
22	Коэффициент использования установленной мощности	КИУМ	–	0,571	0,799
23	Фондоотдача	Φ_o	\$/ \$	0,384	0,127
24	Фондоемкость	Φ_e	\$/ \$	2,604	7,87
25	Фондовооруженность	Φ_B	млн. \$ / чел.	1,58	6,67
26	Внутренняя норма доходности	IRR	%	19,1	9,1
27	Динамический срок окупаемости	T_d	год	13	26

Условные обозначения

- B – расход топлива на агрегат (т у.т., МДж);
 Q – расход (производство) теплоты (Гкал, МДж);
 D – расход пара (т/ч);
 N – электрическая мощность агрегата, станции (МВт);
 P – электрическая мощность энергосистемы (МВт);
 r_k – относительный прирост котлоагрегата (т у.т./Гкал);
 r_T – относительный прирост турбоагрегата (Гкал/МВт ч);
 r_6 – относительный прирост блока (т у.т./МВт ч);
 η – коэффициент полезного действия агрегата (КПД).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. С. С. Рокотяна, И. М. Шапиро. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва : Энергия, 1977. – 287 с.
2. Качан, А. Д. Справочное пособие по технико-экономическим основам ТЭС / А. Д. Качан, Б. В. Яковлев. – Минск : Выш. школа, 1982. – 318 с.
3. Нагорнов, В. Н. Основы экономики энергетики. Lambert / В. Н. Нагорнов, В. П. Куличиков, 2014. – 110 с.
4. Нагорнов, В. Н. Организация производства и управление предприятием: методическое пособие для студентов специальностей 1-43 01 04 «Тепловые электрические станции» и 1-43 01 05 «Промышленная теплоэнергетика» / В. Н. Нагорнов, И. А. Бокун. – Минск : БНТУ, 2015 – 75 с.
5. Владимиров, В. И. Практические задачи по эксплуатации ядерных реакторов / В. И. Владимиров. – Москва : Энергоатомиздат, 1986.
6. ВВЭР-1000: физические основы эксплуатации, ядерное топливо, безопасность / А. М. Афров [и др.]. – Москва : Логос, 2006.
7. Стерман, Л. С. Тепловые и атомные электростанции / Л. С. Стерман. – Москва : Энергоиздат, 1982.
8. Маргулова, Т. Х. Атомные электрические станции / Т. Х. Маргулова. – Москва : Высшая школа, 1978.
9. Крылов, Д. В. Новые виды ядерного топлива / Д. В. Крылов. – Москва : Международный форум «Атомэкспо-2011», 2011.

Таблица П1

Технико-экономические показатели реакторов АЭС

Тип реактора	Обогащение (среднее), %	КИУМ	Глубина выгорания, МВт·сут/кг	Ресурс, лет	КПД, %	Загрузка топлива, т	Мощность электрич., МВт	Собственные нужды, %
ВВЭР-440	3,5	0,7991	28,6	50	32	42	440	7,32
ВВЭР-1000	3,3–4,4	0,84	40	50	33	66	1014	6,92
ВВЭР-1200	4,71–4,85	0,89–0,9	51	50	35	75	1187	6,47
ВВЭР-ТОИ	4,71–4,9	0,92	50-60	50	37,9	75	1255	5–6
РБМК-1000	2,6–3	0,79–0,89	22,5	50	31,3	192	1000	5–7
РБМК-1500	2,6–2,8	0,79–0,89	25,4	50	31,3	189	1500	5–7
АР-1000	4,85–4,95	0,9	50-60	60	38–40	–	1100	4
CANDU(ЕС-6)	0,71–1,2	0,88	7,5	60	36,3	–	750	–
АСR-1000	2,3	0,88–0,9	20	60	36,5	–	1165	–
BWR-6	–	–	–	–	33,6	–	1252	–

Таблица П2

Основные типы энергетических реакторов на тепловых нейтронах

Реакторы на тепловых нейтронах								
С легководным замедлителем (LWR)		С тяжеловодным замедлителем (HWR)			С графитовым замедлителем			
Легководный теплоноситель, прямой цикл (BWR)	Легководный теплоноситель, двухконтурный цикл (PWR)	Тяжеловодный теплоноситель (CANDU-PHW)	Легководный теплоноситель		СО2 – теплоноситель		Гелиевый теплоноситель	Легководный теплоноситель
			Естественный уран (CANDU-BLW)	Обогащенное топливо (SGHWR)	Естественный уран (Magnox)	Обогащенное топливо (AGR)		

