

БЕЛОРУССКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Факультет Энергетический

Кафедра Экономика и организация энергетики

СОГЛАСОВАНО
Заведующий кафедрой

СОГЛАСОВАНО
Декан

Т.Ф. Манцерова

2020 г.

Е.Г. Пономаренко

2020 г.

ЭЛЕКТРОННЫЙ УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС

Экономика ядерной энергетики

для специальности 1-43 01 08 – «Паротурбинные установки атомных электрических станций»

Авторы:

к.э.н., доцент Нагорнов В.Н.

ст.пр. Тымуль Е.И.

пр. Корсак Е.П.

Рассмотрено и утверждено
на заседании Совета энергетического факультета
«23» января 2020 г.,
протокол № 5

Перечень материалов

1. Теоретический раздел:

- «Экономика ядерной энергетики» - курс лекций;

2. Практический раздел:

- «Экономика ядерной энергетики» - задачи;

3. Контроль знаний:

- «Экономика ядерной энергетики» - контрольные вопросы и курсовая работа;

4. Вспомогательный раздел:

- «Экономика ядерной энергетики» - учебная программа для учреждения высшего образования.

Пояснительная записка

Целью электронного учебно-методического комплекса «Экономика ядерной энергетики» является овладение студентами основами экономики ядерной энергетики и организации производства на атомных электростанциях.

Основными задачами электронного учебно-методического комплекса является получение знаний по общим вопросам развития энергетики и ядерной энергетики; топливно-энергетического комплекса; топливных циклов ядерной энергетики; основных и оборотных производственных средств атомных электростанций.

Изучение электронного учебно-методического комплекса позволит студентам узнать методы расчета и анализа технико-экономических показателей предприятий энергетики, критерии эффективности сооружения и эксплуатации объектов атомной энергетики, а также принципы ценообразования в энергетике.

ОГЛАВЛЕНИЕ

| | |
|--|-----|
| 1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ..... | 4 |
| 1.1 ОСНОВНЫ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ..... | 4 |
| 1.2 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА АЭС..... | 23 |
| 1.3 ОБОРОТНЫЕ СРЕДСТВА АЭС | 94 |
| 1.4 ТРУД И ОПЛАТА ТРУДА | 117 |
| 1.5 СЕБЕСТОИМОСТЬ ПРОИЗВОДСТВА ЭНЕРГИИ... .. | 127 |
| 1.6 ОБЪЕМ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОДУКЦИИ В ЭНЕРГЕТИКЕ | 138 |
| 1.7 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРИ КОМБИНИРОВАННОМ ПРОИЗВОДСТВЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ | 143 |
| 1.8 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА КЭС..... | 148 |
| 1.9 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ КОТЕЛЬНОЙ | 151 |
| 1.10 ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ИЗДЕРЖКИ ПРОИЗВОДСТВА НА АЭС..... | 154 |
| 1.11. ОСОБЕННОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СЕБЕСТОИМОСТИ ЭНЕРГИИ НА АЭС | 158 |
| 1.12 ИНВЕСТИЦИОННОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ | 160 |
| 1.13 СТОИМОСТЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ | 170 |
| 1.14 РАЗВИТИЕ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В РЕСПУБЛИКЕ БЕЛАРУСЬ | 173 |
| 2. ПРАКТИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ..... | 195 |
| 3. КОНТРОЛЬ ЗНАНИЙ..... | 206 |
| 4. ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЙ РАЗДЕЛ..... | 282 |

1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

1.1 ОСНОВНЫ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

1.1.1 Современное состояние и тенденции развития атомной энергетики в мире

Мировая экономика переживает весьма непростой период, что оказывает самое прямое воздействие на состояние энергетической сферы. Энергетический кризис может грозить не только отдельно взятой стране, но и всей цивилизации в целом. Поэтому проблема глобальной энергетической безопасности приобретает всё большую актуальность.

Энергетическая безопасность - это комплексная концепция, целью которой является защита потребителей от перебоев в поставках, вызванных чрезвычайными обстоятельствами, терроризмом или недостаточным инвестированием в инфраструктуры энергетических рынков. Национальная энергетическая безопасность означает гарантированное обеспечение национальной экономики энергетическими ресурсами, необходимыми для ее устойчивого развития и модернизации. Это обеспечение зависит от целого ряда факторов:

- степени обоснованности государственной политики в развитии энергетики;
- общего состояния мировой экономики и ее энергетического сектора;
- уровня международного сотрудничества в энергетике.

Согласно прогнозам ООН, численность населения мира вырастет до 8 млрд. к 2030 году и до 10 млрд. к 2050 году, при чём 80% населения будут проживать в развивающихся странах (рисунок 1.1).

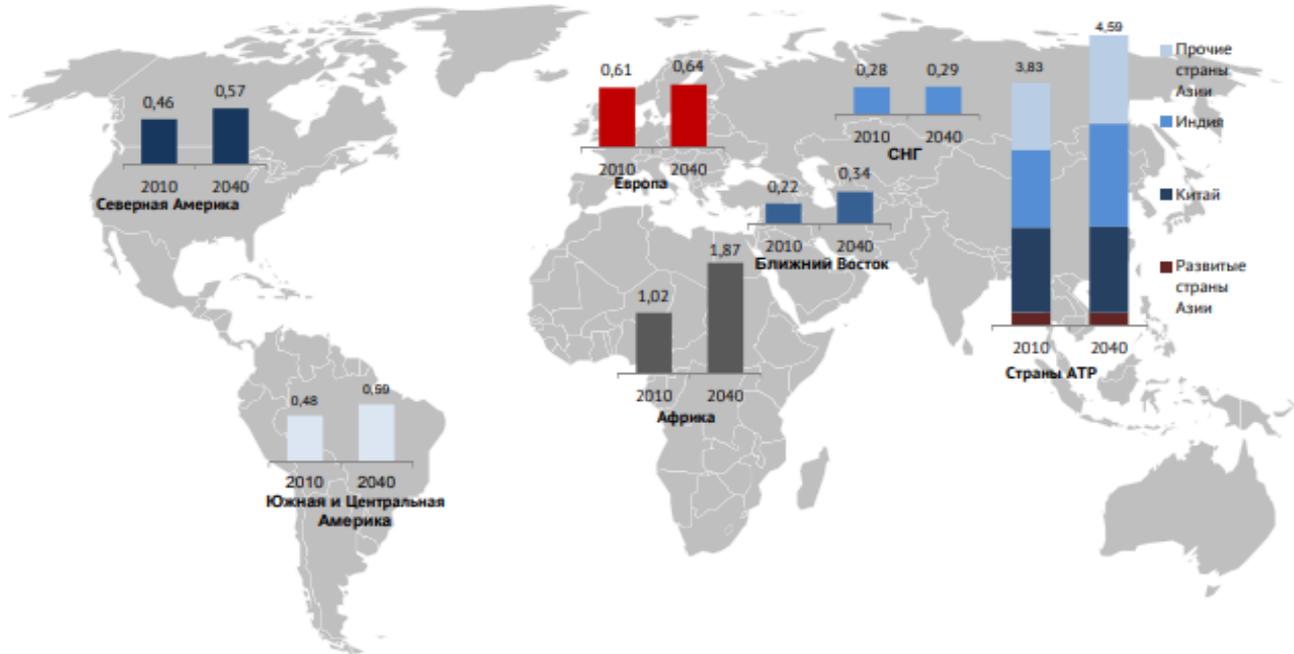


Рисунок 1.1.1 - Прогнозный рост численность населения по регионам мира

Важнейшим демографическим показателем, влияющим на темпы экономического роста и уровень энергопотребления, является доля трудоспособного населения в возрасте от 15 до 64 лет. Больше всего рабочих рук потеряют развитые страны Азии (-16%), Европа (-7%), ЕС (-11%) и СНГ (-3,5%). Самые высокие темпы прироста трудоспособного населения к 2040 году ожидаются в Африке (112%), Индии (37%), на Ближнем востоке (60%) и в Южной и Центральной Америке (26%). Северная Америка при довольно значительной прибавке трудоспособного населения (15%) одновременно столкнется с существенным увеличением численности пожилых людей. В Китае ожидается стабилизация, а после 2020 года - сокращение численности трудоспособного населения. В сочетании со стремительным увеличением доли населения старше 65 лет это будет иметь существенные последствия для развития экономики этой страны. Со схожими проблемами столкнется и Россия, где к 2040 году наиболее активная часть населения сократится на 11%, а доля пожилых людей увеличится на 40% от уровня 2010 года (таблица 1.1).

Таблица 1.1.1 - Динамика населения мира по регионам

| | Численность населения, млн чел. | | Среднегодовой рост численности населения, % | Уровень урбанизации, % | | Доля трудоспособного населения, % | |
|------------------------------------|---------------------------------|-------------|---|------------------------|------------|-----------------------------------|------------|
| | 2010 | 2040 | 2010-2040 | 2010 | 2040 | 2010 | 2040 |
| Северная Америка | 464 | 578 | 0,7% | 81% | 87% | 66% | 62% |
| США | 312 | 383 | 0,7% | 82% | 88% | 67% | 60% |
| Европа | 611 | 643 | 0,2% | 73% | 81% | 67% | 59% |
| ЕС-28 | 506 | 516 | 0,1% | 74% | 81% | 67% | 58% |
| Развитая Азия | 203 | 203 | 0,0% | 88% | 94% | 66% | 56% |
| Япония | 127 | 115 | -0,4% | 91% | 97% | 64% | 53% |
| Снг | 280 | 286 | 0,1% | 64% | 70% | 70% | 67% |
| Россия | 143 | 139 | -0,1% | 74% | 80% | 72% | 66% |
| Развивающаяся Азия | 3632 | 4404 | 0,6% | 40% | 57% | 68% | 66% |
| Китай | 1367 | 1444 | 0,2% | 50% | 74% | 74% | 63% |
| Индия | 1206 | 1566 | 0,9% | 31% | 46% | 65% | 68% |
| Южная и Центральная Америка | 478 | 605 | 0,8% | 79% | 85% | 65% | 65% |
| Бразилия | 195 | 229 | 0,5% | 84% | 90% | 68% | 66% |
| Ближний восток | 216 | 332 | 1,4% | 68% | 74% | 65% | 68% |
| Африка | 1031 | 1999 | 2,2% | 39% | 53% | 55% | 61% |

| | | | | | | | |
|------------|-------------|-------------|-------------|------------|------------|------------|------------|
| <i>Мир</i> | <i>6915</i> | <i>9051</i> | <i>0,9%</i> | <i>52%</i> | <i>64%</i> | <i>66%</i> | <i>64%</i> |
|------------|-------------|-------------|-------------|------------|------------|------------|------------|

Численность населения Земли существенно влияет на потребление энергии, но в большей степени энергобаланс зависит от темпов индустриального развития. Например, в XX в. Население мира выросло в 3,6 раза, в то время как мировой энергобаланс увеличился более чем в 10 раз. Зависимость изменения потребления электроэнергии от роста численности населения представлена на рисунке 1.2.

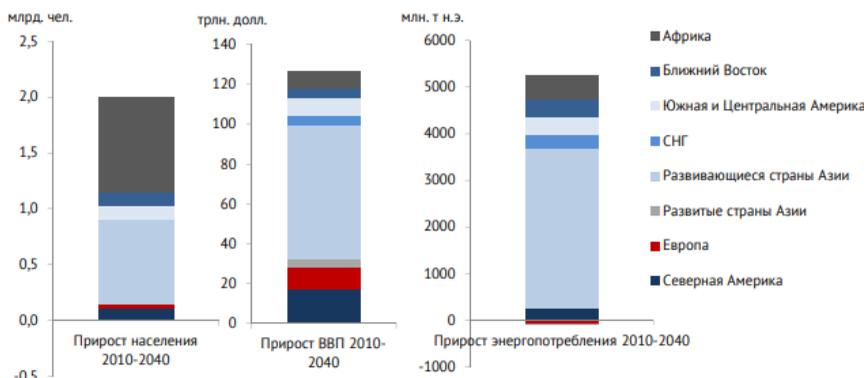


Рисунок 1.1.2- Прирост населения, ВВП, энергопотребления по регионам мира

Как мы видим, до 95% прироста мирового населения дадут развивающиеся страны, включая Китай, Индию, страны Ближнего Востока и Латинской Америки. К 2040 году около 85% населения мира будет жить в этих регионах. Все чаще люди будут мигрировать в города из сельских районов, что приведет к дальнейшему росту городов, а соответственно - к расцвету строительства и промышленности в целом (рисунок 1.3)

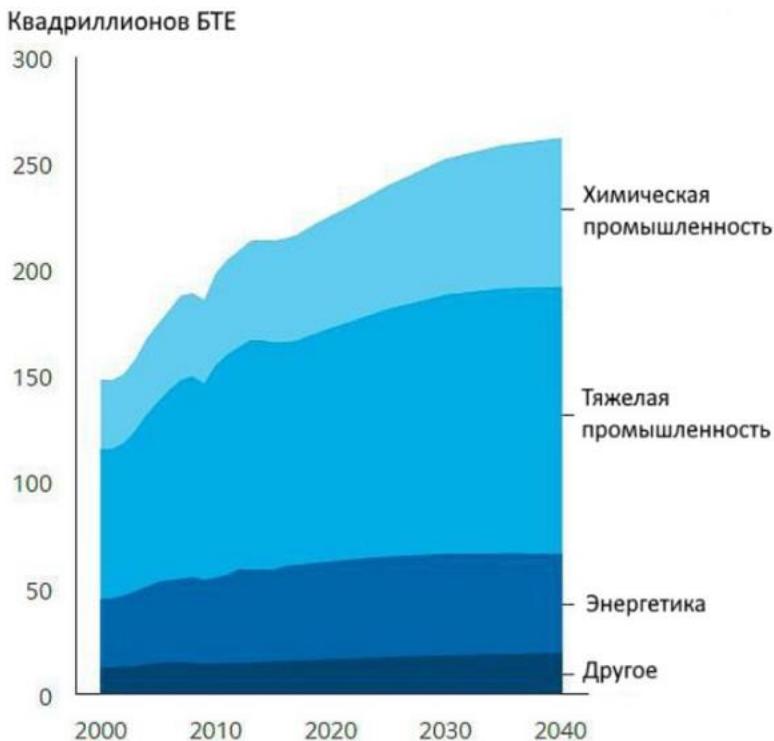


Рисунок 1.1.3 - Прогноз потребления электроэнергии промышленностью

Таким образом, для того, чтобы обеспечить энергией почти на 2 миллиарда больше человек, мировому сообществу необходимо обеспечить надежность функционирования процесса производства, передачи и распределения энергии.

Борьба за доступ к источникам энергии принимает критический характер. Государства стремятся обеспечить себя надёжными энергетическими ресурсами как путём установления контроля над традиционными энергоресурсами, так и за счёт внедрения передовых технологий освоения и переработки традиционных углеводородных ресурсов, а также промышленного использования возобновляемых источников энергии.

