

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ

Государственное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Утверждаю
Декан ИЭФ
_____ Гвоздев Н.И.
« ___ » _____ 2010 г.

ЭКОНОМИКА ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Методические указания по выполнению курсовой работы на тему:
«Планирование и анализ производственной программы АТЭЦ»
для студентов теплоэнергетического факультета по специальности
140404 «Атомные электрические станции и установки»

УДК 33
ББК 65.304.13

Экономика ядерной энергетики: методические указания по выполнению курсовой работы на тему: «Планирование и анализ производственной программы АТЭЦ» для студентов теплоэнергетического факультета по специальности 140404 «Атомные электрические станции и установки – Томск: Изд. ТПУ, 2010 – 27 с.

Составитель:
доц. Сергейчик С.И.

Рецензент: доцент каф. менеджмента Попова С.Н.

Методические указания рассмотрены и рекомендованы к изданию методическим семинаром кафедры менеджмента

« ___ » _____ 2009г. протокол №

Зав. кафедрой менеджмента
Проф., докт. экон. наук

Никулина И.Е.

Методические указания одобрены методической комиссией ИЭФ

Председатель методической комиссии

Древаль А.Н.

ВВЕДЕНИЕ

В данной курсовой работе рассматриваются вопросы по планированию и анализу результатов выполнения производственной программы на многоцелевой атомной электростанции - атомной теплоэлектроцентрали (АТЭЦ).

Элементы исследования: учет и анализ влияния технико-экономических показателей работы АТЭЦ на результаты хозяйственной деятельности предприятия за год.

Цель работы: закрепление студентами теоретических знаний и практических навыков решения вопросов планирования и анализа результатов хозяйственной деятельности атомных электростанций на примере АТЭЦ.

Приобретаемые навыки: умение выполнять оценку современными методами экономической эффективности инвестиций, анализировать влияние основных технико-экономических показателей на результаты хозяйственной деятельности атомных электростанций.

1. ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ КУРСОВОЙ РАБОТЫ.

Курсовая работа выполняется на основе заданного варианта исходных данных, которые должны быть приведены в начале курсовой работы.

Текст работы должен быть аккуратно написан на стандартных листах 297x210 мм. Все страницы нумеруются, при этом счет страниц начинается с титульного листа, номер которого не проставляется. Таблицы должны быть пронумерованы, иметь наименование, указывающие их содержание.

Все цифровые показатели должны иметь размерность. Точность расчетов может быть ограничена тремя-четырьмя значащими цифрами. Большие цифры должны приводиться в тексте курсовой работы в степени, кратной трем, шести или девяти. Перед текстом курсовой работы на отдельном листе приводятся содержащиеся с постраничным указанием всех разделов работы. В конце курсовой работы приводится список используемой литературы и нормативов с обязательной ссылкой на них в тексте работы с указанием номера страницы в соответствующем источнике.

2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ.

Исходные данные для выполнения курсовой работы выдаются преподавателем или берутся данные, полученные в результате выполнения курсового проекта по специальности и материалов производственной практики.

Исходными данными для выполнения курсовой работы являются:

1. Количество и тепловая мощность реакторов.
2. Параметры рабочего тела.
3. Мощность теплофикационных отборов турбин.

4. Фактическое число часов использования установленной электрической мощности АТЭЦ.
5. Плановое и фактическое число часов использования мощности теплофикационных отборов.
6. Длительность кампании.
7. Величина топливной загрузки в один реактор.

3. СОДЕРЖАНИЕ КУРСОВОЙ РАБОТЫ.

1. Планирование установленной электрической мощности АТЭЦ.
2. Планирование капитальных вложений в АТЭЦ.
3. Планирование готовности электростанции к несению нагрузки.
4. Разработка схемы управления, планирование штатов и фонда зарплаты АТЭЦ.
5. Планирование стоимости первоначальной загрузки топлива и топливной составляющей себестоимости электрической и тепловой энергии, отпускаемой АТЭЦ.
6. Планирование годовых издержек производства и себестоимости электрической и тепловой энергии, отпускаемой АТЭЦ.
7. Планирование тарифов на отпускаемую электрическую и тепловую энергию, прибыли и рентабельности АТЭЦ.
8. Оценка экономической эффективности инвестиций в АТЭЦ.
9. Анализ результатов хозяйственной деятельности АТЭЦ.

4. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ КУРСОВОЙ РАБОТЫ.

1. Планирование установленной электрической мощности АТЭЦ

Номинальная электрическая мощность блоков АТЭЦ может быть определена по следующей упрощенной методике.

Первоначально разрабатывается тепловая схема каждого блока. Согласно прототипу реактора, выбирается число контуров, решается вопрос об установке сепараторов пара, промперегревателей, число цилиндров турбины. Тепловая схема блоков АТЭЦ должна быть приведена в курсовой работе. Примеры тепловой схемы современной АТЭЦ приведены в [15, 20].

Для определения абсолютного внутреннего к.п.д. необходимо построить процесс расширения пара в турбине на i_s – диаграмме и представить его в курсовой работе. Пример построения термодинамического процесса без учета потерь тепла для турбин с двумя цилиндрами, сепаратором и промперегревателем приведен на рис.1, где P_0 – давление пара на входе в турбину, P_1 – давление пара на выходе из цилиндра высокого давления (ЦВД), P_T – давление пара в теплофикационном отборе, P_K – давление пара на выходе из цилиндра низкого давления (ЦНД), T_n – температура пара при входе в ЦНД.

Термодинамический процесс построен для случая, когда на вход турбины поступает сухой насыщенный пар. Этот случай является наиболее характерным для современных АЭС, работающих, как правило, на насыщенном паре, либо с незначительным перегревом пара [20].