**Основные характеристики газоохлаждаемых энергетических реакторов
на тепловых нейтронах**

Характеристика	AGR Hinkley-Point B	HTGR-1160	THTR-300
Реактор			
Мощность, МВт:			
тепловая	1493	3000	750
электрическая			
брутто	625	1175	310
нетто	621	1160	300
КПД нетто, %	41,6	38,6	40,0
Активная зона			
Эквивалентный диаметр, м	9,1	8,4	5,6
Высота, м	8,3	6,3	5,1
Энергонапряженность, кВт/л	2,76	8,6	6,0
Удельная мощность топлива, кВт/кг	13,1	76,5	115
Количество ТВС	308	3944	675000*
Загрузка топлива, т	114U	1,725U+37,5Th	0,33U+6,22Th
Выгорание топлива, МВт·сут/кг	18	98	113
Топливо	UO ₂ (обогащение 2,0–2,55%); таблетки с отверстием; внутренним диаметром 5,1 мм, наружным диаметром 14,5 мм; оболочка – нержавеющая сталь	Th – 235U (обогащение 93 %); частицы, покрытые оболочкой, диспергированные в графитовых стержнях диаметром 15,6 мм	Крупка из оксида U-Th, диаметром 0,44 мм, покрытая пиролитическим углеродом, диспергированная в шаровых графитовых твэлах диаметром 6 см; 0,96 г 235U (обогащение 93%), 9,62 г Th на один шаровой твэл
Органы регулирования	44 регулирующих стержня с бором в оболочке из нержавеющей стали, 21 стержень аварийной защиты	73 пары стержней с центральными отверстиями, состоящих из В4С и графита	36 стержней в боковом отражателе и 42 стержня аварийной защиты, которые вводятся в засыпку твэлов активной зоны
Первый контур			
Теплоноситель	CO ₂	He	He
Полный расход теплоносителя, т/ч	13250	5080	1080
Давление, МПа	4,3	5,1	4,0
Температура на входе, °С	292	316	260
Температура на выходе, °С	645	741	750
Второй контур			
Паропроизводительность, т/ч	2200	3900	930
Давление пара, МПа	16	16,9	18
Температура пара, °С	538	510	530
Топливный цикл:			
выгорание топлива, МВт·сут/кг	18	98	113
режим перегрузок	На ходу, непрерывно, три канала в неделю	На остановленном реакторе	На ходу, непрерывно

* Число шаровых твэлов.

Выведенные из эксплуатации ВТГР

Показатели	АЭС (страна)				
	AVR (Германия)	«Dragon» (Великобритания)	в Peach Bottom (США)	ТНТР (Германия)	в Fort-St.-Vrein (США)
Тепловая мощность, МВт	46	20	115	750	842
Электрическая мощность, МВт	15	–	40	300	330
Назначение	Эксперимент	Эксперимент	Эксперимент	Эксперимент	Эксперимент
Тип твэлов	Шаровой	Стержневой	Стержневой	Шаровой	Блочный
Максимальная температура гелия, °С	950	750	770	750	842
Годы эксплуатации	1995–1998	1966–1975	1965–988	1985–1988	1976–1989
Состояние	Остановлен	В стадии демонтажа	В стадии демонтажа	Остановлен	Частично демонтирован
Тепловая мощность, МВт	46	20	115	750	842

Таблица П5

Проектируемые, строящиеся и введенные в эксплуатацию

Показатели	Реактор (страна)				
	НТР-10 (Китай)	НТР-10 (Китай)	НТР-10 (Китай)	НТР-10 (Китай)	НТР-10 (Китай)
Тепловая мощность, МВт	10	30	200	265	600
Электрическая мощность, МВт	3	–	80	110	286
Назначение	Эксперимент Газовая турбина	Эксперимент Технологическое тепло	Промышленная электроэнергетика	Производство электроэнергии с помощью газовой турбины	Производство электроэнергии Газовое использование
Тип твэлов	Шаровой	Блочный	Шаровой	Блочный	Блочный
Максимальная температура гелия, °С	700	850 (950)	700	900	850
Максимальная температура при аварии, °С	<1000	<1600	<1500	<1600	<1600
Состояние	В стадии строительства	Работает	Детальное проектирование	Детальное проектирование	Детальное проектирование