Выделяют следующие потенциальные источники энергии XXI века:

– **Нефть.** Мировая добыча нефти и газа будет возрастать, хоть и с меньшей скоростью. Предполагается, что суммарных выявленных и прогнозных запасов традиционной (около 500 млрд т) и синтетической нефти (более 700 млрд т) при годовой добыче 4–5,5 млрд т хватит на длительный срок. С каждым годом потребность человечества в углеводородах не снижается, а только набирает обороты. В связи с чем, если в структуре нефтедобычи не будут произведены изменения, а именно не будут увеличены инвестиции в развитие мировой добычи и переработки нефти, спрос на нефть превысит предложение и цена начнет стремительно расти, что в свою очередь вызовет снижение темпов развития стран-лидеров по потреблению электроэнергии (Китай, Индия). По прогнозам, к концу XXI века доля нефти, добываемой из традиционных и нетрадиционных месторождений, в мировом топливно-энергетическом балансе, достигнет отметки 17%, что означает снижение добычи в 2 раза (от 39 % до 17 %).

– **Газ.** До сих пор газ имел повышенное значение для экономики и энергетики отдельных стран мира. Если в странах Ближнего Востока на долю газа приходится 45% энергопотребления, в странах Европы и на постсоветском пространстве — 30%, то в Азиатско-Тихоокеанском регионе (АТР) только 10%. Между тем газ имеет преимущество перед другими углеводородами, поскольку он более экологичен, чем нефть и особенно уголь. Запасов газа традиционных (520 трлн м³), а также нетрадиционных месторождений (суммарная минимальная оценка 500–550 трлн м³) хватит более чем на 200 лет при годовой добыче 3–6,5 трлн м³. Однако спрос на газ увеличивается так быстро, что к середине века значение газа будет так же велико, как и нефти, что в свою очередь вызовет ещё большее его удорожание.

– **Уголь.** Уголь продолжит играть важную роль в мировой экономике, а его доля в мировом энергетическом балансе сохранится на уровне около 22 %. Мировые доказанные запасы угля по своему энергетическому эквиваленту превышают суммарные запасы нефти и газа и обеспечивают современный уровень добычи (4,8 млрд т) в течение более 300 лет. По прогнозам, уголь останется одним из лидеров топливно-энергетического комплекса и его роль в мировом энергобалансе составит 20–22 %.

– **Возобновляемые источники энергии (ВИЭ).** Доля ВИЭ (включая гидроэнергетику) в рамках глобальной системы производства электроэнергии на данный момент достигает около 25% (рисунок 1.4). Солнечные станции отвечают за 20% дополнительной выработки электроэнергии, ветряные – за 30%. По прогнозам международного энергетического агентства, к 2030 г объём использования ВИЭ возрастёт в несколько раз. Так, использованием биомассы и отходов на энергетические нужды возрастет до 1615 т н.э. использование гидроэнергетических ресурсов возрастет до 416 млн. т н.э. д, а прочих возобновляемых источников энергии – до 308 млн. т н.э. Развитие возобновляемых источников энергии способствует их экономичность. Например, приведённая стоимость производства энергии из ветра (без учёта субсидий) составляет в среднем 54,5 долл. за 1 МВт/ч. и солнца - 60 долл. за 1 МВт/ч., а при использовании газотурбинных источников - 84,5 долл. за 1 МВт/ч.

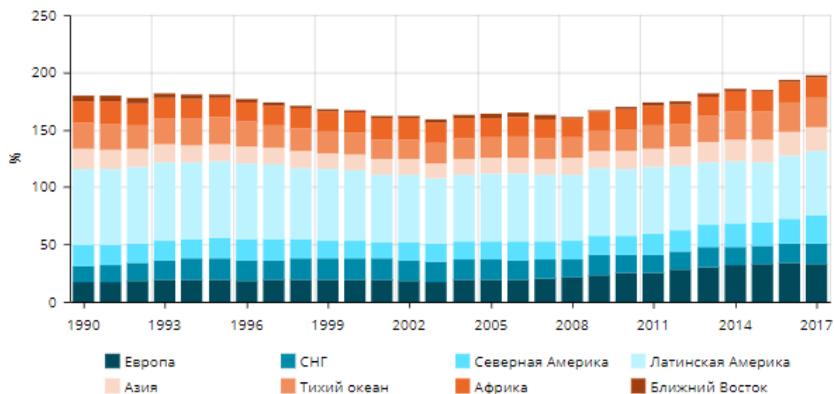


Рисунок 1.1.4 - Тенденция развития ВИЭ в производстве электроэнергии

– **Атомная энергетика.** Атомная энергетика играет важную роль в современном энергопроизводстве – доля выработки электроэнергии на АЭС в мире находится на уровне 16%.

В таких странах как Франция, Бельгия, Швеция, Япония, Южная Корея, Финляндия, не располагающих достаточными собственными запасами органического топлива, АЭС стали основным источником

электрической энергии, обеспечили им энергетическую стабильность и успешное экономическое развитие.

На данный момент в мире в 32 странах эксплуатируется 193 атомных электростанции, статус действующих имеют 452 блока, а строящегося - 56. Производство электроэнергии на АЭС увеличилось в тринадцати странах, снизилось в одиннадцати и осталось неизменным в семи. Так же 171 энергоблок является закрытым. Такие данные приводятся в базе Power Reactor Information System (PRIS), поддерживаемой МАГАТЭ.

Всего в 2018 году было произведено девять энергопусков новых блоков (семь в Китае и два в России), началось сооружение пяти блоков (в Турции, России и Бангладеш (все три – с реакторами типа ВВЭР-1200), а также в Южной Корее и Великобритании) и окончательно остановлены пять блоков (по одному в США, России и Южной Корее и два на Тайване). Общее количество реакторо-лет эксплуатации атомных энергоблоков в мире составляет 17914.

На данный момент список лидеров по выработке ядерной энергии возглавляют США, последующие места занимают Франция и Япония.

Один из мощнейших в мире энергоблоков находится во Франции - АЭССиво (блоки 1 и 2, Water drop 2.svg PWR, 1561 МВт каждый, пуск в 1997 и 1999 году). Так же 29 июня 2018 года к сети был подключен энергоблок в Китайской Народной Республике (АЭСТайшань) мощностью 1750 МВт, при выходе на полную мощность он станет мощнейшим в мире энергоблоком. Крупнейшая в мире АЭС находится в Японии - АЭС Касивадзаки-Карива (7 блоков Bubble2.svg BWR общей мощностью 8212 МВт, пуск с 1985 по 1996 год). 27 октября 2018 года с подключением к сети 4 энергоблока Тяньваньской АЭС установленная мощность всех действующих промышленных ядерных реакторов человечества впервые превысила 400 ГВт.

Таблица 1.1.2 – Установленная мощность ядерной энергетики по странам

| № | Страна | Установленная мощность, МВт |
|---|---------|-----------------------------|
| 1 | США | 102709 МВт |
| 2 | Франция | 65880 МВт |

| | | |
|----|----------------|-----------|
| 3 | Япония | 46292 МВт |
| 4 | Россия | 25242 МВт |
| 5 | Южная Корея | 21442 МВт |
| 6 | Китай | 16703 МВт |
| 7 | Канада | 14398 МВт |
| 8 | Украина | 13835 МВт |
| 9 | Германия | 12696 МВт |
| 10 | Великобритания | 10902 МВт |

Средний возраст действующего парка атомных реакторов в мире продолжает расти и составляет 29,3 лет. Более половины общего количества реакторов, 215 энергоблоков, работают более 30 лет, в том числе 59 реакторов, функционирующих более 40 лет, из которых 37 — в США.

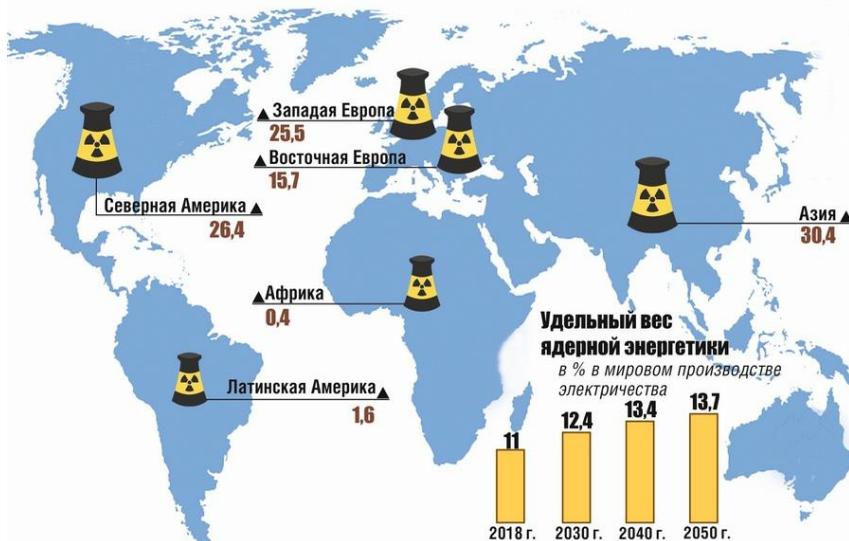


Рисунок 1.1.5 - Доля действующих ядерных энергореакторов, %

Прогнозируется снижение суммарной выработки электроэнергии на АЭС в мире, связанное с выводом из эксплуатации энергоблоков, однако предполагается, что к концу XXI века эта цифра возрастёт как минимум в 10 раз, что связано с изменением структуры атомной энергетики и вводом новых технологий: получают развития реакторы

на быстрых нейтронах, термоядерный синтез, - что позволит не только в несколько раз увеличить мощность, но и повысить безопасность станций.

Исходя из выше изложенного, в будущем нехватки ресурсов не ожидается. Открытие всё новых ресурсов и появление новых технологий, которые способствуют извлечению нетрадиционных видов нефти и газа и повышают коэффициенты извлечения с существующих месторождений, уже привели к четырёхкратному увеличению доступных запасов ископаемого топлива в течение последних 10 лет, и эта тенденция сохраняется. До 2050г. нефть, газ и уголь сохранят доминирующую роль в топливно-энергетическом балансе планеты, на их долю будет приходиться до 70% вырабатываемой энергии (на сегодняшний день эта цифра составляет 80%). Однако между этими ресурсами произойдёт перераспределение. Если сегодня первенство за нефтью, далее следует уголь и газ, то в будущем лидерство перейдёт к газу. Уголь останется в тройке только при условии, что будут разработаны эффективные технологии, позволяющие хранить углекислые газы, т.к. На данный момент его серьёзная проблема- это влияние отходов на климат. Что касается, ВИЭ, то цифра их использования будет около 10%. Несмотря на существующее сегодня в некоторых странах негативное восприятие атомной энергетики, её роль будет возрастать. Относительная экологичность и доступность этой энергии позволит решить проблему «энергетического голода» и энергобезопасность.

Таким образом, повышение эффективности использования энергоресурсов можно достичь за счёт изменения существующего подхода к взаимодействию факторов энергетического рынка. Следует сосредоточиться на учёте региональных и национальных контекстов, а также дифференцированных потребительских ожиданий.

1.1.2 ЯДЕРНОЕ ТОПЛИВО И ЕГО ИСПОЛЬЗОВАНИЕ В ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ

1.1.2.1 Ядерное топливо и его особенности

Ядерным топливом называется материал, содержащий нуклиды, которые делятся при взаимодействии с нейтронами. Источником ядерного топлива является природный торий и уран, состоящий из трех изотопов:

$${}_{92}^{238}\text{U} - 99,2831\%; {}_{92}^{235}\text{U} - 0,7115\%; {}_{92}^{234}\text{U} - 0,0054\% .$$

Из них только изотоп ${}_{92}^{235}\text{U}$ является природным материалом, ядра атомов которых могут делиться под воздействием нейтронов любых энергий (начиная с тепловых) с выделением нейтронов деления, т.е. «избыточных» нейтронов, необходимых для осуществления в реакторе управляемой цепной реакции. Однако его очень мало в природном уране: на одну тонну приходится 7,1 кг делящегося материала ${}_{92}^{235}\text{U}$. Поэтому для промышленных целей применяют обогащение по ${}_{92}^{235}\text{U}$, при котором содержание этого материала повышается. В зависимости от массового содержания ${}_{92}^{235}\text{U}$ различают:

| | |
|-----------------------|------------|
| уран слабообогащенный | - до 5 % |
| среднеобогащенный | - 5-20 % |
| высокообогащенный | - 21-90 % |
| сверхобогащенный | - 90-96 %. |

Основная часть природного урана изотоп ${}_{92}^{238}\text{U}$ (992,8 кг на 1 т урана) не делится под воздействием тепловых нейтронов. Но его ядро может захватывать эти нейтроны без последующего деления. При этом ${}_{92}^{238}\text{U}$ превращается в атом нового делящегося элемента – плутония, не встречающегося в природе.

Также ведет себя и торий ${}_{90}^{232}\text{Th}$ - единственный изотоп этого элемента, встречающийся в природе. Под воздействием нейтронов торий не делится, но способен захватывать нейтроны и через промежуточную стадию превращаться в искусственно делящийся нуклид ${}_{92}^{233}\text{U}$.

Чтобы осуществить в реакторах эти реакции, необходимо получать избыточные нейтроны за счет цепной реакции деления

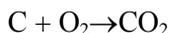
^{235}U , который является первоисточником нейтронов, необходимых для преобразования ^{238}U и ^{232}Th в делящееся вещество.

Таким образом, ^{235}U является «стартовым» топливом во всех процессах деления. Поэтому обеспечение полного превращения всего природного урана и тория в делящиеся материалы – одна из важнейших проблем ядерной энергетики, напрямую связанной с экономикой ядерной энергетики.

Отметим следующие особенности ядерного топлива:

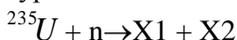
1. феноменально высокая теплотворная способность, т.е. Тепловыделение, отнесенное к единице массы разделившихся нуклидов.

При сгорании органического топлива имеют место химические окислительные процессы, сопровождаемые относительно малым энерговыделением. При сгорании (окислении) атома углерода в соответствии с реакцией



Выделяется около 4 эв (электрон-вольт) энергии на каждый акт взаимодействия.

При делении ядра атома урана



Выделяется около 200 Мэв энергии на каждый акт деления. Энерговыделение в этих двух процессах различается в 50 млн раз на один акт взаимодействия, а исходя из соотношения атомных масс урана и углерода (235:12) энерговыделения на единицу массы различается в примерно 2,5 млн раз.

Часть изотопов плутония ^{239}Pu и ^{241}Pu также подвергаются делению под воздействием тепловых нейтронов, при котором также выделяется энергия около 200 Мэв на 1 акт деления. Таким образом, вклад плутония в энерговыработку реакторов на тепловых нейтронах, работающих на слабообогатленном топливе довольно значителен и составляет около 33,8 %.

Рассчитано, что при делении одного грамма ядерного топлива выделяется 0,95 МВт/сутки тепловой энергии или 22800 кВт·час, что эквивалентно 2,8 тоннам условного топлива. Такое высококонцентрированное выделение энергии в единице массы, сопровождаемое мощным радиационным воздействием на топливо

и конструкционные материалы предъявляет особые повышенные требования к применяемым материалам, что отражается на стоимости реакторного оборудования.