Абсолютный внутренний к.п.д. конденсационного потока при наличии сепарационного устройства и промперегрева может быть определен как:

$$\eta_i^p = (1,08 \div 1,12) \cdot \frac{(H_1 + 0,9 \cdot H_2) \cdot \eta_{oi}}{i_o + 0,9 \cdot \Delta H_c - i'_k}, \quad (1)$$

где H_1, H_2 – адиабатическое теплопадение потока пара до промежуточного сепаратора и после;

i'_k – энтальпия конденсата, выходящего из конденсатора (определяется по таблицам термодинамического состояния воды и пара по величине давления пара на выходе из турбины);

ΔH_c – удельное количество тепла, подведенного в промперегревателе,

$$\Delta H_c = i_2 - i_1.$$

η_{oi} – внутренний относительный к.п.д. турбины. Средний по турбине η_{oi} зависит от начальных параметров пара, параметров промперегрева, конденсатора и других факторов и лежит в пределах $0,7 \div 0,9$.

Для конденсационных блоков (конденсационных частей теплофикационных блоков) к.п.д. при номинальном режиме определяется:

$$\eta_n^{x.б.} = \eta_n \cdot \eta_i^p \cdot \eta_{эм}, \quad (2)$$

где η_n – к.п.д. парогенератора и транспорта тепла, обычно величина η_n лежит в пределах $0,9 \div 0,98$;

$\eta_{эм}$ – электромеханический к.п.д. установки, лежит в пределах $0,95 \div 0,98$.

Номинальная электрическая мощность конденсационного блока будет

$$N_n^{x.б.} = Q_p \cdot \eta_n^{x.б.}, \quad (3)$$

где Q_p – тепловая мощность реактора, МВт.

При определении номинальной электрической мощности теплофикационных блоков необходимо учитывать, что она складывается из мощности, вырабатываемой на тепловом потреблении N_T и мощности, вырабатываемой конденсационным потоком пара N_X :

$$N_H^{x.б.} = N_T + N_X \quad (4)$$

Электрическая мощность теплофикационного блока, тепловая мощность теплофикационных отборов и тепловая мощность реактора связаны между собой уравнением теплового баланса:

$$Q_p \cdot \eta_n = Q_{эТ} + Q_{эХ} + Q_T, \quad (5)$$

где $Q_{эТ}$ – часовой расход тепла, идущий на выработку электрической мощности на тепловом потреблении;

$Q_{эХ}$ – часовой расход тепла, идущий на выработку электроэнергии по конденсационному циклу;

Q_T - мощность теплофикационных отборов турбины.

Величины, входящие в (5) могут быть определены следующим образом:

$$Q_{эГ} = \bar{q}_{эГ} \cdot N_T = q_{эГ} \cdot \bar{\Xi}_T \cdot Q_T \quad (6)$$

$$Q_{эм} = q_{эм} \cdot N_T, \quad (7)$$

где $q_{эГ}$ - удельный расход тепла на выработку электроэнергии по теплофикационному циклу:

$$q_{эм} = \frac{3600}{\eta_{эм}}, \text{ кДж/кВт} \cdot \text{ч} \quad (8)$$

$\bar{\Xi}_m$ - удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении:

$$\bar{\Xi}_m = \frac{H_T \cdot \eta_{от} \eta_{эм} \cdot (1 + l_T)}{(i_T - i'_{кГ}) \cdot 3600}, \text{ кДж/кВт} \cdot \text{ч} \quad (9)$$

где l_T - относительная выработка электроэнергии за счет регенеративного подогрева конденсата, которая составляет $0,15 \div 0,25$;

i_T - энтальпия пара в отборе турбины;

$i'_{кГ}$ - энтальпия конденсата этого пара;

H_T - адиабатическое теплопадение потока пара до теплофикационного отбора.

$q_{эм}$ - удельный расход тепла на выработку электроэнергии по конденсационному циклу:

$$q_{эм} = \frac{3600}{\eta_{эм} \cdot \eta_i^p}, \text{ кДж/кВт} \cdot \text{ч} \quad (10)$$

Таким образом, из (6) может быть определена электрическая мощность, вырабатываемая на тепловом потреблении:

$$\bar{N}_T = 3600 \bar{\Xi}_T Q_T, \text{ МВт} \quad (11)$$

Поскольку все величины, входящие в (5), кроме $Q_{эГ}$, известны, то может быть определена и электрическая мощность, вырабатываемая по конденсационному циклу:

$$N_k = \left(\frac{Q_{эм}}{q_{эм}} \right) \cdot 3600, \text{ МВт} \quad (12)$$

Установленная электрическая мощность АТЭЦ есть сумма номинальных мощностей конденсационных и теплофикационных блоков:

$$N_y = \sum_{i=1}^n N_{ni}^{к.б.} + \sum_{j=1}^m N_{j}^{т.б.}, \text{ МВт} \quad (13)$$

где n – число конденсационных блоков;

m – число теплофикационных блоков АТЭЦ.

2. Планирование капиталовложений в АТЭЦ

Капитальные вложения в проектируемую АТЭЦ могут быть определены на основе информации о капитальных затратах в аналогичные атомные электростанции. В тех случаях, когда сведения о прототипе отсутствуют, капиталовложения могут быть определены укрупнено, например, на основе сведений о величине удельных капиталовложений в современные отечественные и зарубежные АТЭЦ, которые приведены в [2,8,13].

Если сведения о прототипе отсутствуют, например, в случае проектирования АТЭЦ с экспериментальным реактором, то капитальные вложения могут быть оценены приближенно по эмпирическим зависимостям:

$$K_{\text{яд}} = K_{\text{И}} \cdot [300 \cdot Q^{0,91} + 570 \cdot 10^3], \quad (14)$$

$$K_{\text{об}} = K_{\text{И}} \cdot [2250 \cdot (N_{\text{н}}^{\text{бл}})^{0,76} + 330 \cdot 10^3], \quad (15)$$

где $K_{\text{яд}}$, $K_{\text{об}}$ – капитальные вложения в ядерную и обычные части блока АТЭЦ в долларах США;

Q – тепловая мощность реактора в кВт;

$N_{\text{н}}^{\text{бл}}$ – номинальная электрическая мощность блока в кВт,

$K_{\text{И}}$ – коэффициент индексации, учитывающий рост цен на проектирование и строительство АТЭЦ, оборудование и его монтаж, задается преподавателем.

В ядерную часть блока входят реактор, парогенератор, все вспомогательное оборудование к ним.