Технические характеристики реакторов НТТР

Тепловая мощность, МВт	30
Теплоноситель	Газообразный гелий
Температура H_e на выходе реактора, °С	850 (штатный режим) 950 (высокотемпературный режим)
Температура H_e на входе реактора, °С	395
Давление H_e , МПа	4,0
Расход H_e , кг/с	12,4 (штатный режим) 10,2 (опытный режим)
Конструкционный материал АЗ	Графит
Высота АЗ, м	2,9
Диаметр АЗ, м	2,3
Плотность энерговыделения, МВт/м ³	2,5
Топливо	Низкообогащенный UO_2
Обогащение топлива, % мас.	3–10 (среднее 6)
Тип топлива	Призматические блоки
Материал КД реактора	Хромомолибденовая сталь
Число петель охлаждающего контура	1

Технические характеристики ЯЭУ GT-MHR

Мощность реактора, МВт (тепл.)	600
Температура H_e на входе и выходе АЗ, °С	491/850
Давление H_e на входе и выходе АЗ, МПа	7,07/7,02
Расход H_e , кг/с	320
Температура H_e на входе и выходе турбины, °С	848/511
Давление H_e на входе и выходе турбины, МПа	7,01/2,64
Температура H_e на входе и выходе «горячей» стороны рекуператора, °С	511/125
Температура H_e на входе и выходе «холодной» стороны рекуператора, °С	105/491
Электрическая мощность (нетто), МВт (эл.)	286
КПД (нетто) установки, %	43

Основные характеристики серийного тяжеловодного реактора
CANDU-PHW фирмы AECL

Мощность, МВт:	
тепловая	2156
электрическая	
брутто	680
нетто	633
КПД нетто, %	29,4
Активная зона	
Эквивалентный диаметр, м	6,28
Высота, м	5,94
Энергонапряженность зоны, кВт/л	11
Удельная мощность, кВт/кг	24
Количество топливных каналов	380
Полная загрузка топлива, т	86
Шаг решетки каналов, см	28,6
Выгорание выгружаемого урана, МВт·сут/кг	7,0
Режим перегрузок	Непрерывно, на ходу
Содержание в отработавшем топливе, %:	
235U	0,2
делящегося плутония	0,3
Твэлы	
Топливо	UO ₂
Обогащение урана, %	0,72 (природный)
Материал оболочки	Циркалой
Наружный диаметр оболочки, мм	13,1
Толщина оболочки, мм	0,38
Номинальная линейная мощность твэла, Вт/см:	
наружного ряда ТВС	508
промежуточного ряда ТВС	417
внутреннего ряда ТВС	365
Органы регулирования	
Количество легководных регуляторов	14
Количество кадмиевых стержней	4
Количество стальных стержней	21
Аварийная защита	
Количество кадмиевых блоков остановки	28
Количество устройств впрыска раствора гадолиния в замедлитель	6
Первый контур	
Расход теплоносителя через активную зону, т/с	7,6
Давление, МПа	10

Температура на входе, °С	267
Температура на выходе, °С	310
Второй контур	
Паропроизводительность, т/с	1,05
Давление пара, МПа	4,7
Температура пара, °С	260

Учебное издание

НАГОРНОВ Виктор Николаевич

ЭКОНОМИКА ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Пособие

для студентов специальности 1-43 01 08

«Паротурбинные установки атомных электрических станций»

Редактор *Е. С. Кочерго*

Компьютерная верстка *Н. А. Школьниковой*

Подписано в печать 01.03.2019. Формат 60×84 ¹/₈. Бумага офсетная. Ризография.

Усл. печ. л. 6,98. Уч.-изд. л. 2,73. Тираж 100. Заказ 432.

Издатель и полиграфическое исполнение: Белорусский национальный технический университет.

Свидетельство о государственной регистрации издателя, изготовителя, распространителя печатных изданий № 1/173 от 12.02.2014. Пр. Независимости, 65. 220013, г. Минск.