Высокая калорийность ЯТ обуславливает резкое сокращение физических объемов ядерного топлива по сравнению с органическим при выработке заданного количества энергии. А это требует меньших затрат на транспортирование как исходного сырья, так и готового ядерного топлива. АЭС независима от районов добычи и изготовления ЯТ.

Высокая калорийность ЯТ обуславливает относительно малую численность рабочих, занятых добычей, изготовлением и доставкой его потребителю в расчете на единицу производимой энергии по сравнению с добычей и транспортированием органического топлива, что в конечном счете обеспечивает высокую производительность труда в системе атомной энергии и ее топливоснабжения, а также наряду с другими факторами обеспечивает более низкую стоимость электроэнергии АЭС.

2. Невозможность полного «сжигания» (деления) всех делящихся нуклидов за однократное пребывание топлива в реакторе, т.к. В активной зоне реактора необходимо всегда иметь критическую массу топлива и выгорает только та его часть, которая превышает критическую массу и создает надкритичность.

В выгруженном из активной зоны отработавшем топливе будет содержаться значительное количество делящихся и воспроизводящихся нуклидов. Это топливо после химической отчистки от продуктов деления может быть снова возвращено в топливный цикл для повторного использования. Например, в 1 т выгруженного из реактора ВВЭР – 440 отработавшего расчетную композицию топлива содержится около 950 кг ^{238}U , до 12 кг ^{235}U , около 6,5 кг делящихся изотопов плутония (^{239}Pu и ^{241}Pu). Из этого следует, что ядерное топливо может многократно циркулировать через реакторы и топливные предприятия атомной промышленности, уменьшая тем самым потребность в природном уране.

3. Возможность иметь частичное, а при определенных условиях полное и даже расширенное производство (конверсию) делящихся

нуклидов, т.е. получение вторичного ядерного топлива из воспроизводящих ядерных материалов (^{235}U , ^{232}Th).

Воспроизводство вторичного ядерного топлива имеет место практически в любом реакторе, т.к. источником его служит воспроизводящий материал ^{238}U , а результатом воспроизведения является плутоний, обладающий такой же высокой калорийностью, как и ^{235}U . Плутоний в дальнейшем может быть выделен из отработавшего топлива на заводах химической переработки в чистом виде и использован в смеси с ураном как вторичное топливо.

При создании ядерной энергетики очень перспективным направлением считалось создание в промышленном масштабе расширенного воспроизводства ядерного топлива в реакторах размножителях, коэффициент воспроизводства которых существенно превышает единицу (отношение количества образующихся делящихся изотопов урана и плутония к убыли первоначально загруженных). Сегодня проблема создания и использования вторичного топлива в промышленных масштабах не решена во всем мире. Работы по созданию вторичного топлива в виде смеси окислов плутония и урана, т.н. МОКС-топливо для действующих реакторов, проводятся в России на уровне экспериментов и пока не дают положительных результатов, т.к. для реакторов ВВЭР это приводит к снижению уровня безопасности. Все дело в свойствах плутония и особой радиотоксичности его изотопа ^{241}Pu , который и нарабатывается в ядерных реакторах. Ничтожное его количество способно влиять на наследственность живых организмов, вызывать онкологические заболевания. В организме это постоянный источник α -частиц. Нормой допускается аварийный выброс в окружающую среду не более 1 мг плутония, тогда как урана – 2 кг. В Чернобыле ушло – 20 кг. Теперь он рассеян в окружающей среде и последствия предсказать трудно. Поэтому сегодня стоит проблема предотвращения распространения плутония и обезвреживания радиоактивных накоплений.

В мире накоплено 650 т энергетического плутония, в т.ч. в бывшем СССР – 80 т и 250 оружейного, в т.ч. в России 140 т. Большая часть его находится в отработавшем ядерном топливе, но какая-то уже выделена на перерабатывающих заводах и

складирована в хранилищах. Хранение 1 г плутония (оружейного) обходится в год в 2-4 дол. Хранилище имеет емкость 50 т. Стоимость хранения нетрудно подсчитать, она составит около 200млн.дол.

4.«Сжигание» ядерного топлива в реакторе не требует окислителя и не сопровождается непрерывным сбросом в окружающую среду продуктов сгорания. При сжигании органического топлива потребляется почти трехкратное по массе количество кислорода, забираемого из атмосферного воздуха, и процесс сопровождается непрерывным выбросом в атмосферу продуктов сгорания дымовых газов и твердых негорючих примесей в виде золы.

При работе АЭС кислород воздуха не потребляется, а радиоактивные продукты деления сохраняются в отработанном ядерном топливе и в дальнейшем удаляются при химической переработке. Жидкие и твердые радиоактивные отходы хранятся в специальных хранилищах, газообразные выбрасываются в атмосферу через высокую вентиляционную трубу после выдержки в газгольдерах и разбавления воздухом до установленной нормы.

Таким образом, экономическая проблема заключается в тех дополнительных расходах на создание и содержание надежных хранилищ радиоактивных отходов на всех стадиях топливного цикла.

5. Процесс деления одновременно сопровождается накоплением радиоактивных продуктов деления, а также продуктов их распада, длительное время сохраняющих высокий уровень радиоактивности. С этим связано весьма долговременное остаточное тепловыделение в активной зоне реактора после его останова и высокая наведенная радиоактивность материалов и теплоносителя. Из этого вытекают особые требования к проектированию, сооружению и эксплуатации АЭС по сравнению с теплоэнергетикой. АЭС требуются специфические устройства и сооружения, которых нет в обычной теплоэнергетике: система аварийной защиты реактора, мощная биологическая защита от ионизирующего облучения; системы аварийного и планового расхолаживания реактора, бассейны для охлаждения и выдержки ОЯТ, перегрузочные машины, системы специальной вентиляции и удаления радиоактивных газов,

устройства дезактивации оборудования при ремонтах, служба дозиметрии, хранилища РАО и др.

Поэтому строительство АЭС обходится примерно в 1,5-2 раза дороже строительства тепловой электростанции той же мощности. Несравнимы особенно после Чернобыля требования к надежности инженерного обеспечения ядерной и радиационной безопасности при эксплуатации АЭС, что предъявляет высокие требования к квалификации эксплуатационного персонала и увеличивает затраты на его подготовку.

1.1.2.2 Топливные циклы ядерной энергетики

Топливный цикл – это движение ядерного горючего от исходного сырья (природный уран, торий) до регенерата и шлаков. АЭС является одним из звеньев топливного цикла, включающего кроме самой АЭС предприятия по добыче, переработке, регенерации ОЯТ, транспортировке, хранению ядерного топлива.

Предприятия топливного цикла, обслуживающие АЭС называют внешним топливным циклом и рассматривают как сопряженные предприятия ЯЭ. Переработку и хранение отработавшего ЯТ иногда называют «задним краем топливного цикла».

Топливный цикл может быть замкнутым и разомкнутым.

В *замкнутом топливном* цикле горючее после использования в реакторе направляется на выдержку и регенерацию с последующим полным или частичным возвратом в цикл.

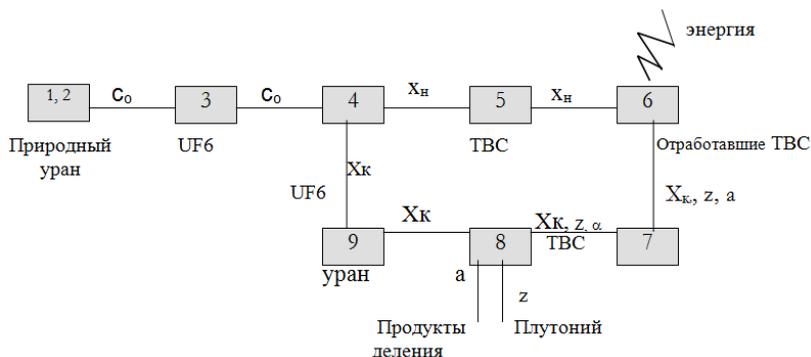
В *разомкнутом* топливном цикле отработавшее горючее после выдержки до получения приемлемого уровня радиоактивности направляется либо на длительное хранение, либо на захоронение (одноразовое использование топлива).

Разомкнутый цикл с одноразовым использованием ядерного горючего аналогичен топливному циклу обычной энергетики.

По типу ядерного горючего различают следующие топливные циклы: урановые (или уран-плутониевые), ториевые и плутониевые.

Урановые топливные циклы подразделяют на цикл на природном и обогащенном уране.

Рассмотрим типовую схему замкнутого уранового топливного цикла для энергетики с реакторами на тепловых нейтронах.



C_0 – содержание U-235 в природном уране;

X_n – начальное содержание урана в ТВЭЛх

X_k - конечное содержание уранов ТВЭЛх

A - содержание продуктов деления в отработанных ТВЭЛх

Z -содержание плутония в отработанных ТВЭЛх

1 – горнодобывающее производство,

2 – производство уранового концентрата,

3 – производство гексафторида урана или металлического урана

4 - разделение изотопов урана

5 – изготовление ТВЭЛов и ТВС,

6 – реактор,

7 – выдержка отработанных ТВЭЛов,

8 – химическая переработка ОЯТ,

9 – производство гексафторида урана (сублимация регенерата)

Рисунок 1.1.6 – Типовая схема замкнутого ядерно-топливного цикла

Краткое содержание звеньев ядерного топливного цикла.

1, 2. – первым звеном цикла является горнодобывающее производство, т.е. урановый рудник. Содержание урана в промышленно добываемых рудах 0,02-0,3 %. Поэтому поблизости создаются рудообогатительные заводы, где пустая порода удаляется, а содержание урана доводится в концентрате до 60 – 80%. Это товарный продукт первого звена топливного цикла – горнодобывающего производства.

3 - второе звено топливного цикла. Из уранового концентрата далее должен быть получен либо металлический уран, либо гексафторид урана, пригодный для процесса разделения изотопов урана..

4 – третье звено – разделение изотопов урана, сырьем для которого является гексафторид природного урана, а товарным продуктом – гексафторид урана с концентрацией U-235, требуемой для загрузки в реактор. При этом в качестве побочного продукта в отвале получается гексафторид обедненного урана, который складировается для возможного будущего использования.

5 – четвертое звено – изготовление ТВЭЛов и сборка их в ТВС. При этом гексафторид обогащенного урана конвертируется в металлический уран или его двуокись или другую топливную композицию, которой и снаряжаются ТВЭЛы, объединенные в ТВС. Это производится на заводе по производству ЯТ, пригодного для использования его в реакторе.

6, 7 – пятое звено. Загруженные в реактор ТВЭЛы с обогащением X_n работают в течение топливной компании. При этом концентрация U-235 снижается до значения X_k , количество накопленных продуктов деления возрастает до значения A , а плутония до значения Z . По истечении срока службы ТВЭЛы выгружаются из реактора с измененным нуклидным составом в бассейн выдержки для снижения уровня радиоактивности, приемлемого для начала химической переработки ОЯТ. Продукцией на этом этапе можно считать ТВЭЛы, годные к химической переработке.

8 – шестое звено. Химическая переработка отработавшего ЯТ. На вход этого предприятия поступают сборки с облученными ТВЭЛами, которые подвергаются механической разделке, удалению конструктивных элементов и извлечению топливной композиции. Затем ОЯТ поступает в цепочку для растворения и извлечения урана и плутония и очистки их от продуктов деления. При этом активность урана должна быть снижена до уровня, сопоставимого с активностью природного урана. Продукцией этого предприятия является уран в виде соединений, удобных для последующего использования (двуокись урана или уранилнитрат), а также соединения плутония.

9 – обогащение урана, регенерируемого на заводе по химической переработке, остается равным X_k . Для последующего использования в реакторе обогащение топлива X_k должно быть вновь увеличено до X_n . Для этого необходимо полученные на химическом заводе соединения урана вновь привести в гексафторид, после чего направить на завод по разделению изотопов урана. Продукцией этого предприятия является гексафторид урана с обогащением X_k и уровнем активности, допускающим его разделение на том же заводе, где производится разделение изотопов природного урана.

Таким образом, топливо вернулось на разделительный завод, где из регенерированного в процессе химической переработки урана с обогащением X_k , вновь может быть получен гексафторид урана с обогащением X_n , пригодный для дальнейшего использования на заводе по изготовлению ТВЭЛов. При этом часть урана при обогащении регенерата также переходит в отвал в виде гексафторида обедненного урана.

На каждом этапе переработки ядерного топлива имеют место безвозвратные потери в виде жидких, газообразных или твердых отходов, которые не могут быть возвращены в цикл.

Если обозначить количество топлива, возвращаемого в цикл G_x^{BO3} , а количество топлива первоначально введенного G_x , коэффициент возврата топлива в цикл определится $KВЦ = G_x^{BO3} / G_x$.

От величины КВЦ зависит производительность предприятий всего топливного цикла.

Схема разомкнутого цикла отличается отсутствием регенерации ОЯТ на химическом заводе и складированием его на долговременное хранение сразу после необходимой выдержки до приемлемого уровня радиоактивности

1.2 ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА АЭС

Энергетика является одной из основных отраслей национальной экономики, по уровню ее развития и потенциальным возможностям можно судить об экономической мощи страны. Экономика энергетики существенно отличается от экономики других отраслей народного хозяйства. Основным видом продукции энергетики является электрическая и тепловая энергия. Без потребления этих видов энергии не может быть их выработки. Если в промышленности выпускаемая продукция может быть предварительно помещена на склад, а потом реализована потребителям, то электрическая и тепловая энергия сразу потребляется потребителями. Причем для передачи электрической энергии требуются линии электропередачи и подстанции. Для передачи тепловой энергии требуются тепловые сети, насосы и вентиляторы. В энергетической отрасли есть предприятия, выпускающие некоторые виды продукции, которые реализуются также, как в промышленности, но их удельный вес незначительный. Техничко-экономические показатели энергетических предприятий в значительной мере зависят от объема потребляемой энергии, от спроса на энергетическую продукцию. Вместе с тем спрос на электроэнергию, тепловую энергию в решающей мере определяется следующими факторами:

- экономической динамикой страны (региона),
- эффективностью и темпами электрификации экономики,
- энергетической эффективностью использования электрической и тепловой энергии.

Динамика и уровень спроса на электроэнергию в стране или регионе, пожалуй, как ни на один другой товар, являются зеркалом экономического роста, отражают уровень и темпы научно-технического прогресса и уже теперь стали одной из важных косвенных характеристик качества жизни.

Энергетика, как одна из ведущих отраслей промышленности, имеет следующие главные особенности.

1. Производство и потребление электроэнергии (и в большой степени тепловой энергии) совпадают во времени, и эту продукцию по крайней мере в сколько-нибудь значительных количествах нельзя произвести и закупить впрок, например, в ожидании

улучшения конъюнктуры, увеличения тарифов на электроэнергию или перебоев в энергоснабжении. Отсюда вытекает требование к большой точности прогнозов спроса, особенно учитывая высокую времяемкость, а также капиталоемкость отрасли, в 3-4 раза превышающую среднюю капиталоемкость экономики. Завышение спроса приводит к омертвлению крупных инвестиций, его занижение может быть связано с большими убытками для энергоснабжающих предприятий, тем более, что на обслуживаемой ими территории они не должны иметь право отказывать потребителю в присоединении к центрам питания или увеличении потребляемой энергии и мощности.