Общие капитальные вложения в блок определяются как сумма:

$$K_{\text{бл}} = (K_{\text{яд}} + K_{\text{об}}) \cdot K_{\text{удоп}}, \quad (16)$$

где $K_{\text{удоп}}$ – коэффициент удорожания капиталовложений (согласуется с преподавателем)

Если АЭС имеет несколько блоков, то капиталовложения определяются:

$$K_{\text{АЭС}} = n_{\text{бл}} \cdot K_{\text{бл}}, \quad (17)$$

где $n_{\text{бл}}$ – число блоков.

В заключение данного раздела должна быть приведена структура капиталовложений по видам затрат (строительные сооружения и работы, монтаж оборудования и прочие расходы). За основу могут быть взяты данные, приведенные в [13].

Необходимо также привести структуру капиталовложений по объектам (реактор, парогенератор, турбоагрегат, прочие затраты), для чего можно воспользоваться диаграммой, приведенной в [8,13].

3. Планирование готовности электростанции к несению нагрузки

Планирование готовности электростанции к несению нагрузки выполняется на основе плана выполнения ремонтных работ основного оборудования станции. При составлении графика ремонтных работ необходимо учитывать следующее: во-первых, основной объем ремонтных работ должен выполняться в летние месяцы, когда наблюдается снижение максимума нагрузки энергосистемы, в составе которой работает АЭС; во-вторых, необходимо стремиться к равномерной загрузке ремонтного персонала.

Примерная структура ремонтного цикла для серийных энергоблоков АЭС приведена в [18]. Нормы простоя основного оборудования АЭС в различных видах ремонта приведена в [18]. Если на проектируемой станции предусматривается установка серийного оборудования, то при планировании ремонта необходимо ориентироваться на нормы простоя агрегатов, наиболее близких по установленной мощности к конструктивным особенностям.

В этом разделе курсовой работы необходимо построить линейный график вывода реактора и турбоагрегатов в ремонт и построить график готовности электростанции к несению нагрузки на планируемый календарный год. Должны быть также приведены ремонтные циклы и нормы простоя основного оборудования.

Методика построения линейного графика и графика готовности станции к несению нагрузки приведена в [21].

Далее могут быть определены плановые значения эксплуатационной готовности и коэффициента эксплуатационной готовности.

Эксплуатационная готовность определяем как:

$$\mathcal{E}_{\text{зот}}^{\text{пл}} = N_y \cdot t_{\text{пер}} - \sum_{i=1}^n N_{\text{рем}i} \cdot t_{\text{рем}i}, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (18)$$

где $t_{\text{пер}}$ – планируемый период (календарный год), равный 8760 час;

$t_{\text{рем}i}$ – время простоя в плановом ремонте i -го блока;

$N_{\text{рем}i}$ – мощность блока, выводимого в плановый ремонт.

Плановый коэффициент готовности:

$$K_{\text{зот}}^{\text{пл}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{зот}}^{\text{пл}}}{N_y \cdot t_{\text{пер}}}, \quad (19)$$

В заключение раздела определяется плановая выработка электроэнергии и плановое число часов использования установленной мощности.

Плановая выработка электроэнергии может быть определена следующим образом:

$$\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{пл}} = \mathcal{E}_{\text{зот}}^{\text{пл}} \cdot K_3, \quad (20)$$

где K_3 – коэффициент загрузки, учитывающий режим работы электростанции в суточном графике нагрузки. Для АЭС, работающих исключительно в базисе суточного графика, можно принять $K_3 = 0,7 \div 0,8$.

Плановое число часов использования установленной мощности станции определяется как:

$$n_y^{пл} = \frac{\mathcal{E}_{эп}^{пл}}{N_y}, \text{ час} \quad (21)$$

4. Разработка схемы управления, планирование штатов и фонда заработной платы АТЭЦ

Для проектируемой электростанции с учетом технологической схемы и единичной мощности агрегатов разрабатывается организационная структура управления. При этом можно воспользоваться сведениями, приведенными в [3,4,9].

Общая численность персонала станции в укрупненных расчетах определяется путем умножения штатного коэффициента на установленную мощность. Штатный коэффициент может быть определен из [13]:

$$n_{перс} = n_{шт} \cdot N_y.$$

Основной годовой фонд зарплаты производственного персонала по АТЭЦ определяется как:

$$I_{зн}^{осн} = n_{шт} \cdot N_y \cdot \Phi_{год}^{сп} \cdot (1 + \alpha_{пр}), \quad (22)$$

где $n_{шт}$ – штатный коэффициент; N_y – установленная мощность; $\Phi_{год}^{сп}$ – среднегодовой фонд зарплаты на одного человека. Для АТЭЦ величина $\Phi_{год}^{сп}$ составляет $3 \div 5$ МРОТ, где МРОТ – минимальной месячный размер оплаты труда, где верхний предел берется для станций с большей установленной мощностью; $\alpha_{пр}$ – премиальный фонд (20-40%) от заработной платы;

Помимо фонда основной заработной платы АТЭЦ формирует фонд дополнительной заработной платы $I_{зн}^{доп}$, из которого осуществляется оплата очередных отпусков и другие выплаты не связанные с рабочим временем. Фонд дополнительной заработной платы обычно определяется в процентах (8-10%) от фонда основной заработной платы:

$$I_{зн}^{доп} = (0,08 \div 0,1) \cdot I_{зн}^{осн}$$

Полный фонд заработной платы, включающий в себя $I_{зн}^{осн}$ и $I_{зн}^{доп}$ является объектом налогообложения. Ставка налога во внебюджетные фонды (страховые взносы) составляет 30%:

$$\text{Онвб} = 0,302 \times (\text{Изп. осн} + \text{Изп. доп}) \quad (23)$$

из которого 22% подлежит перечислению в Пенсионный фонд, 5,1% - в Фонд медицинского страхования, 2,9% в Фонд социального страхования и страховые взносы на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний 0,2% (для атомных станций по коду ОКВЭД:40.10.13 - Производство электроэнергии атомными электростанциями).

Таким образом, полные затраты на заработную плату производственного персонала с учетом отчислений во внебюджетные фонды, относимые на себестоимость отпущенной продукции составляют

$$\text{Изп} = \text{Изпосн} + \text{Изпдоп} + \text{Овнб} \quad (24)$$

5. Планирование стоимости первоначальной загрузки топлива и топливной составляющей себестоимости электрической и тепловой энергии, отпускаемой АТЭЦ

Затраты АТЭЦ на ядерное топливо в соответствии с [8] принято рассчитывать исходя из установленной цены ТВС со свежим топливом, поставляемых на АТЭЦ (франко- АТЭЦ), без учета стоимости урана и плутония, накопленного в отработанном топливе и расходов по химической переработке отработанного топлива. В издержки на топливо АТЭЦ входят также расходы по выдержке отработанного топлива в бассейнах АТЭЦ. Тогда удельная стоимость ядерного топлива за период кампании с однородной топливной загрузкой определится:

$$\bar{I}_T = \bar{I}_{\text{исх.ур}} + \bar{I}_{\text{об}} + \bar{I}_{\text{изг}} + \bar{I}_{\text{тр}} + \bar{I}_{\text{выд}}, \quad (24)$$

где $I_{\text{исх.ур}}$ – удельная стоимость исходного продукта (природного урана) может быть определена из [13, стр.237], [8, стр.196];

$I_{\text{об}}$ – удельная стоимость обогащенного урана [13, стр.237], [8, стр.239];

$I_{\text{изг}}$ – удельная стоимость изготовления ТВС, включая стоимость конструктивных материалов [13, стр.239], [8, стр.328];

$I_{\text{тр}}$ – удельная стоимость транспортировки ТВС к АЭС [13, стр.240], [8, стр.346];

$I_{\text{выд}}$ – удельная стоимость выдержки отработанного топлива в бассейне АЭС не менее 5 лет (~ 25 дол/кг).

Топливная составляющая себестоимости электрической энергии, вырабатываемой по конденсационному циклу в теплофикационных турбинах, определяется:

$$C_T^{\text{ЭК}} = \frac{1}{24} \cdot \frac{\bar{I}_T}{\bar{B} \cdot \eta_{\text{н}}^{\text{ЭК}}}, \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}, \quad (26)$$

где \bar{I}_T – стоимость топлива, руб/кг;

\bar{B} – средняя глубина выгорания ядерного топлива, МВт·сут/т. Значение \bar{B} для различных типов реакторов и разной степени обогащения приведены в [8].

$\eta_n^{кпд}$ – к.п.д. конденсационного блока (конденсационной части блока).

Топливная составляющая себестоимости электроэнергии, вырабатываемой на тепловом потреблении, определяется в следующей последовательности:

Топливная составляющая тепловой энергии, отпускаемой на турбоагрегаты:

$$C_T^n = \frac{1}{24 \cdot 10^3} \cdot \frac{\bar{Y}_T}{\bar{B} \cdot \eta_n}, \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч} \quad (27)$$

где η_n – к.п.д. парогенератора и транспорта тепла.

Согласно физическому методу распределения затрат между электрической и тепловой энергией при комбинированном производстве условно принимается, что тепло отпускается не из теплофикационных отборов турбоагрегатов, а непосредственно из парогенератора. В соответствии с этим допущением топливная составляющая себестоимости тепловой энергии будет:

$$C_T^q = C_T^n, \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч} \quad (28)$$

Топливная составляющая себестоимости электроэнергии, вырабатываемой на тепловом потреблении, тогда определяется:

$$C_T^{ЭГ} = C_T^q \cdot q_{ЭГ}, \text{ руб/Вт}\cdot\text{ч} \quad (29)$$

6. Планирование годовых издержек производства и себестоимости электрической и тепловой энергии, отпускаемой АТЭЦ.

При планировании годовых издержек на производство продукции составляется смета со следующими основными экономическими элементами затрат:

1. топливо;
2. заработная плата со всеми начислениями;
3. амортизация;
4. прочие расходы.

6.1 Планирование годовых издержек на топливо.

Годовые издержки на топливо могут быть определены следующим образом:

$$I_T = C_m^{ЭК} \cdot \Delta_k + C_m^{ЭГ} \cdot \Delta_T + C_q \cdot Q_{отж}, \quad (30)$$

где $Q_{отж}$ – количество тепловой энергии, отпущенной потребителям в течение года:

$$Q_{отж} = Q_m \cdot h_m \cdot n_{БЛ}, \quad (31)$$

$Q_{\text{ж}}$ – мощность теплофикационного отбора турбоагрегата;
 $h_{\text{ж}}$ – число часов использования мощности теплофикационных отборов;
 $n_{\text{бл}}$ – число теплофикационных блоков на АТЭЦ;
 $\mathcal{E}_{\text{ж}}$ – выработка электроэнергии на тепловом потреблении:

$$\mathcal{E}_{\text{т}} = \bar{\mathcal{E}}_{\text{т}} \cdot Q_{\text{отж}}, \text{ кВт}\cdot\text{ч} \quad (32)$$

$\mathcal{E}_{\text{х}}$ – выработка электроэнергии по конденсационному циклу:

$$\mathcal{E}_{\text{х}} = \mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{пл}} - \mathcal{E}_{\text{т}} = N_{\text{у}} \cdot h_{\text{у}} - \mathcal{E}_{\text{т}}, \text{ кВт}\cdot\text{ч} \quad (33)$$

$\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{пл}}$ – годовая выработка электрической энергии АТЭЦ;

$h_{\text{у}}$ – плановое число часов использования установленной мощности станции.

Первые две составляющие выражения (29) определяют плановые годовые издержки на топливо $I_{\text{т}}^{\mathcal{E}}$, затраченные на выработку запланированного объема электроэнергии, а последняя составляющая – плановые годовые издержки на топливо $I_{\text{т}}^{\text{т}}$, затраченного на выработку тепловой энергии.

6.2 Планирование издержек на заработную плату.

При калькуляции себестоимости энергии учитывается зарплата всего производственного персонала станции. Годовой фонд зарплаты производственного персонала станции $I_{\text{зн}}$ рассчитывается на основе выражения (23).