2. Качество электроэнергии, если оно отвечает имеющимся стандартам, нельзя в отличие от других продуктов и товаров улучшить. Ограничены возможности улучшения качества и тепловой энергии (более точное выдерживание «стандартных» или договорных параметров: температуры и давления). Это означает, что возможная в принципе конкуренция производителей электроэнергии и тепла, может быть реализована только за счет разницы в затратах на производство энергии и предложения ее по более низким ценам.

3. В электроэнергетике товаром особого рода, следовательно, предметом спроса является не только электрическая и тепловая энергия, но и мощность. Отсюда вытекает, что дополнительным объектом исследований является режим потребления электрической и тепловой энергии в целом: в суточном, недельном и сезонном (годовом) аспектах.

4. Технические и экономические возможности передачи энергии на большие расстояния ограничены: максимальный радиус передачи тепловой энергии в виде пара - 3-5 км, в виде горячей воды - 10-15 км, при определенных, еще не вполне освоенных технических решениях, - 25-30 км. Массовая передача товарной электроэнергии на расстояние свыше 1000 км ставит перед электротехникой серьезные экономические проблемы. Все это ограничивает возможности экспорта - импорта энергии.

5. В современных условиях энергетическая система обладает естественной монополией на энергоснабжение обслуживаемой территории. Наличие монополии является фактором, препятствующим конкурентной борьбе за сбыт продукции, т. Е.

Борьбе, которая может быть в других отраслях. Естественная монополия объективно приводит к необходимости государственного регулирования цен на электрическую и тепловую энергию.

6. В условиях естественной монополии отрасли рынок электроэнергии не является так называемым «рынком продавца», где более активны покупатели (по крайней мере, в недефицитных энергосистемах), и не является «рынком покупателя», где активным является продавец. Это рынок особого вида, где продавец и покупатели вынуждены быть партнерами не только в процессе купли-продажи энергии, но и в выявлении закономерностей спроса на нее.

Как известно, товар – это все, что может удовлетворить потребность (спрос) и предлагается рынку с целью привлечения внимания, приобретения, использования или потребления. В более узком смысле товар понимается как внешний предмет, вещь, которая, благодаря ее свойствам, удовлетворяет какие-либо человеческие потребности, в отличие от услуг, которые определяются как блага, представленные не в форме вещей, а в форме деятельности.

Несмотря на унифицированный характер определения, следует отметить, что понятие товара в энергетике специфично. Прежде всего, нет единого мнения о том, чем является продукция энергетических предприятий: товарами или услугами. Изучение физических свойств электрической энергии позволяет сделать вывод, что электроэнергия – это товар, хотя она не ощущается непосредственно как вещь, предмет, а действует на другие предметы, передавая им свои свойства и приобретая материальную ценность, уже овеществленную. Кроме того, энергия фиксируется измерительными приборами и, будучи произведенной, существует независимо от производителей.

Специфика электроэнергии наиболее ярко проявляется в отличии ее от других видов товаров: первое – из-за того, что энергия существует и функционирует на атомном и даже на электронном уровне, процессы ее производства и потребления настолько мало разнесены во времени, что можно говорить об их практической одновременности; второе – электроэнергию нельзя хранить и накапливать в промышленных масштабах, т.е. Объем ее

предложения должен быть равным объему спроса (потребления). Другими словами, энергия опосредованно и мгновенно приобретает товарную ценность, воплощаясь в продукцию других отраслей промышленности или непосредственно удовлетворяя потребности покупателей. Употребление электроэнергии практически во всех отраслях промышленности и домохозяйствах определяет ее универсальность.

В общем случае товар характеризуется определенными показателями: вид изделия, необходимое качество изделия, комплекс обеспечивающих и ограничивающих элементов. Коротко остановимся на этих показателях комплекса товара и услугах энергетического производства. Физический товар в энергетике (товарная номенклатура): активная и реактивная мощности, тепловая мощность и выработка электроэнергии и тепла как интегральный показатель мощности. Кроме этого, энергетические предприятия оказывают потребителям различные услуги: эксплуатация и ремонт электротехнического и энергетического оборудования, реконструкция схем и оборудования, развитие и совершенствование средств управления и др.

По сравнению с обрабатывающей, металлургической, сельскохозяйственной и другими видами промышленного производства, номенклатура товаров и услуг энергетики мала. Это создает ложное впечатление о том, что вопрос номенклатуры продукции в энергетике решается просто, но это не так. Одновременность процессов производства тепловой и электрической энергии, а также то, что электроэнергия и мощность рассматриваются как разные характеристики электроэнергетического товара, значительно усложняет определение физической сущности той или иной ассортиментной позиции энергетического товара.

По определению международной организации по стандартизации качество – это совокупность свойств и характеристик продукта, которые придают ему способность удовлетворять обусловленные или предлагаемые потребности. Качество электроэнергии – это показатели по напряжению и частоте. Эти параметры строго регламентированы гостом. Для теплоэнергии нормируются давление пара и температура воды. К качеству товара предприятий электроэнергетики предъявляются

очень жесткие требования, так оно влияет на техническое оснащение потребителей (это касается и промышленности, и рядовых потребителей).

В энергетике, как ни в какой другой отрасли, жесткие требования к надежности товара, т.к. Перерыв в энергоснабжении приводит к большим убыткам на производстве, моральному и материальному ущербу у потребителей, иногда даже к человеческим жертвам. А так как процессы производства, снабжения и потребления практически одновременны, то проблема состоит в обеспечении надежности и непрерывности производства энергии с заданными параметрами в рамках энергосистемы. Жесткие требования к надежности снабжения можно отнести к элементам ограничивающего комплекса. Также в эти элементы можно включить необходимость учета в товаре требований всех нормативных документов.

К элементам обеспечивающего комплекса можно отнести те товары (оборудование) и услуги (диспетчерское управление), без которых невозможно использование энергетического товара. К ним относятся также транспортные сети, приемники-преобразователи энергии и т.д.

То, что процессы производства и потребления совпадают по времени, определяет следующие особенности составляющих комплекса товара (обеспечивающих и ограничивающих элементов): во-первых, необходимость создания хорошо развитой коммуникационной сети (т.к. Поставки товара помимо этой сети практически невозможны) и, во-вторых, непрерывность процесса потребления энергии определяет непрерывность процесса производства.

С другой стороны, этот же фактор (одновременность) делает необходимым сбалансированность производства и потребления. Производя товар, энергопредприятие связано требованием его полного приобретения (потребления). Недоотпуск энергии приведет к экономическим потерям в народном хозяйстве, а перепроизводство вообще невозможно по техническим ограничениям электрической системы. Таким образом, учитывая неэластичность энергетического товара и вышеописанные причины, можно сделать вывод о том, что определение оптимального выпуска электроэнергии предприятием производится не в

соответствии с уравнивающей функцией цен, а из соображений емкости рынка (в случае избыточного производства) или производственной мощности предприятий (в случае дефицитного производства).

Принципиальные отличия энергетического товара от товаров других отраслей заключаются в следующем:

- влияние на стоимость всех товаров других отраслей;
- товар и его оплата не совпадают по времени, предоплата не практикуется;
- инфраструктурный характер – это влияние на макро- и микроэкономику, на политику, социальные условия жизни общества и др.;
- надежность и бесперебойность снабжения.

Энергия опосредованно и мгновенно приобретает товарную ценность, воплощаясь в продукцию других отраслей промышленности или непосредственно удовлетворяя потребности покупателей. Употребление электроэнергии практически во всех отраслях промышленности и домохозяйствах определяет ее универсальность.

В отличие от традиционной энергетики, базирующейся на органическом топливе, ядерная энергетика обладает рядом специфических особенностей, наиболее существенные из них:

1) теплотворная способность ядерного топлива в 2–3 млн. раз превышает аналогичный показатель для органического топлива, что обеспечивает размещение АЭС, независимое от расположения топливных баз;

2) способность в значительных масштабах воспроизводить ядерное горючее обуславливает значительный интегральный эффект развития системы ядерной энергетики;

3) высокая капиталоемкость ядерных энергетических установок и предприятий внешнего топливного цикла повышает значимость технико-экономических обоснований при выборе технических и инвестиционных решений;

4) переработка, удаление и обезвреживание радиоактивных отходов обуславливают дополнительные требования к проектированию и эксплуатации ядерных энергоустановок; серьезные технологические проблемы и

существенные материальные затраты возникают при снятии с эксплуатации АЭС, исчерпавших свой ресурс.

Перечисленные особенности ядерной энергетики усложняют методы проведения технико-экономического анализа.

1.2.1 Основные средства

Основу деятельности предприятия составляет производственный процесс, для осуществления которого используется труд людей, машин и оборудования, сырья, различные материалы, природные ресурсы и др.

Принято все материальные ценности, которые используются в процессе производства, называть средствами производства, последние подразделяются на средства труда и предметы труда. Совокупность предметов и средств труда представляет собой физический капитал предприятия. Взаимосвязь факторов производства представлена на рисунке 1.2.1.



Рисунок 1.2.1 – Взаимосвязь факторов производства

Производственные фонды в зависимости от роли в производстве и формы возмещения их стоимости делятся на основные и оборотные средства. Различия между основными и оборотными средствами показаны в таблице 1.2.1.

Таблица 1.2.1 – Различия между основными и оборотными средствами.

| № | Наименование | Основные средства | Оборотные средства |
|----------|---------------------------------|---|---|
| 1. | Состав | Здания, сооружения, машины, оборудование | Сырье, материалы, топливо, энергия, полуфабрикаты |
| 2. | Социальная категория | Средства труда | Предмет труда |
| 3. | Длительность оборота | Участвуют во многих производственных циклах | Полностью потребляются в каждом цикле |
| 4. | Изменение потребительской формы | Не изменяют | Резко изменяют |
| 5. | Характер воспроизводства | В течение расчетного срока службы | Непрерывно, после каждого производственного цикла |

В практике учета основных средств по признаку участия их в производственном процессе делят на основные производственные фонды и основные непроизводственные фонды. Основные производственные фонды - это средства труда, непосредственно участвующие в процессе производства, а также создающие условия для нормального функционирования орудий труда в процессе производства. Основные непроизводственные фонды не участвуют в производственном процессе и своей стоимости на продукт не переносят. К ним относятся жилые дома, больницы, школы и т.д., находящиеся на балансе предприятия.

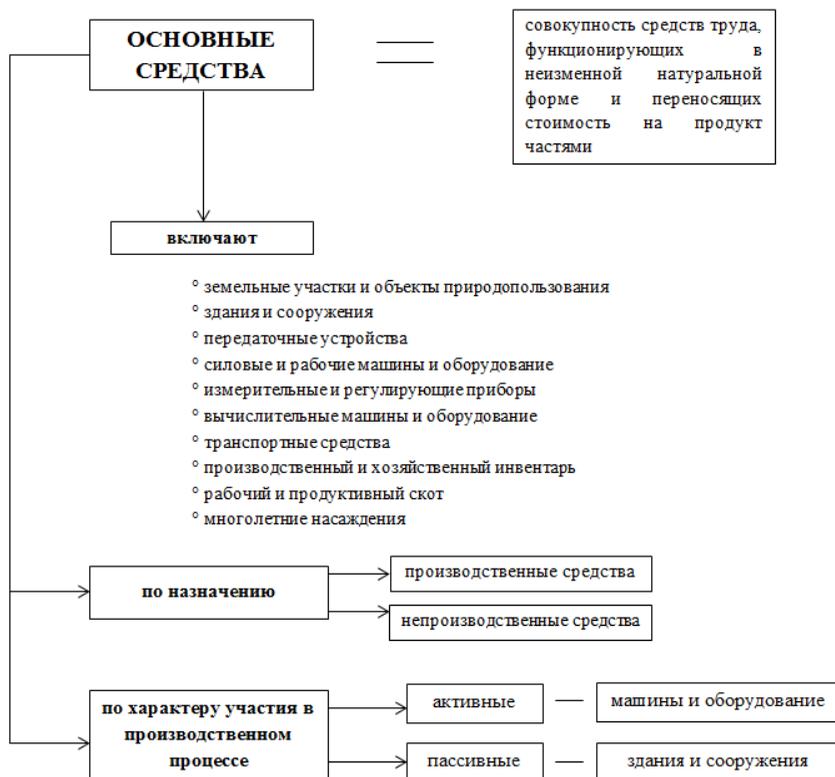


Рисунок 1.2.2 – Основные средства предприятия

В практике планирования, учета, анализа, расчета норм амортизации все производственные фонды делятся на 8 классификационных групп.

1) Здания. Включают в себя строительные объекты, предназначенные для осуществления основных, вспомогательных и подсобных производств. Например, корпуса цехов, складские помещения, гаражи и т.д.

2) Сооружения. В эту группу входят инженерно-строительные объекты – дороги, мосты, шахты, трубы, ограды, очистные сооружения и т.д.

3) Передаточные устройства. К этой группе относятся устройства, с помощью которых производится передача энергии

(электрической, тепловой, механической), жидких и газообразных веществ (газо -, нефте- и водопроводы), устройства для передачи информации.

4) Силовые машины и оборудование. В данной группе учитываются агрегаты, машины, предназначенные для выработки и преобразования энергии. Как правило, это оборудование электрических станций, например, котлоагрегаты, турбины паровые, газовые, гидравлические, электрические генераторы. К ним относятся и тракторы, двигатели внутреннего сгорания, насосы большой мощности, обычно это машины единичной мощности 500 кВт и выше.

5) Рабочие машины и оборудование. В эту группу входят разнообразные виды оборудования, применяемые для выпуска продукции. В частности, станки, кузнечно-прессовое оборудование, подъемно-транспортное оборудование, компрессоры, вентиляторы, насосы, оборудование для газо - и электросварки, машины и оборудование для земляных и карьерных, дорожно-строительных работ и т.д.

6) Измерительные и регулирующие приборы. К данной группе относятся измерительные и регулирующие приборы, лабораторное оборудование, электронно-вычислительные машины.

7) Транспортные средства предназначены для транспортировки грузов и пассажиров. Сюда входят передвижные средства железнодорожного, автомобильного, водного и воздушного транспорта.

8) Прочие основные средства. Сюда относят основные средства, не вошедшие в предыдущие семь групп.

Основные средства делятся на активную и пассивную части. К активной части относятся те основные средства, которые в наибольшей мере влияют на объем выпускаемой продукции, производительность труда, на степень технической вооруженности труда. Пассивная часть создает лишь необходимые условия труда для использования части основных фондов, принимает косвенное участие в процессе производства. Например, металлорежущий станок на машиностроительном предприятии будет относиться к активной части, а здание, в котором он находится, - к пассивной части основных средств.

На рисунке 1.2.3 представлена классификация основных производственных средств АЭС.