6.3 Планирование годовых издержек на амортизацию.

Амортизационные отчисления на АЭС $I_{\text{а}}$ определяются на основе нормы амортизации $H_{\text{а}} = 3,2 \div 3,7 \%$ в год (меньшее значение нормы берется для АЭС малой мощности). Годовые амортизационные отчисления определяются:

$$I_{\text{ам}} = \frac{K_{\text{аэс}} \cdot H_{\text{ам}}}{100} \quad (34)$$

6.4 Планирование прочих расходов.

На АЭС доля прочих расходов $I_{\text{пр}}$, куда входят вспомогательные материалы, покупная вода, издержки на ремонт основного и вспомогательного оборудования, услуги сторонних организаций, услуги вспомогательных производств и прочие, значительно больше, чем на тепловых станциях. Прочие расходы могут быть определены в следующих размерах (в процентах) от суммы на амортизацию и зарплату:

- для АЭС мощностью до 25 МВт – 40%;
- для АЭС мощностью до 25 – 50 МВт – 27%;

- для АЭС мощностью до 50 – 100 МВт – 20%;
- для АЭС мощностью до 300 – 1000 МВт – 12%;
- для АЭС мощностью до 1000 МВт и выше – 10%.

6.5 Полные годовые издержки АТЭЦ на производство электрической и тепловой энергии

$$I_{\text{АЭС}} = I_{\text{Г}} + I_{\text{З}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{пр}} \quad (35)$$

6.6 Сокращенная калькуляция себестоимости, отпущенной электрической и тепловой энергии.

Методика калькуляции себестоимости энергии на АТЭЦ производится аналогично ТЭЦ и она основывается на физическом методе распределения затрат, приведенного в [7,9,16]. При планировании себестоимости отпущенной электрической и тепловой энергии необходимо заполнить таблицу 2, а также привести в курсовой работе все промежуточные расчеты, связанные с калькуляцией себестоимости энергии.

При расчете себестоимости отпущенной электрической энергии необходимо учитывать, что расход электроэнергии на собственные нужды АТЭЦ составляет 5 ÷ 7% от годовой выработки электрической энергии :

$$\mathcal{E}_{\text{отп}} = \mathcal{E}_{\text{эф}} - \mathcal{E}_{\text{ск}}. \quad (36)$$

При приближенном расчете себестоимости тепловой энергии можно не учитывать расход тепла на собственные нужды АТЭЦ.

Таблица 2

Калькуляция себестоимости электрической и тепловой энергии АТЭЦ

№	Наименование статей	Элементы затрат					Распределение затрат			
		Топливо	Зарплата с начислениями	Амортизация	Прочие расходы	Всего	Электроэнергия		Теплоэнергия	
							10 ⁶ руб	%	10 ⁶ руб	%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Реакторный цех (с парогенераторами)									
2	Турбинный и электрический цеха									
3	Общественные расходы									
4	Итого затрат Распределение затрат									
5	На									

	электроэнергию								
6	На теплоэнергию								
7	Электроэнергия руб/кВт·ч								
8	Теплоэнергия руб/ГДж								

7. Планирование тарифов на отпускаемую тепловую и электрическую энергию, прибыли и рентабельности АТЭЦ.

При планировании тарифов на отпускаемую электрическую и тепловую энергию используется метод экономически обоснованного уровня доходности инвестированного капитала в АТЭЦ. Экономически обоснованный уровень доходности инвестированного капитала определяется Федеральной службой по тарифам (ФСТ) на основании прогноза официального уровня инфляции на планируемый период с учетом стоимости долгосрочного заемного капитала, сложившейся на рынке. Указанный уровень доходности не должен превышать действующую ставку рефинансирования Центрального банка Российской Федерации, но не может быть ниже минимальной доходности государственных облигаций Российской Федерации [11,12]. В курсовой работе доходность инвестированного капитала $D_{ИК}$ задается преподавателем.

Величина долгосрочного инвестированного капитала принимается равной капиталовложениям в АТЭЦ.

Тогда экономически обоснованный уровень балансовой прибыли АТЭЦ определяется следующим образом:

$$Pr_6 = K_{АЭС} \cdot \frac{D_{ИК}}{100\%}, \quad (37)$$

где $K_{АЭС}$ – капиталовложения в АТЭЦ.

Необходимая годовая валовая выручка определяется как

$$BB = I_{АЭС} + Pr, \quad (38)$$

где $I_{АЭС}$ – годовые издержки на АТЭЦ.

Производители, осуществляющие комплексное производство электрической и тепловой энергии, устанавливают для потребителей следующие виды тарифов. Для потребителей электрической энергии:

1. Одноставочный тариф, включающий в себя полную стоимость электрической энергии.
2. Двухставочный тариф, включающий в себя ставку за 1 кВт час электрической энергии и ставку 1 кВт заявленной электрической мощности.
3. Одноставочный тариф, дифференцированный по зонам (часам) суток.

Потребители самостоятельно выбирают для проведения расчетов за электрическую энергию один из указанных вариантов тарифов.

Для потребителей тепловой энергии предусматривается определение одноставочных и двухставочных тарифов.

В курсовой работе принимается, что электрическая и тепловая энергия потребителям реализуется только по одноставочным тарифам.

Экономически обоснованный уровень одноставочных тарифов на электрическую и тепловую энергию рассчитывается следующим образом:

$$T_3 = \frac{I_{33} + K_{33} \cdot Pr_6}{\mathcal{E}_{отн}}, \quad (39)$$

$$T_4 = \frac{I_{ГЭ} + Pr_6 \cdot (1 - K_{33})}{Q_{отн}}, \quad (40)$$

где I_{33} , $I_{ГЭ}$ – плановые годовые издержки на производство электрической и тепловой энергии;

$$K_{33} = \frac{I_{33}}{I_{АЭС}}, \quad (41)$$

Налог на прибыль, который уплачивается электростанцией:

$$H_n = 0,2 \cdot Pr_6 \quad (42)$$

Чистая прибыль, остающаяся в распоряжении электростанции, после уплаты налога на прибыль:

$$Pr_ч = Pr_6 - H_n \quad (43)$$

Общая рентабельность электростанции определяется как:

$$R_o = \frac{Pr_6}{O\Phi + НОС}, \quad (44)$$

где $O\Phi$ – балансовая стоимость основных фондов АТЭЦ (для новой электростанции может быть принята равной величине капитальных вложений в АЭС);

$НОС$ – сумма нормируемых оборотных средств (может быть принята равной стоимости первоначальной топливной загрузки в реактор АТЭЦ).

Расчетная рентабельность электростанции:

$$R_p = \frac{Pr_ч}{O\Phi + НОС} \quad (45)$$

8. Оценка экономической эффективности инвестиций в АТЭЦ.

Рассчитанные выше плановые показатели хозяйственной деятельности АТЭЦ не позволяют инвестору принять окончательное решение о целесообразности инвестирования средств в АТЭЦ в частности потому, что проектирование и строительство энергетических объектов осуществляется в длительные сроки. Поэтому для оценки экономической эффективности инвестиций в энергетические объекты необходимо учитывать фактор времени. Под последним понимается учет разновременности осуществления инвестиций, производственных издержек и получения прибыли.

В качестве критериев экономической эффективности инвестиций наибольшее распространение получили: чистый, дисконтированный доход,

индекс рентабельности проекта, срок окупаемости и внутренняя норма доходности проекта [5,6]:

1. Чистый приведенный доход (ЧПД или NPV – net present value).

Данный критерий опирается на два положения:

- 1) лучший проект обеспечивает большее значение дохода;
- 2) разновременные затраты (доходы) имеют неодинаковую стоимость для инвестора.

В соответствии с этим критерием лучшим проектом будет тот, который обеспечивает большие значения ЧПД:

$$\text{ЧПД} = \sum_{t=1}^T \frac{D_t}{(1+r)^t}, \quad (47)$$

где D_t – чистый доход в t -ом году, существования проекта:

$$D_t = \text{Пр}_t + A_t - K_t$$

где Пр_t , A_t , K_t – соответственно чистая прибыль, амортизация и инвестиции в t -ом году.

$$T = T_{\text{стр}} + T_{\text{экспл}}, \quad (48)$$

где $T_{\text{стр}}$, $T_{\text{экспл}}$ – время строительства и эксплуатации проектируемого объекта.

Значение ЧПД должно быть положительно, что означает, что в результате реализации проекта будет получен доход с учетом фактора временного обесценивания денег.

Фактор обесценивания денежных средств с течением времени учитывается процедурой дисконтирования с использованием ставки дисконтирования r . Обоснование величины r является достаточно сложной задачей, при этом это значение не является величиной постоянной, а меняется в зависимости от общего состояния экономики страны, где планируется реализация проекта, так и от отраслевых особенностей реализуемого проекта. В общем случае r принято определять, как:

$$r = r_{\text{б}} + r_{\text{риск}}, \quad (49)$$

где $r_{\text{б}}$ – доходность государственных долговых обязательств РФ, которая определяет минимальный уровень доходности по безрисковому инвестированию средств (обычно составляет 6-7% годовых);

где $r_{\text{риск}}$ – премия за риск, зависящая от отраслевой особенности реализуемого проекта, а также склонности инвесторов к риску в разных условиях рыночной конъюнктуры. Для энергетики $r_{\text{риск}}$ составляет 4-8% годовых.

На практике обычно принимается, что значение r не может быть ниже доходности по депозитам надежного банка.

2. Индекс рентабельности проекта (R/PI)

В соответствии с этим критерием лучший проект обеспечивает максимальное значение индекса рентабельности проекта. Индекс рентабельности инвестиционного привлекательного проекта должен быть больше единицы:

$$R = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{\Pi_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{K_t}{(1+r)^t}} \quad (50)$$

$$\Pi_t = \Pi p_t + A_t$$

$$T = T_{\text{стр}} + T_{\text{экс.пл}}$$

3. Дисконтированный срок окупаемости инвестиций ($T_{ок}$)

Срок окупаемости инвестиций с учетом фактора времени может быть найден путем решения следующего уравнения относительно $T_{ок}$:

$$\text{ЧПД} = \sum_{t=1}^T \frac{D_t}{(1+r)^t} = 0 \quad (51)$$

Как видно из (47) срок окупаемости проекта – это значение t , при котором ЧПД равен 0. Лучшим будет вариант инвестирования средств, обеспечивающий минимальное значение $T_{ок}$.

В случаях, когда срок инвестирования средств в реализуемый проект относительно небольшой (несколько лет), а величина денежных поступлений по годам меняется незначительно, срок окупаемости инвестиций можно определить без учета фактора времени:

$$T_{ок} = \frac{K}{\Pi}, \quad (52)$$

где K – первоначальные инвестиции в проект, принимаются равными капиталовложениям в АТЭЦ;

$\Pi = \Pi p + A$ – годовые денежные поступления.

Студентам при выполнении курсовой работы рекомендуется определить значения $T_{ок}$ двумя методами и сделать выводы в случае, если полученные значения $T_{ок}$ будут отличаться значительно.

4. Внутренняя норма доходности (ВНД или IRR internal rate of return).

ВНД определяется как значение ставки дисконтирования r , при которой выполняется равенство (49):

$$\sum_{t=1}^T \frac{\Pi_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=1}^T \frac{K_t}{(1+r)^t} \quad (53)$$

Экономический смысл ВНД следующий: значение ВНД соответствует действительной эффективной доходности инвестиций в проект с учетом фактора времени. Обычно проект считается экономически эффективным, если ВНД превышает действующее на момент оценки значение ставки по депозитам надежного банка.

При оценке экономической эффективности инвестиций в курсовой работе предлагается сделать следующие допущения:

- инвестиции в проектирование, строительство, приобретение и транспортировку оборудования, монтаж АТЭЦ осуществляются равномерно по годам в течение 5 лет;
- в последний пятый год строительства к указанным выше инвестициям следует добавить затраты на первоначальную топливную загрузку АТЭЦ;
- срок эксплуатации АТЭЦ принять равным 25 лет;
- плановый объем реализации продукции и тарифы на электрическую и тепловую энергию в течение срока эксплуатации остаются неизменными.