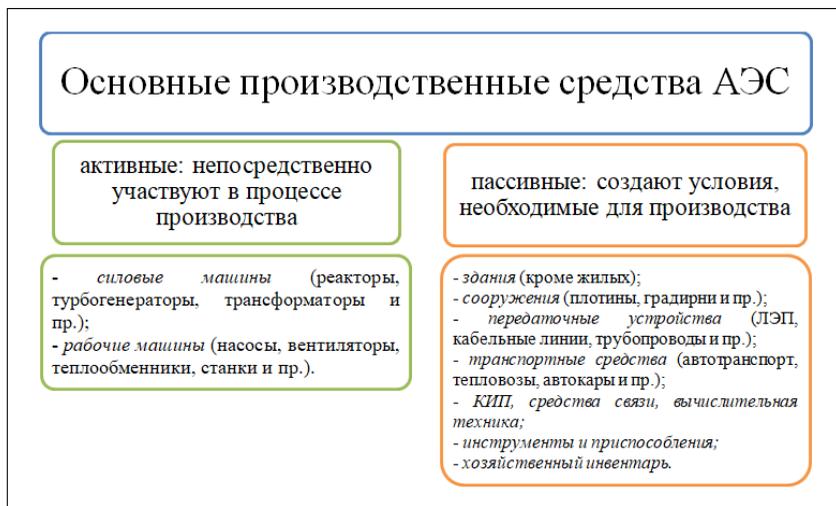


Рисунок 1.2.3 – Структура основных производственных средств АЭС

Активная часть является ведущей и служит базой в оценке технического уровня и производственной мощности. Удельный вес каждой группы в общей величине основных средств составляет *структуру основных средств*. Структура различна для разных станций и изменяется по годам в зависимости от ввода и вывода в эксплуатацию объектов.

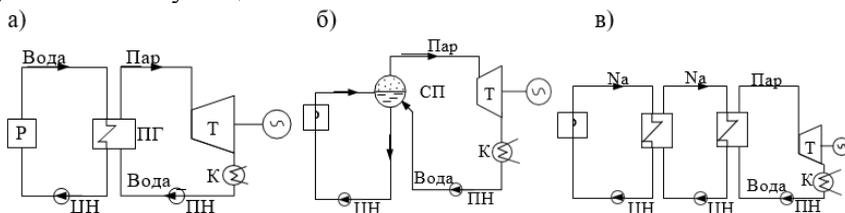
Прогрессивным считается соотношение активной и пассивной части как 55-60% к 45-40%. Увеличение доли активной части средств по сравнению с пассивной экономически оправдано, если при этом не снижается уровень ее использования.

Современный этап развития ядерной энергетики характеризуется использованием унифицированного энергетического оборудования. На крупных АЭС работают атомные реакторы на тепловых нейтронах двух типов: ВВЭР и РБМК.

ВВЭР – водо-водяной энергетический реактор, в котором вода является одновременно теплоносителем и замедлителем нейтронов. Аналогичная зарубежная конструкция – PWR (Pressurized Water

Reactor). В реакторах этого типа для отвода тепла из активной зоны используется вода под высоким давлением, что препятствует ее закипанию: для ВВЭР-440 давление воды в первом контуре принимается равным 12,3, для ВВЭР-1000 – 15,7 МПа.

Тепловая схема АЭС с реактором ВВЭР выполняется двухконтурной. Вода первого контура, проходя через парогенератор, нагревает воду второго контура до кипения. Пар из парогенератора поступает в турбину. Принципиальная тепловая схема энергетического блока с ВВЭР приведена на рисунке 1.2.4. Положительный опыт его эксплуатации позволил перейти к серийному изготовлению реакторов ВВЭР-440 и ВВЭР-1000. При использовании двухконтурной схемы обеспечивается нерадиоактивность теплоносителя второго контура, что облегчает условия эксплуатации АЭС.



а – с реактором типа ВВЭР (двухконтурная); б – с реактором типа РБМК (одноконтурная); в – с реактором на быстрых нейтронах; Р – реактор; ПГ – парогенератор; Т – турбина; К – конденсатор; СП – сепаратор пара; ПН – питательный насос; ЦН – циркуляционный насос

Рисунок 1.2.4 – Принципиальные тепловые схемы АЭС

РБМК (реактор большой мощности, кипящий) относится ко второму типу серийных реакторов для развивающейся системы ядерной энергетики. Это реактор канального типа с графитовым замедлителем, теплоносителем служит вода. Для отвода тепла из активной зоны реактора используется одноконтурная схема. Вода, проходя через специальные технологические каналы в активной зоне реактора, нагревается до кипения, затем в сепараторе пар отделяется от воды и при давлении 6,5 МПа поступает в турбину (рисунок 1.2.4 б). В зарубежной практике нет аналога РБМК, наиболее близок к нему ВWR одноконтурный кипящий (Boiling Water Reactor). Конструкция РБМК позволяет производить

перегрузку топлива без остановки реактора, что обеспечивает высокую техническую готовность блока. Головной блок из серии РБМК-1000 был установлен на Ленинградской АЭС (ЛИАЭС), опыт эксплуатации которого позволил перейти к сооружению ряда АЭС на основе реакторов такого типа.

Таблица 1.2.2 – Основные характеристики АЭС с реакторами ВВЭР и РБМК

| Характеристика | ВВЭР-440 | ВВЭР-1000 | РБМК-1000 | РБМК-1500 |
|--|----------|----------------|-----------|-----------|
| Мощность, МВт (э) | 440 | 1000 | 1000 | 1500 |
| КПД, % | 32 | 33 | 31,3 | 31,3 |
| Давление в первом контуре, МПа | 12,3 | 15,7 | 6,5 | 6,5 |
| Температура теплоносителя, °С: на входе в реактор | 269 | 289 | – | – |
| на выходе из реактора | 300 | 322 | 280* | 280* |
| Масса теплоносителя первого контура, т | 200 | 300 | – | – |
| Начальная загрузка топлива, т | 42 | 66 | 192 | 189 |
| Среднее обогащение, % | 3,5 | 3,3 (4,4)** | 1,8 | 1,8 |
| Количество перегружаемого топлива, т/год | 14 | 33 (22)** | 50 | 75 |
| Средняя глубина выгорания, МВт·сут/кг | 28 | 30(40)** | 18,1 | 18,1 |

* Температура пара перед турбиной.

** Для двухгодичного (трехгодичного) топливного цикла.

1.2.2 Стоимостная оценка основных средств

В практике управления предприятием применяется натуральная и стоимостная система измерения основных средств. Натуральное измерение ведется в натуральных единицах измерения, например, площадь в квадратных метрах, мощность – в киловаттах,

протяженность - в километрах и т.д. Стоимостная оценка необходима для определения динамики изменения их стоимости для соизмерения затрат и результатов деятельности предприятия, выбора наиболее эффективных направлений использования основных фондов.

Существует несколько принципиально различных способов оценки основных средств.

1) первоначальная стоимость – это фактические затраты на проектирование, создание новых машин и оборудования, включая затраты на приобретение, транспортировку, складирование, монтаж и наладку в ценах года создания основных фондов. С течением времени первоначальная стоимость изменяется и все в меньшей мере отражает реальные условия воспроизводства основных средств.

2) переоцененная стоимость основных средств определяется стоимостью их воспроизводства в новых условиях. Переоцененная стоимость показывает, во сколько обошлось бы создание действующих основных фондов в данный момент и в ценах данного момента. Переоцененная стоимость вносит определенное единообразие в оценку основных средств, созданных в различные периоды времени. Вместе с тем при точном определении восстановительной стоимости возникают значительные трудности, связанные прежде всего со значительными затратами определения восстановительной стоимости, многие типоразмеры и модификации техники еще эксплуатируются, но уже не производятся в первоначальном виде. Точная переоцененная стоимость определяется только в момент генеральных переоценок основных средств. Для соответствия амортизации действительным затратам наиболее правильным являлось бы определение амортизационных отчислений по восстановительной стоимости. В этом случае устранялась бы необходимость дополнительного учета морального износа первого ряда. Но точная оценка основных средств по переоцененной стоимости связана со значительными трудностями и затратами на их переоценку. Различие между первоначальной и переоцененной стоимостью обуславливается действием научно-технического прогресса, политикой цен, инфляцией.

3) стоимость с учетом износа представляет собой первоначальную или переоцененную стоимость за вычетом амортизации.

4) остаточная стоимость основных средств определяются вычитанием из первоначальной или переоцененной стоимости, амортизации.

5) ликвидная стоимость основных средств равна той сумме, которую получает предприятие после реализации оборудования, за вычетом затрат на демонтаж и продажу.

6) недоамортизированная стоимость – это та стоимость, которая еще не перешла на вновь изготавливаемую продукцию, определяется вычитанием из остаточной стоимости ликвидной.

Приведенные выше стоимости основных средств показаны на рисунке 1.2.5.

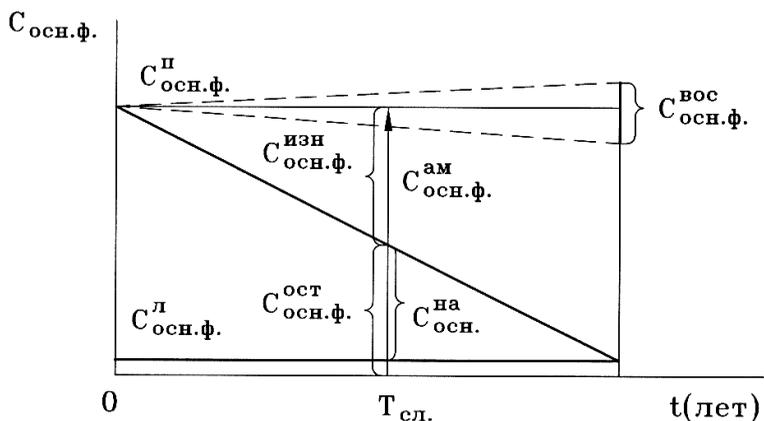


Рисунок 1.2.5 – Изменение стоимости основных средств во времени

$C_{\text{осн.ф}}^{\text{п}}$ - первоначальная стоимость основных фондов;

$C_{\text{осн.ф}}^{\text{изн}}$ - стоимость износа основных фондов, она равна амортизированной ($C_{\text{осн.ф}}^{\text{ам}}$) стоимости;

$C_{\text{осн.ф}}^{\text{ост}}$ - остаточная стоимость основных фондов;

$C_{\text{осн.ф}}^{\text{на}}$ - недоамортизированная стоимость основных фондов;

$C_{\text{осн.ф}}^{\text{л}}$ - ликвидная стоимость основных фондов.

Для расчета размера плановых амортизационных отчислений, расчета показателей эффективности использования основных фондов применяется среднегодовая стоимость основных фондов:

$$C_{\text{ОФ}}^{\text{ср}} = C_{\text{ОФ}}^{\text{нг}} + \sum_{i=1}^{i=n} C_{\text{ОФ}i}^{\text{н}} \frac{t_{\text{р}i}^{\text{н}}}{12} - \sum_{j=1}^{j=m} C_{\text{ОФ}j}^{\text{в}} \frac{12 - t_{\text{р}j}^{\text{в}}}{12}, \quad (1)$$

ГДЕ $C_{\text{ОФ}}^{\text{нг}}$ - стоимость основных фондов на начало года (1.01);

$C_{\text{ОФ}i}^{\text{н}}$ - стоимость основных фондов вновь введенных;

$C_{\text{ОФ}j}^{\text{в}}$ - стоимость основных фондов выбывших (демонтированных);

$t_{\text{р}i}^{\text{н}}$ - время работы вновь введенных основных фондов (мес.)
Считается от месяца ввода до конца года;

$t_{\text{р}j}^{\text{в}}$ - время работы выбывших основных фондов (мес.)

Считается от начала года до месяца выбытия;

n - число введенных единиц основных фондов;

m - число демонтированных единиц.

Рассмотрим пример. Предположим, что на начало года (на 1.01) общая стоимость основных средств, находящихся на балансе предприятия, составила 757 тыс. денежных единиц. В течение года предприятие вводило в действие новые основные средства и демонтировало устаревшие. Динамика движения основных средств представлена в таблице 1.2.3.

Таблица 1.2.3 – Динамика движения основных средств предприятия

| № п/п | Действие | Дата ввода, демонтажа | Стоимость основных фондов, т.е. денежных единиц |
|-------|--|-----------------------|---|
| 1 | Ввод в действие новых основных средств | 1.04 | 20 |
| 2 | Демонтаж | 1.05 | 40 |
| 3 | Демонтаж | 1.07 | 50 |
| 4 | Ввод новых основных средств | 1.07 | 30 |
| 5 | Демонтаж | 1.10 | 10 |

Среднегодовая стоимость основных средств составляет:

$$C_{\text{ОФ}}^{\text{сг}} = 757 + 20 \frac{9}{12} + 30 \frac{6}{12} - \left(\frac{12-4}{12} + 50 \frac{12-6}{12} + 10 \frac{12-9}{12} \right) = 732,9 \text{ (тыс. д.е.)}.$$

1.2.3 Амортизация основных средств

В процессе производства основные средства подвергаются постоянному износу. Износ под действием эксплуатационных факторов или под влиянием внешних факторов называется физическим. Это, как правило, механический, термический, коррозионный, усталостный износ. Физический износ возрастает с увеличением нагрузок, из-за недостаточной квалификации работников, как непосредственно эксплуатирующего оборудование,

так и обслуживающих его, при плохих внешних условиях и т.д. Последствия физического износа ликвидируются с помощью ремонтов, которые делятся на капитальные, средние и текущие. При капитальном ремонте осуществляется значительный объем ремонтных работ, благодаря чему могут быть полностью восстановлены первоначальное состояние и производственная мощность оборудования.



Рисунок 1.2.6 – Формы износа основных средств

Машины, оборудование и другие виды основных средств изнашиваются не только физически, но и становятся менее совершенными по своим техническим характеристикам,

экономической эффективности, т.е. они подвергаются моральному износу. Причиной морального износа является технический прогресс, ведущий либо к повышению производительности труда, в результате чего аналогичные машины производятся дешевле, либо изготовлению новых более совершенных и эффективных машин, либо к тому и другому одновременно. В связи с этим различают две формы морального износа.

Первая форма морального износа состоит в удешевлении машин и оборудования вследствие уменьшения стоимости их воспроизводства. При этом предполагается, что новые машины не претерпели существенных изменений, теряя часть своей стоимости, полностью сохраняют свою потребительскую стоимость.

Степень морального износа первой формы можно оценить по выражению:

$$K_{\text{мор1}} = \frac{C_{\text{осн.ф.}}^{\text{п}} - C_{\text{осн.ф.}}^{\text{вос}}}{C_{\text{осн.ф.}}^{\text{п}}}, \quad (2)$$

Где $C_{\text{осн.ф.}}^{\text{п}}$, $C_{\text{осн.ф.}}^{\text{вос}}$ - первоначальная и восстановительная стоимость основных средств, рассчитанная в единых ценах.

Пример. Первоначальная стоимость станка составляла 1 млн. руб., восстановительная – 700 тыс. рублей. Степень морального износа первой формы равна:

$$K_{\text{мор1}} = \frac{1000000 - 700000}{1000000} = 0,3,$$

То есть моральный износ первого рода составляет 30%.

Вторая форма морального износа заключается в обесценивании машин и оборудования при появлении новых, усовершенствованных, более экономичных, более производительных машин и оборудования. Степень морального износа второго рода можно рассчитать так:

$$K_{\text{мор}2} = 1 - \frac{I_{\text{Н}} \cdot P_{\text{С}}}{I_{\text{С}} \cdot P_{\text{Н}}}, \quad (3)$$

Где $I_{\text{Н}}, I_{\text{С}}$ - годовые эксплуатационные расходы нового и старого оборудования; $P_{\text{Н}}, P_{\text{С}}$ - производительность нового и старого оборудования.

Пример, эксплуатационные расходы нового станка составляют 70 тыс. руб./год, старого – 90 тыс. руб./год. Производительность нового станка - 260 тыс. руб./год, старого – 230 тыс. руб./год. Моральный износ второго рода равен:

$$K_{\text{мор}2} = 1 - \frac{70000 \cdot 230000}{90000 \cdot 260000} = 0,31.$$

Таким образом, моральный износ второго рода составляет 31%, что является весомой причиной замены старого станка новым. Различают два вида морального износа. Моральный износ первого рода связан с прогрессом в области технологий и производства, который приводит к снижению стоимости воспроизводства основных фондов. Моральный износ второго вида проявляется с появлением более экономичных, более производительных новых типов мощностей и оборудования одинакового назначения.

Оптимальный срок службы по условиям физического износа должен быть максимально приближен к сроку морального старения. Близок по своему смыслу к оптимальному сроку так называемый экономический срок службы, под которым принято понимать тот период, в течение которого основные производственные фонды целесообразно эксплуатировать.

За период расчетного срока службы тех или иных основных средств должны быть накоплены денежные средства для замены действующих основных средств к концу их расчетного срока службы новыми. Такой процесс называется амортизацией, что буквально можно перевести как бессмертие. В настоящее время рассчитываются отчисления только на реновацию, т.е. на полное восстановление основных средств, без учета в отчислениях затрат

на ремонт. Таким образом, амортизация представляет собою часть стоимости основных фондов, которая соответствует их износу и переносится на вновь созданный продукт или, говоря другими словами, амортизация - это плановое погашение стоимости основных фондов по мере износа путем перенесения на вновь изготавливаемую с их помощью продукцию. Таким образом амортизация – это процесс постепенного перенесения стоимости объектов на стоимость производимой с их использованием продукции.

В процессе амортизации организация:

- распределяет амортизируемую стоимость объектов между отчетными периодами на протяжении всего срока службы способом, который она выбирает самостоятельно в соответствии с установленным порядком;

- систематически включает относящуюся к данному отчетному периоду часть стоимости используемых объектов (далее - амортизационные отчисления) в затраты на производство, расходы на реализацию или прочие расходы по текущей деятельности.

Существует несколько основных методов, при помощи которых организации могут производить начисление амортизации: линейным, нелинейным (прямой метод суммы чисел лет, обратный метод суммы чисел лет, метод уменьшаемого остатка) и производительным. Способ и метод начисления амортизации определяются комиссией. При принятии объекта основных средств к учету и вводе их в эксплуатацию комиссией устанавливаются два срока: нормативный срок службы (НСС) и срок полезного использования (СПИ), т.е. ожидаемый или расчетный период эксплуатации основных средств в годах (соответствующем им количеству месяцев). Примерные диапазоны СПИ представлены в таблице 1.2.4.

Таблица 1.2.4 – Таблица диапазонов СПИ амортизируемого имущества.

| Укрупненные группы амортизируемого имущества | Диапазон сроков полезного использования |
|---|--|
| 1. Здания | От 0,8 до 1,2 нормативного срока службы |

| | |
|---|---|
| 2. Сооружения, передаточные устройства | От 0,8 до 1,2 нормативного срока службы |
| 3. Машины, механизмы, оборудование | От 0,5 до 1,5 нормативного срока службы |
| 4. Вычислительная техника, оргтехника, производственный и хозяйственный инвентарь, инструменты и принадлежности, газовое и огнестрельное оружие, многолетние насаждения | От 0,5 до 1,5 нормативного срока службы |
| 5. Транспортные средства, за исключением, воздушных судов (без авиадвигателей) и авиационных двигателей гражданской авиации | От 0,5 до 1,5 нормативного срока службы |
| 6. Воздушные суда (без авиадвигателей) и авиационные двигатели гражданской авиации | От 0,5 до 1,5 нормативного срока службы |
| 7. Прочие основные средства | От 0,5 до 1,5 нормативного срока службы |

Линейный способ

Норма амортизации – это процентное отношение суммы годовых амортизационных отчислений к первоначальной стоимости основных фондов.

$T_{сл}$ - расчетный срок службы (амортизационный период) основных средств.

В практике работы предприятий различают методы равномерной и неравномерной, линейной и нелинейной амортизации. При равномерном процессе амортизации списание стоимости основных средств осуществляется постоянными долями на протяжении расчетного срока службы. Годовая сумма амортизации, которая переносится на себестоимость продукции определяется по выражению:

$$I_a = \frac{C_{осн. ф.}^{П} - C_{осн. ф.}^{Л}}{T_{сл}}, \quad (4)$$

Где $T_{\text{сл}}$ - расчетный срок службы основных средств;

$C_{\text{осн.ф.}}^{\text{п}}$ - первоначальная стоимость основных средств;

$C_{\text{осн.ф.}}^{\text{л}}$ - ликвидная стоимость основных средств.

Графическое изображение процесса амортизации за 4 года приведено на рисунке 1.2.7.

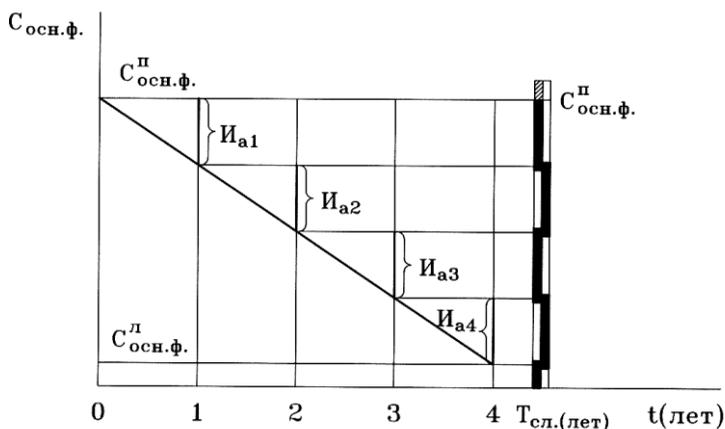


Рисунок 1.2.7 – Схема амортизации основных средств

Из рисунка 1.2.7 видно, что на конец срока службы на специальном счете предприятия за счет амортизационных отчислений накопится сумма денежных средств, равная $C_{\text{осн.ф.}}^{\text{п}} - C_{\text{осн.ф.}}^{\text{л}}$, а после реализации списанных средств, предприятия получит на этом счете добавку, равную $C_{\text{осн.ф.}}^{\text{л}}$, т.е. за срок службы основные средства полностью перенесут свою стоимость на готовый продукт, а после продажи продукта на специальном счете у предприятия будет накоплена сумма, равная стоимости основных средств, и оно сможет осуществить воспроизводство изношенных основных средств.

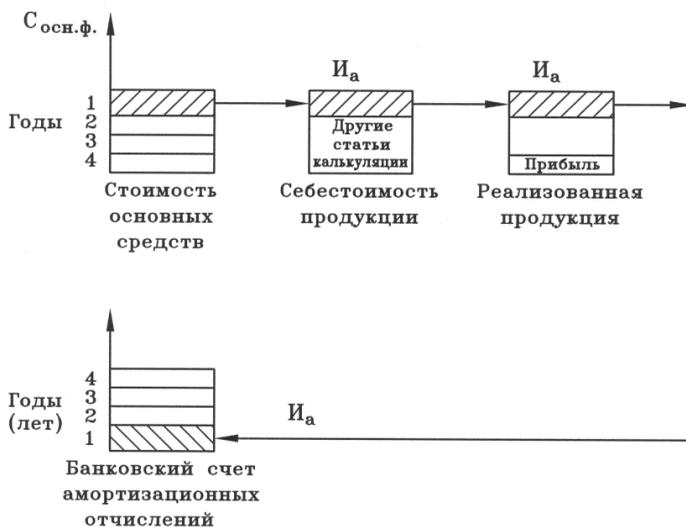


Рисунок 1.2.8– Схема движения амортизационных отчислений

Принимая во внимание снижение переоцененной стоимости во времени и то, что на счет амортизационных отчислений банк будет начислять проценты, то речь идет не о простом, а расширенном воспроизводстве основных средств.

Годовая сумма амортизационных отчислений, включаемая в себестоимость, определяется по формуле (4).

Годовая норма амортизационных отчислений рассчитывается как:

$$H_a = \frac{C_{\text{осн.ф.}}^{\text{П}} - C_{\text{осн.ф.}}^{\text{Л}}}{C_{\text{осн.ф.}}^{\text{П}} \cdot T_{\text{сл}}} 100 \quad [\%/ \text{год}] \quad (5)$$

Примерно годовую норму амортизационных отчислений можно определить:

$$H_a \approx \frac{100}{T_{\text{сл}}} \quad [\%/ \text{год}], \quad (6)$$

Зная норму амортизации, можно определить годовые отчисления на амортизацию

$$И_a = C_{\text{осн.ф.}}^{\text{П}} \cdot \frac{Н_a}{100}, \quad (7)$$

и месячные отчисления на амортизацию

$$И_a^{\text{М}} = C_{\text{осн.ф.}}^{\text{П}} \cdot \frac{Н_a}{100 \cdot 12}. \quad (8)$$

Для расчета амортизационных отчислений на автотранспорте применяются следующее выражение:

$$И_a = C_{\text{осн.ф.}}^{\text{П}} \cdot \frac{Н_a}{100} \cdot \frac{L}{1000}, \quad (9)$$

Гдел – фактический пробег автомобиля за год, км.

Пусть первоначальная стоимость основных средств станка составляет 500 тыс. руб., ликвидная – 5 тыс. руб., расчетный срок службы – 9 лет, тогда годовая норма амортизации будет равна:

$$Н_a = \frac{C_{\text{осн.ф.}}^{\text{П}} - C_{\text{осн.ф.}}^{\text{Л}}}{C_{\text{осн.ф.}}^{\text{П}} \cdot T_{\text{сл}}} \cdot 100 = \frac{500 - 5}{500 \cdot 9} \cdot 100 = 11,0\% / \text{год} \quad (10)$$

Годовые отчисления на амортизацию можно определить двумя способами:

$$И_a = \frac{C_{\text{осн.ф.}}^{\text{П}} - C_{\text{осн.ф.}}^{\text{Л}}}{T_{\text{сл}}} = \frac{500 - 5}{9} = 55 \text{ млн.руб/год}; \quad (11)$$

$$I_a = C_{\text{осн.ф.}}^{\text{п}} \cdot \frac{N_a}{100} = 500 \cdot \frac{11}{100} = 55 \text{ млн.руб/год.} \quad (12)$$

Отчисления на амортизацию за месяц :

$$I_{\text{ам}} = C_{\text{осн.ф.}}^{\text{п}} \cdot \frac{N_a}{100 \cdot 12} = 500 \cdot \frac{11}{100 \cdot 12} = 4,583 \text{ млн.руб/год.} \quad (13)$$

В описанных выше расчетах амортизационных отчислений за основу принималась гипотеза равномерного износа основных средств во времени или так называемое линейное списание. На практике износ происходит неравномерно, так в частности фактическая стоимость основных средств в первые годы снижается достаточно сильно, затем темп уменьшения стоимости значительно замедляется, приближается к ликвидной стоимости в конце расчетного срока службы. Поэтому в последние годы получила распространение нелинейная форма списания, которая, кроме уже упомянутого приближения остаточной стоимости основных средств и их рыночной стоимости, позволяет также уменьшить налоговую нагрузку в первые годы работы, когда предприятие находится в наиболее тяжелых для него условиях работы. Следует помнить, что нелинейные формы списания не уменьшают налоговую нагрузку за весь расчетный период и не сокращают длительность расчетного периода амортизации, поэтому термин «ускоренная амортизация», применяющийся для нелинейного списания, является, на наш взгляд, не совсем правильным.

Рассмотрим пример нелинейной формы списания. За основу возьмем метод «двойного снижающего баланса». Годовые амортизационные отчисления в этом случае можно найти как:

$$I_a = C_{\text{осн.ф.}}^{\text{ост}} \cdot \frac{2N_a}{100}, \quad (14)$$

Где $C_{\text{осн.ф.}}^{\text{ост}}$ - остаточная стоимость основных средств

Предположим, что первоначальная стоимость основных средств составляет 500 денежных единиц, срок службы 5 лет, годовая норма амортизации – 10%/год, тогда годовые амортизационные отчисления по линейной форме списания будут равны.

$$И_a = C_{\text{осн.ф.}}^{\text{ост}} \cdot \frac{Н_a}{100} = 500 \cdot \frac{20}{100} = 100 \text{ ден. ед/год.}$$

Годовые амортизационные отчисления рассчитанные по формуле двойного снижающего баланса в первый год составят:

$$И_a^{Н1} = C_{\text{осн.ф.}}^{\text{ост}} \cdot \frac{2Н_a}{100} = 500 \cdot \frac{2 \cdot 20}{100} = 200 \text{ ден. ед/год,}$$

Во второй год:

$$И_a^{Н2} = C_{\text{осн.ф.}}^{\text{ост}} \cdot \frac{2Н_a}{100} = (500 - 200) \cdot \frac{2 \cdot 20}{100} = 120 \text{ ден. ед/год,}$$

В третий год:

$$И_a^{Н3} = C_{\text{осн.ф.}}^{\text{ост}} \cdot \frac{2Н_a}{100} = (500 - 200 - 120) \cdot \frac{2 \cdot 20}{100} = 72 \text{ ден. ед/год.}$$

В четвертый год:

$$И_a^{Н4} = C_{\text{осн.ф.}}^{\text{ост}} \cdot \frac{2Н_a}{100} = (500 - 200 - 120 - 72) \cdot \frac{2 \cdot 20}{100} = 43,2 \text{ ден. ед/год.}$$

В последний же год амортизации подлежит вся оставшаяся недоамортизированная стоимость основных средств, а значит:

$$И_a^{Н5} = C_{\text{осн.ф.}}^{\text{ост}} = 500 - 435,2 = 64,8 \text{ ден. ед}$$

Результаты сведем в таблицу 1.2.5.