9. Анализ результатов хозяйственной деятельности АТЭЦ.

Общий годовой объем фактически выработанной и отпущенной электроэнергии может быть определена по фактическому числу часов использованной мощности.

С учетом ранее изложенной в разделе 3 методики, может быть определена фактическая готовность электростанции к несению нагрузки:

$$\mathcal{E}_{\text{зэм}}^{\phi} = \frac{\mathcal{E}_{\text{эф}}^{\phi}}{K_3} \quad (54)$$

По известной величине $\mathcal{E}_{\text{зэм}}^{\phi}$ может быть определен фактический коэффициент готовности к несению нагрузки K_3^{ϕ} .

Далее из ранее рассчитанных технико-экономических показателей формируется сводная таблица 4. Некоторые из этих показателей, которые не рассчитывались, могут быть определены по приведенным ниже выражениям.

Удельный расход тепла на выработанную или отпущенную единицу электроэнергии:

$$q_3 = \frac{q_{\text{зм}} \cdot \mathcal{E}_{\text{м}} + q_{\text{зк}} \cdot \mathcal{E}_{\text{к}}}{\mathcal{E}_{\text{зод}} \cdot \eta_{\text{к}}}, \text{ кДж/кВт}\cdot\text{ч} \quad (55)$$

где $\mathcal{E}_{\text{зод}}$ – годовая выработка или отпуск электроэнергии АЭС.

К.п.д. станции по отпуску электроэнергии:

$$\eta_3 = \left(\frac{1}{q_3^{\text{отп}}} \right) \cdot 100\% \quad (56)$$

Удельный расход тепла на отпущенную тепловую энергию:

$$q_{\text{м}} = \frac{3600 \cdot 10^3}{\eta_{\text{к}}}, \text{ кДж/МВт}\cdot\text{ч} \quad (57)$$

К.п.д. электростанции по отпуску тепловой энергии:

$$\eta_{\text{м}} = \eta_{\text{к}} \quad (58)$$

где $\eta_{\text{к}}$ – к.п.д. парогенератора и транспорта тепла.

Анализ хозяйственной деятельности АТЭЦ проводится для оценки итогов деятельности предприятия за отчетный период и оценки результатов этой деятельности. Одним из важнейших показателей, характеризующих эффективность работы электростанции, является себестоимость отпущенной энергии, поскольку себестоимость является комплексным показателем, зависящим от многих факторов, связанных с деятельностью данного АТЭЦ.

Анализ себестоимости отпущенной единицы энергии в курсовой работе выполняется методом цепных подстановок. Этот метод позволяет количественно оценить влияние различных факторов на суммарный результат путем последовательной замены плановых показателей на фактические. При анализе себестоимости необходимо заполнить таблицу 3.

Таблица 3. Анализ показателей АТЭЦ

Показатели	Плановые	Фактические	Отклонение
1	2	3	4
$\mathcal{E}_{\text{отп}}$, кВт·ч			
$I_{\text{м}}^3$, руб/год			
$I_{\text{пот}}^3$, руб/год			
$C_3^{\text{м}}$, руб/кВт·ч			

C_3 , руб/кВт·ч			
-------------------	--	--	--

Все плановые показатели могут быть взяты из калькуляции себестоимости, отпущенной электроэнергии, выполненной в разделе 6, где $I_{\text{пост}}^3$ - годовые условно-постоянные издержки АТЭС на отпущенную электроэнергию; C_3^m, C_3^s - топливная составляющая себестоимости и себестоимость отпущенного кВт·ч электроэнергии.

Фактические затраты на топливо, затраченного на отпущенную электроэнергию могут быть определены по заданным и также, как это было сделано в разделе 6.1. Фактическое значение условно – постоянных затрат задается преподавателем.

Анализ изменения себестоимости отпущенной электрической энергии выполняется в следующей последовательности:

1. Влияние изменения выработки электроэнергии на величину себестоимости:

$$C_1 = \frac{I_{\Gamma}^{\text{3ф}} + I_{\text{пост}}^{\text{3ф}}}{\text{Э}_{\text{отп}}^{\text{3ф}}}, \quad \Delta C_1 = C_1 - C_{3,\text{пл}}$$

2. Влияние изменения затрат на топливо:

$$C_2 = \frac{I_{\Gamma}^{\text{3ф}} + I_{\text{пост}}^{\text{3ф}}}{\text{Э}_{\text{отп}}^{\text{3ф}}}, \quad \Delta C_2 = C_2 - C_1$$

3. Влияние изменения условно-постоянных затрат:

$$C_3 = C_3^s = \frac{I_{\Gamma}^{\text{3ф}} + I_{\text{пост}}^{\text{3ф}}}{\text{Э}_{\text{отп}}^{\text{3ф}}}, \quad \Delta C_3 = C_3 - C_2$$

При анализе себестоимости делаются выводы о факторах, обусловивших отклонение фактических показателей от плановых. При этом необходимо выявлять внутренние факторы, связанные с деятельностью персонала станции, и факторы внешние. К последним могут быть отнесены изменения режима электрической и тепловой нагрузок, цены на топлива.

Фактическая величина чистой прибыли будет отличаться от плановой на величину отклонения (экономии или перерасхода) эксплуатационных издержек:

$$\Delta \text{Пр}_ч = \Delta I_{\text{т}} + \Delta I_{\text{пост}},$$

где $\Delta I_{\text{т}}$ – отклонение от издержек на топливо

$$\Delta I_{\text{т}} = (C_{\text{т}}^{\text{3ф}} - C_{\text{т}}^{\text{пл}}) \cdot \text{Э}_{\text{отп}}^{\text{3ф}},$$

$\Delta I_{\text{пост}}$ – отклонение условно-постоянных издержек,

$$\Delta I_{\text{пост}} = \Delta I_{\text{пост}}^{\text{пл}} - \Delta I_{\text{пост}}^{\text{ф}}.$$

По известному значению фактического размера чистой прибыли могут быть определены и фактические значения общей и расчетной рентабельности.