Таблица 1.2.5 – Амортизационные отчисления

| Время, лет | Линейная форма списания $I_a^Л$ ден.ед./год | Нелинейная форма списания $I_a^Н$ ден.ед./год |
|------------|--|--|
| 1. | 100 | 200 |
| 2. | 100 | 120 |
| 3. | 100 | 72 |
| 4. | 100 | 43,2 |
| 5. | 100 | 64,8 |
| Итого | 500 | 500 |

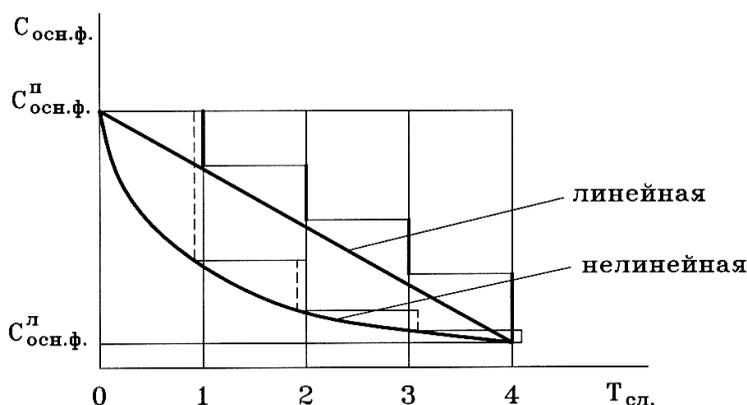


Рисунок 1.2.9 – Линейная и нелинейная формы списания основных средств

В проектных разработках, расчетах плановой себестоимости, формировании бизнес плана и т.д. часто применяется средневзвешенная норма амортизации, определяемая по выражению:

$$\bar{H}_a = \frac{\sum_{i=1}^n H_{ai} \cdot C_{\text{осн.ф.}i}}{\sum_{i=1}^n C_{\text{осн.ф.}i}}, \quad (15)$$

где H_{ai} - норма амортизации i -ой группы основных средств,

$C_{\text{осн.ф.}i}$ - стоимость основных фондов i -ой группы;

n – число классификационных групп.

Как показывает практика расчетов, средневзвешенная норма амортизации достаточно стабильна для однородных групп предприятий, например, относящихся к одной отрасли промышленности. По известной структуре основных фондов достаточно просто рассчитать средневзвешенную норму амортизации. Поясним это на примере. В таблице 1.2.6 представлена структура основных фондов топливной промышленности и нормы амортизации для каждой из групп основных средств.

Таблица 1.2.6 – Структура основных средств топливной промышленности и нормы амортизации

| Наименование | Классификационные группы | | | | | | | | Итого |
|--------------------------|--------------------------|------|------|-----|------|------|------|------|-------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | % |
| Топливная промышленность | 9,0 | 54,1 | 12,0 | 2,2 | 19,5 | 0,8 | 1,9 | 0,5 | 100 |
| Норма амортизации, % | 0,8 | 7,1 | 3,7 | 4,1 | 11,6 | 12,5 | 11,5 | 14,5 | 100 |

На основе данных таблицы 1.7 рассчитаем средневзвешенную норму амортизации для топливной промышленности:

$$\bar{H}_a = \frac{\sum_{i=1}^n H_{ai} \cdot C_{\text{осн.ф.}i}}{\sum_{i=1}^n C_{\text{осн.ф.}i}} =$$

$$= \frac{0,8 \cdot 9,0 + 7,1 \cdot 54,1 + 3,7 \cdot 12,0 + 4,1 \cdot 2,2 + 11,6 \cdot 19,5 + 12,5 \cdot 0,8 + 11,5 \cdot 1,9 + 14,5 \cdot 0,5}{9,0 + 54,1 + 12,0 + 2,2 + 19,5 + 0,8 + 1,9 + 0,5} =$$

$$= \frac{710,03}{100} = 7,1\% / \text{год.}$$

Годовые отчисления на амортизацию в этом случае можно определить по выражению:

$$I_a = \sum_{i=1}^n C_{\text{осн.ф.}i} \frac{\bar{N}_a}{100}. \quad (16)$$

1.2.4 Показатели использования основных средств

Одним из важнейших факторов повышения эффективности производства является всемерное улучшение использования основных фондов, которое позволяет увеличить объем выпускаемой продукции без дополнительных инвестиций, сократить издержки производства, снизить себестоимость продукции, повысить рентабельность работы предприятия, ускорить процесс оборачиваемости, т.е. сократить период времени, в течение которого стоимость основных средств переносится на продукт, что способствует сближению сроков физического и морального износа.

Анализ структуры основных средств позволяет оценить их соотношение с точки зрения степени их использования в производственном процессе. От изменений структуры основных средств, их движения во многом зависит технический уровень производства. Увеличение основных средств по отдельным элементам их активной части свидетельствует о правильной политике, проводимой в организации, направленной на техническое перевооружение.

Движение основных средств связано с осуществлением хозяйственных операций по поступлению, внутреннему перемещению и выбытию основных средств. Поступление основных средств происходит следующими способами: долгосрочными инвестициями в приобретаемые объекты основных средств (приобретение); долгосрочными инвестициями в объекты строительно-монтажных работ, выполняемых подрядным и хозяйственным способом (строительство, реконструкция, расширение); вкладом в уставный капитал организации; безвозмездным получением объектов основных средств; арендой основных средств (в том числе по лизингу); приобретением основных средств на условиях обмена; поступлением в виде вклада в совместную деятельность. Выбытие основных средств осуществляется следующими способами: реализация (продажа); передача в счет вклада в уставный капитал другой организации; передача на условиях обмена; безвозмездная передача; сдача в

аренду; ликвидация в связи с непригодностью; выбытие в результате недостачи, стихийных бедствий; передача в качестве взноса в совместную деятельность.

К показателям движения относят коэффициенты обновления, поступления, выбытия, прироста основных средств.

Обычно эффективность использования основных производственных фондов оценивают отношением экономического результата к объему всех примененных средств труда, так, в частности, определяются показатели фондоотдачи. Наиболее обобщающим и распространенным показателем использования основных фондов является показатель фондоотдачи, рассчитываемый как отношение произведенной за год продукции к среднегодовой стоимости основных производственных фондов.

Абсолютное значение фондоотдачи зависит от ряда факторов. Так, в частности, она может быть повышена за счет улучшения структуры основных фондов, увеличения активной части, углубления специализации, повышения производительности труда, улучшения качества продукции.

$$\Phi_0 = \frac{\Pi_{\text{год}}}{C_{\text{осн.ф.}}^{\text{б}}}, \quad (17)$$

Где $\Pi_{\text{год}}$ - годовой объем реализованной продукции;

$C_{\text{осн.ф.}}^{\text{б}}$ - балансовая стоимость основных средств.

Данный показатель можно интерпретировать как количество продукции (ден. ед.), получаемой на 1 ден.ед. Основных средств. Обратным показателем фондоотдачи является фондоемкость, которая определяется размером основных фондов, отнесенных к объему выпущенной продукции:

$$\Phi = \frac{C_{\text{осн.ф.}}^{\text{б}}}{\Pi_{\text{год}}} \quad (18)$$

Аналогично можно рассчитывать рентабельность основных средств

$$P_e = \frac{\Pi_{\sigma}}{C_{\text{осн.ф.}}^{\sigma}}, \quad (19)$$

где Π_{σ} - балансовая прибыль.

Рентабельность показывает, сколько рублей прибыли получает предприятие на 1 руб. Основных средств. Приблизительно предприятие можно считать рентабельным, если полученная рентабельность больше или равна реальной процентной ставке реинвестирования.

степень обновления основных средств можно определить по коэффициенту обновления

$$K_{\text{обн}} = \frac{C_{\text{осн.ф.}}^{\text{н}}}{C_{\text{осн.ф.}}^{\sigma}}, \quad (20)$$

Где $C_{\text{осн.ф.}}^{\text{н}}$ - стоимость основных фондов введенных в течение года.

Коэффициент выбытия определяется как отношение выбывших основных средств к балансовой стоимости

$$K_{\text{выб}} = \frac{C_{\text{осн.ф.}}^{\text{выб}}}{C_{\text{осн.ф.}}^{\sigma}}. \quad (21)$$

Использование основных средств во времени отражают коэффициенты экстенсивного и интенсивного использования. Показатель экстенсивного использования может быть увеличен за счет роста времени полезного использования оборудования, путем сокращения простоев, например, во время ремонтов, роста коэффициента сменности.

Коэффициент интенсивного использования вычисляется как отношение фактически выработанной в единицу времени продукции к максимально возможному выпуску продукции за это же время и характеризует использование производственной мощности оборудования.

Более интенсивное использование оборудования в единицу времени достигается путем совершенствования технологии,

повышением производственной мощности в процессе ее использования.

Коэффициент экстенсивного использования

$$K_{\text{экс}} = \frac{T_{\text{ф}}}{T_{\text{к}}}, \quad (22)$$

Где $T_{\text{ф}}$, $T_{\text{к}}$ - фактическое и календарное время работы основных средств.

Коэффициент интенсивного использования

$$K_{\text{инт}} = \frac{\Pi_{\text{ф}}}{\Pi_{\text{мах}}}, \quad (23)$$

Где $\Pi_{\text{ф}}$, $\Pi_{\text{мах}}$ - фактический и максимальный объем выпускаемой продукции.

Коэффициент экстенсивного использования – количественный показатель, характеризует длительность использования основных средств во времени, а интенсивного использования – качественный показатель, характеризует объем получаемой продукции.

Иногда используют общий (интегральный) показатель

$$K_{\text{об}} = K_{\text{экс}} K_{\text{инт}}. \quad (24)$$

Пример расчета показателей использования основных средств. Балансовая стоимость основных средств предприятия составляет 150 тысяч условных единиц (у.е.), за год было введено новых основных средств на сумму 30 тысяч у.е., выбыло старых основных средств на сумму 11 тыс. у.е., фактическое время работы предприятия - 1710 час/год, календарное время – 2016 час/год. Фактически предприятие выпустило продукции в размере 72 тыс. У.е., а могло выпустить на 95 тыс. у.е., балансовая прибыль предприятия составила 19 тысяч у.е.

показатели использования предприятием основных средств.

- 1) Коэффициент обновления:

$$K_{\text{обн}} = \frac{C_{\text{осн. ф.}}^{\text{н}}}{C_{\text{осн. ф.}}^{\text{б}}} = \frac{30}{150} = 0,2$$

или обновление составило 20%/год.

2) Коэффициент выбытия:

$$K_{\text{выб}} = \frac{C_{\text{осн. ф.}}^{\text{выб}}}{C_{\text{осн. ф.}}^{\text{б}}} = \frac{11}{150} = 0,073$$

Или 7,3 %/год.

Поскольку предприятие обновляет основные средства быстрее, чем происходит выбытие, то можно сделать вывод о прогрессивном развитии производственных мощностей предприятия.

3) Коэффициент экстенсивного использования:

$$K_{\text{экс}} = \frac{T_{\text{ф}}}{T_{\text{к}}} = \frac{1710}{2016} = 0,85$$

Или 85 %/год.

4) Коэффициент интенсивного использования:

$$K_{\text{инт}} = \frac{\Pi_{\text{ф}}}{\Pi_{\text{мах}}} = \frac{72}{95} = 0,76$$

Или 76 %/год.

5) Общий коэффициент использования:

$$K_{\text{общ}} = K_{\text{экс}} K_{\text{инт}} = 0,85 \cdot 0,76 = 0,65$$

Или 65 %.

Коэффициенты экстенсивного, интенсивного использования и общий коэффициент показывают, что у предприятия имеются неиспользованные резервы лучшего использования производственных мощностей как во времени, так и по объему выпускаемой продукции.

б) Фондоотдача:

$$\Phi_o = \frac{\Pi_{\text{вал}}}{C_{\text{осн.ф.}}^{\text{б}}} = \frac{72}{150} = 0,48 \quad (25)$$

или 48 %;

Т.е. Предприятие получает 0,48 у.е. Валовой продукции на 1 у.е. Основных фондов. Для стабильной экономики это достаточно высокий показатель фондоотдачи .

7) Рентабельность:

$$P_e = \frac{\Pi_{\text{б}}}{C_{\text{осн.ф.}}^{\text{б}}} = \frac{19}{150} = 0,13 \quad (26)$$

или 13%/год.

Если в данный момент банковская ставка реинвестирования равна 11%/год, а инфляция - 3%/год, то реальная банковская ставка равна:

$11 - 3 = 9\%$ /год, поэтому предприятие при норме рентабельности в 13 % /год может считаться рентабельным.

Достаточно объективным и удобным в практическом применении является такой показатель, как число часов использования установленной энергетической мощности (h) или максимума энергетических нагрузок (hmax.). Это условный показатель, показывающий, за какое время можно выработать (потребить) количество энергии, фактически вырабатываемое (потребляемое) в течение года, если работа электростанции будет производиться с мощностью, равной установленной, или потребление энергии с максимальной часовой нагрузкой:

$$h = \frac{\text{Э}}{N}, \quad (27)$$

где Э - годовая выработка электроэнергии; N-установленная мощность электростанции.

Для промышленных предприятий и для предприятий электрических сетей часто применяется такой показатель, как число часов использования максимума нагрузки

$$h_{\max} = \frac{\mathcal{E}}{P_{\max}}, \quad (28)$$

где P_{\max} - максимальная мощность.

Число часов использования максимума технологической нагрузки является своеобразной «визитной карточкой» отрасли материального производства. Этот показатель выше в отраслях с непрерывным циклом и существенно ниже при дискретном производстве.

1.2.5 Производственная мощность предприятия

Под производственной мощностью промышленного предприятия понимается максимально возможный выпуск продукции при полном использовании производственного оборудования и площадей.

Производственная мощность определяется мощностью ведущих цехов (агрегатов), выполняющих основные технологические операции по изготовлению готовой продукции.

Различают следующие виды мощности.

Активная мощность – это среднее значение мощности за полный период. Активная мощностью называют полезную мощность, которая расходуется на совершение работы – преобразование электрической энергии в другие виды энергии (механическую, световую, тепловую). Измеряется в ваттах (вт).

Максимальная мощность – это величина мощности, обусловленная составом энергопринимающего оборудования и технологическим процессом потребителя, исчисляемая в МВт.

Мгновенная мощность – мощность в данный момент времени. В общем случае это скорость потребления энергии. Различают среднюю мощность за определенный промежуток времени и мгновенную мощность в данный момент времени. В электроэнергетике под понятием мощность понимается средняя мощность.

Полная мощность – это геометрическая сумма активной и реактивной мощности. Измеряется в вольт-амперах (ва).

Присоединенная мощность – это совокупная величина номинальной мощности присоединенных к электрической сети (в том числе и опосредованно) трансформаторов и энергопринимающих устройств потребителя электрической энергии, исчисляемая в МВт.

Расчетная мощность – величина ожидаемой мощности на данном уровне электроснабжения. Данная мощность является важнейшим показателем, поскольку исходя из неё выбирается электрооборудование. Расчетная мощность показывает фактическую величину потребления энергопринимающими устройствами и зависит от конкретного потребителя (многоквартирные дома, различные отрасли производства). Получение величины расчетной мощности представляет собой сложную задачу, в которой должны учитываться различные факторы, такие как сезонность нагрузки, особенности технологии. На основании статистических данных разработаны таблицы коэффициентов использования, по которым величина расчетной мощности находится как произведение установленной мощности на коэффициент использования.