Таблица 4. Техничко-экономические показатели работы АТЭС

№	Наименование показателей	Размерность	Показатели	
			Плановые	Фактиче

				ские
1	2	3	4	5
1	Установленная электрическая мощность АТЭЦ	МВт		
	Установленная тепловая мощность	МВт		
2	Состав основного оборудования	Число блоков		
3	Эксплуатационная готовность электростанции	кВт·ч		
4	Коэффициент готовности электростанции	%		
5	Длительность кампании	лет		
6	Величина первоначальной топливной загрузки	т		
7	Стоимость первоначальной топливной загрузки	руб		
8	Стоимость основных фондов АТЭЦ	руб		
9	Удельные капиталовложения в АТЭЦ	руб/кВт		
10	Процент стоимости первоначальной топливной загрузки от стоимости основных фондов	%		
11	Годовое число часов использования установленной мощности	час/год		
12	Годовая выработка: - электроэнергии - теплоэнергии	кВт·ч МВт·ч		
13	Годовой расход электроэнергии на собственные нужды	кВт·ч		
14	Годовой отпуск: - электроэнергии - теплоэнергии	кВт·ч МВт·ч		
15	Удельный расход тепла на выработанную: - электроэнергию - теплоэнергию	кДж/кВт·ч кДж/МВт·ч		
16	Удельный расход тепла на отпущенную: - электроэнергию - теплоэнергию	кДж/кВт·ч кДж/МВт·ч		
№	Наименование показателей	Размерность	Показатели	
			Плановые	Фактические
1	2	3	4	5

17	К.п.д. электростанции по отпуску - электроэнергии - теплоэнергии	% %		
18	Средний процент амортизации основных фондов	%		
19	Штатный коэффициент	чел/МВт		
20	Годовой фонд заработной платы в т.ч. основная заработная плата дополнительная заработная плата	руб/год руб/год руб/год		
21	Отчисления на социальные цели: в том числе отчисления: - в пенсионный фонд - в фонд соцстрахования - в фонд медстрахования	руб/год руб/год руб/год		
22	Годовые условно-постоянные эксплуатационные издержки	Руб/год		
23	Годовые условно-переменные эксплуатационные издержки	Руб/год		
24	Топливная составляющая себестоимости: - электроэнергии - теплоэнергии	руб/кВт·ч руб/МВт·ч		
25	Постоянная составляющая себестоимости: - электроэнергии - теплоэнергии	руб/кВт·ч руб/МВт·ч		
26	Балансовая прибыль	руб/год		
27	Налог на прибыль	руб/год		
28	Чистая прибыль	руб/год		
29	Общая рентабельность	%		
30	Расчетная рентабельность	%		
31	Чистый приведенный доход проекта	руб		
32	Рентабельность проекта	%		
33	Внутренняя норма доходности проекта	%		
34	Срок окупаемости проекта	лет		

ЛИТЕРАТУРА

ОСНОВНАЯ

1. Абрютина М.С. Экономика предприятия. – М.: Дело и сервис, 2004.
2. Артюгина И.М. Экономика ядерной энергетики. – Л.: Энергоатомиздат, 1984 г.
3. Болдарев В.М., Гительман Л.Д., Сиданов И.А. Экономика, организация и планирование на АЭС. – М.: Энергоатомиздат, 1986 г.
4. Горбатов В.П., Морозов А.В. Экономика и организация производства на атомных станциях. – М.: Из-во МЭИ, 2000.
5. Липсиц И.В., Косов В.В. Инвестиционный проект. – Изд-во БЕК, 1996.
6. Инвестиционное проектирование/ Под ред. С.И. Шумилова. – М.: Финстатинформ, 1995.
7. Самсонов В.С. Экономика предприятий энергетического комплекса. – М.: Высшая школа, 2004.
8. Синев А.С. Экономика ядерной энергетики. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
9. Экономика и управление энергетическими предприятиями / Под ред. Н.М. Кожевникова. – М.: ИЦ Академия, 2004.
10. Экономика и управление в энергетике / Под ред. Н.М. Кожевникова. – М.: ИЦ Академия, 2003.
11. Постановление Правительства РФ от 26.02.2004 г. №109 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации».
12. Приказ ФСТ от 06.08.2004 г. №20-э/2 «Об утверждении методических указаний по расчету регулируемых тарифов на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке»

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ

13. Батов В.В., Корякин Ю.И. Экономика ядерной энергетики. – М.: Атомиздат, 1969.
14. Быков А.И., Нестеренко И.Э. Методы технико-экономических расчетов в атомной энергетике. – Минск: Наука и техника, 1982 г.
15. Кузнецов Н.М. Энергетическое оборудование блоков АЭС. – Л.: Машиностроение, 1987.
16. Чернухин А.А., Флаксерман Ю.Н. Экономика энергетики СССР. – М.: Энергия, 1985.
17. Воронкин Л.М. Особенности проектирования и сооружения АЭС. – М.: Атомиздат, 1980.
18. Воронин Л.М. Особенности эксплуатации и ремонта АЭС. – М.: Энергоиздат, 1981.

19. Организация, планирование и управление в энергетике / Под ред. В.Г. Кузьмина. – М.: Высшая школа, 1982.
20. Маргулова Т.Х. Атомные электрические станции. – М.: Высшая школа, 1984.
21. Златопольский А.И., Прузнер Л.С. Организация, планирование и управление энергетическим предприятием. – М.: Высшая школа, 1982. атомных электростанций

ЭКОНОМИКА ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Методические указания по выполнению курсовой работы на тему:
«Планирование и анализ производственной программы АТЭЦ» для студентов
теплоэнергетического факультета специальности 140404 – «Атомные
электрические станции и установки»

Составитель: Сергей Иванович Сергейчик

Подписано к печати _____
Формат 60x84/16. Бумага писчая №2
Плоская печать. Усл.печ.л. _____. Уч.-изд.л. _____
Тираж _____ экз. Заказ _____. Бесплатно
ТПУ. Лицензия ЛТ №1 от 18.07.94.
Ротап rint ТПУ634034, Томск, пр. Ленина 30