Реактивная мощность – это мощность, которая обусловлена наличием в электрической сети устройств, которые создают магнитное поле (емкости и индуктивности). Интерес представляет не само магнитное поле, а характер прохождения по таким элементам переменного тока, а именно появление фазового сдвига между приложенным напряжением и током в элементах сети, таких как (электродвигатели, трансформаторы, конденсаторы).

Реактивная мощность в сети может быть, как избыточная, так и дефицитная это обусловлено характером установленного оборудования. Избыточная реактивная мощность (преобладает емкостной характер сети) приводит к повышению напряжения сети, в то время как дефицитная (преобладание индуктивного характера сети) к снижению напряжения. Поскольку в распределительных сетях в большинстве случаев индуктивность преобладает над емкостью, т.е. имеется дефицит реактивной мощности, то в сеть искусственно вносятся емкостные элементы, призванные скомпенсировать индуктивный характер сети, как следствие уменьшить фазовый сдвиг между напряжением сети и током, а это значит передать потребителю в большей степени только активную

мощность, а реактивную «сгенерировать» на месте. Этот принцип широко используют сетевые компании, обязывающие потребителей устанавливать компенсационные устройства, однако же установка данных устройств нужна в большей степени сетевой компании, а не каждому потребителю в отдельности. Измеряется в вольт-амперах реактивных (вар).

Трансформаторная мощность – это суммарная мощность трансформаторов энергопринимающих устройств потребителя электрической энергии исчисляемая в МВт.

Установленная мощность – алгебраическая сумма номинальных мощностей электроустановок потребителя. Наибольшая активная электрическая мощность, с которой электроустановка может длительно работать без перегрузки в соответствии с техническими условиями или паспортом на оборудование.

При определении производственной мощности принимается во внимание номинальный для данной отрасли режим работы: сменность, продолжительность рабочего дня, число рабочих дней в году. Простой оборудования в ремонте принимается равным нормативному по ППР. При расчете производственной мощности не учитываются простои оборудования, вызванные недостатком рабочих кадров, сырья, материалов, топлива, энергии, организационными неурядками, связанные с браком в производстве.

Рассмотрим пример баланса производственной мощности (таблица 1.2.7).

Таблица 1.2.7 – Баланс производственной мощности

| № | Наименование показателя | Количество (тыс., шт.) |
|----|--|---------------------------|
| 1. | Производственная мощность на начало года | 12 500 |
| 2. | Увеличение мощности | 780 |

| | | |
|-----|--|--------|
| 2.1 | Внедрение организационно-технических мероприятий | 210 |
| 2.2 | Изменение номенклатуры и ассортимента | 20 |
| 2.3 | Ввод новых мощностей, расширение и реконструкция | 520 |
| 2.4 | Изменение режима работы | 30 |
| 3. | Уменьшение мощности | 15 |
| 3.1 | Износ и выбытие мощности | 10 |
| 3.2 | Изменение номенклатуры и ассортимента | 5 |
| 3.3 | Изменение режима работы | - |
| 4. | Производственная мощность на конец года | 13 250 |
| 5. | Среднегодовая производственная мощность | 12 854 |

Среднегодовая мощность определяется аналогично среднегодовой стоимости основных средств, т.е.:

$$N_{\text{ср.}} = N_{\text{н}} + \sum_{i=1}^n N_{\text{bi}} \frac{t_{\text{рbi}}}{12} - \sum_{j=1}^m N_{\text{yj}} \frac{12 - t_{\text{рyj}}}{12},$$

Где n – производственная мощность на начало года;

N_{bi} – увеличение мощности;

N_{yj} – уменьшение мощности;

$t_{\text{рbi}}$, $t_{\text{рyj}}$ – время работы вводимой (увеличивающейся) и уменьшаемой мощности, месяцев;

N – количество введенных агрегатов;

M – количество демонтированных агрегатов.

Например, внедрение организационно-технических мероприятий произошло 01.05 текущего года, изменение номенклатуры и ассортимента, приводящее к увеличению производственной мощности, – 01.07 текущего года, ввод новых мощностей – 01.08. Уменьшение мощности за счет износа и выбытия оборудования – 01.03 текущего года, изменение номенклатуры и ассортимента, приводящее к уменьшению производственной мощности, – 01.04.

Тогда согласно балансу производственной мощности (таблица 1) среднегодовая производственная мощность будет равна:

$$N_{\text{ст.}} = 12500 + 210 \frac{8}{12} + 20 \frac{6}{12} + 520 \frac{5}{12} - 10 \frac{12-2}{12} - 5 \frac{12-3}{12} =$$

$$= 12854 \text{ (тыс. шт.)}.$$

Степень использования среднегодовой мощности характеризуется коэффициентом использования мощности:

$$K_u = \frac{Q}{N_{\text{ст}}}, \quad (33)$$

Где Q - объем выпущенной продукции;

$N_{\text{ст}}$ - среднегодовая мощность предприятия.

Например, за год предприятием было выпущено 12 500 тыс. шт. продукции, при среднегодовой мощности 12 854 тыс. шт., коэффициент использования этой мощности будет равен:

$$K_u = \frac{12500}{12854} = 0,97 \text{ или } 97\%.$$

1.2.6 Ремонт основных средств

Значительная стоимость основных средств требует пристального внимания к их использованию, организации оптимальной стратегии эксплуатации. Под стратегией эксплуатации подразумевается не только бережное отношение к основным средствам, но и оптимальную последовательность ремонтов. Своевременный и высококачественный ремонт предупреждает преждевременный физический износ оборудования, устраняет аварии и простои, ликвидирует последствия износа. Основные средства могут служить достаточно долго только лишь при своевременном проведении ремонтов. Правильная эксплуатация помогает снизить износ, но не может устранить его полностью, ликвидируют последствия физического износа только ремонты. Основной формой организации ремонта является *система планово-предупредительных ремонтов (ППР)*.

Система ППР предусматривает работы по уходу, надзору и ремонту оборудования в определенные плановые календарные сроки, направленные на предотвращение прогрессивного нарастания износа, предупреждение аварий и обеспечение сохранения оборудованием необходимых эксплуатационных качеств. ППР включает в себя текущий уход и надзор за оборудованием, осмотры и ревизии оборудования, производство ремонтов. Таким образом, система ППР включает в себя межремонтное обслуживание и ремонтные операции.

Текущий уход за оборудованием состоит в ежедневной смазке, чистке оборудования, регулировке работ, выполняемых рабочими-производственниками и частично специальными работниками. Осмотры и проверки оборудования проводятся периодически в установленные сроки и заключаются в тщательной проверке работы механизмов. Они могут сопровождаться частичной разборкой узлов машин, а также сменой мелких деталей, не требующих пригонки, или деталей с коротким сроком службы.

Периодические ремонтные операции проводятся по плану, для различных групп оборудования периодичность различная. Подробное содержание и периодичность профилактических операций изложены в системе ППР.

Ремонт оборудования по своему характеру *бывает текущим, средним и капитальным.*

Текущий ремонт и ревизии предусматривают следующие виды работ: разборка и осмотр агрегатов, чистка агрегатов, смена деталей, подверженных быстрому износу, сборка и регулировка агрегата. Работы по текущему ремонту производятся с целью поддержания оборудования в работоспособном состоянии.

Средний ремонт является промежуточным между текущим и капитальным ремонтами и предусматривает замену и восстановление изношенных деталей, в результате чего обеспечивается восстановление точности, мощности и производительности оборудования до следующего очередного ремонта. Средний ремонт производится без снятия оборудования с фундамента и связан с простоем оборудования в пределах норм.

Для капитального ремонта требуется сравнительно длительная остановка агрегатов. Некоторые виды оборудования капитально ремонтируются один раз в несколько лет. Во время капитального

ремонта устраняются все обнаруженные дефекты и недостатки. Производятся полная разборка агрегата и его подробный осмотр, а также измерения, анализы, исследования и испытания. Заменяются или восстанавливаются изношенные детали и узлы. Ремонтируются базовые и другие детали и узлы агрегата. В заключение работ проводится сборка и регулировка, а также наладка и испытания при пуске оборудования и его сдаче в эксплуатацию. При капитальном ремонте выполняются и мероприятия по повышению, надежности и экономичности эксплуатации оборудования. Капитальный ремонт отличается большим объемом работ. В ряде случаев он сопровождается работами по реконструкции и модернизации. Цель реконструкции и модернизации заключается в увеличении длительности непрерывной работы оборудования и улучшении одного или нескольких показателей (надежности, экономичности, ремонтпригодности, мощности или производительности). Для выполнения этих работ должны проводиться соответствующие технико-экономические расчеты.

Вне системы планово-предупредительных ремонтов остаются особые виды ремонтов: *аварийный и восстановительный*.

Под аварийным понимается ремонт, вызванный не естественным износом частей агрегатов, а поломками оборудования по тем или иным причинам. В зависимости от степени поломки аварийный ремонт по своему объему может быть отнесен к текущему, среднему или капитальному ремонту. Восстановительный ремонт заключается в ремонте изношенного оборудования, дальнейшая эксплуатация которого технически невозможна или экономически нецелесообразна. Аварийный и восстановительный ремонты выполняются за счет специально выделяемых средств (прибыль, страховые фонды и т. д.). Текущий, средний и капитальный ремонты выполняются за счет средств особого ремонтного фонда, а значит их стоимость этих ремонтов полностью переносится на себестоимость выпускаемой продукции.

Период между двумя ремонтами называется межремонтным периодом, а между двумя осмотрами – межосмотровым периодом. Период времени между двумя капитальными ремонтами называется *ремонтным циклом*. Структура ремонтного цикла - это чередование текущих, средних ремонтов в течение ремонтного цикла.

Расчет затрат на текущий, средний и капитальный ремонты основывается на проектно-сметной документации, разрабатываемой на основе ППР специальными ремонтными организациями или ремонтным цехом предприятия. Смета расходов может составляться по статьям калькуляции или по экономическим элементам, таким как: затраты на зарплату, амортизацию, топливо, энергию, материалы и прочие затраты.

Величина износа зависит от воздействия различных факторов:

- 1) продолжительности работы;
- 2) режима нагрузки;
- 3) параметров и качества первичной энергии или энергоносителя;
- 4) качества материалов и конструктивного исполнения;
- 5) условий эксплуатации;
- 6) качества эксплуатационного обслуживания.

Степень влияния отдельных факторов на износ различных видов оборудования неодинакова. На износ агрегатов решающее влияние оказывает продолжительность их работы. На износ отдельных узлов парогенераторов влияют режим нагрузки и качество топлива. Работа парогенератора с переменной нагрузкой приводит к более быстрому износу топочных устройств и поверхностей нагрева. Ускоряется износ и при ухудшении качества топлива, например, повышение зольности ведет к более интенсивному истиранию золой поверхностей нагрева. На износ отдельных узлов парогенератора заметно влияют и условия эксплуатации. Например, внутренний износ котловых труб, ускоряется от ухудшения качества питательной воды.

На износ паровых турбин влияют конструктивное исполнение отдельных узлов и качество материалов, из которых они изготовлены, особенно у лопаточного аппарата.

В большей степени качество материалов влияет на износ газовых турбин. Степень износа гидравлических турбин и гидротехнического оборудования гидростанций зависит от их типа, конструктивных особенностей сооружений и условий эксплуатации. Гидротурбины подвергаются истирающему и ударному воздействию взвешенных в воде наносов. Абразивному износу подвергаются направляющие лопатки, кольца направляющих аппаратов и лопасти рабочего колеса. Отдельные

детали гидротурбин изнашиваются и от кавитационных разъеданий. Кавитация разъедает горловины отсасывающих труб и тыльные поверхности рабочего колеса особенно интенсивно изнашиваются узлы и детали проточной части турбин деривационных станций на горных реках. Обычно в стоках этих рек содержится много взвешенных твердых частиц.

На степень износа тепловых и электрических сетей влияют условия эксплуатации. У тепловых сетей следует учитывать также влияние наружной и внутренней коррозии. Коррозия ускоряет износ и кабельных электросетей.

На износ промышленных печей заметное влияние оказывают технологический режим работы и условия эксплуатации. Износ электродвигателей и электротехнического оборудования в сильной степени зависит от наличия в окружающей среде пыли, влаги, паров кислот и т. п.

Износ и загрязнение энергетического оборудования приводят к уменьшению надежности и снижению экономичности его работы. Недопустимый износ отдельных частей агрегатов чаще всего является причиной аварийного выхода их из строя.

Основной задачей ремонта является поддержание агрегатов в рабочем состоянии с сохранением нормальных эксплуатационных характеристик. В основе его рациональной организации лежат два принципа: принцип профилактики и принцип плановости. Поэтому ремонты называются планово-предупредительными (ППР).

Основами организации планово-предупредительного ремонта являются: учет энергетического оборудования; организация хозяйства запасных частей; разработка нормативной базы.

В данных учета отражаются: состав, место расположения, состояние, эксплуатационные данные, замеченные дефекты, сроки службы отдельных деталей, проведенные ремонтные работы.

Хозяйство запасных частей организуется с целью сокращения сроков ремонта и затрат на его проведение. На складах обычно хранятся детали с относительно небольшим сроком службы. Хранятся и детали, которые требуются при ремонте в большом количестве.

Детали, потребность в которых определяется относительно длительными промежутками времени, изготавливают к предстоящему ремонту по специальным заказам. Для выдачи

заказов на запасные части и их изготовления служат чертежи, которые собираются в специальные комплекты. С целью внедрения индустриально-заводских методов ремонта могут создаваться в централизованном порядке обменные запасы сменных деталей и узлов оборудования.

Для организации и проведения планово-предупредительного ремонта необходима обоснованная нормативная база. Эта база включает следующие нормативы: периодичность ремонта и длительность ремонтного простоя; трудоемкость работ и потребное количество персонала; потребность в материалах и запасных частях; потребность в инструментах и приспособлениях; потребность в специальных механизмах.

Периодичность ремонта определяется в днях или годах. Простои оборудования в ремонте исчисляются в календарных сутках. Праздничные дни из срока простоя исключаются. При определении длительности простоя началом ремонта агрегата считается время его отключения. Окончанием ремонта является время включения агрегата в работу. Периодичность и время ремонтного простоя нормируются на основе разработки длительности межремонтных периодов (ремонтных циклов), содержания и объема ремонтов.

Изучение степени износа отдельных деталей позволяет установить сроки их службы (нормы износа). Периодичность и длительность ремонтов базируются на данных об износе и сроках службы деталей, а также о загрязнении оборудования в процессе эксплуатации. По агрегатам можно определить сроки проверки, чистки, регулировки, замены и ремонта деталей и узлов, позволяющие поддерживать технико-экономические показатели на заданном уровне и обеспечивать надежность работы оборудования. Это и служит основой для определения сроков проведения того или иного вида ремонтов и их длительности.

Нормы простоя основных агрегатов электростанций и подстанций в планово-предупредительном ремонте разрабатываются на основе номенклатуры и объема капитальных работ. Эта номенклатура представляет собой перечень работ, которые производятся при каждом капитальном ремонте агрегата. В них включаются также проверочные и наладочные работы и все виды испытаний. Объем типовых работ по капитальному ремонту зависит от конструктивных особенностей оборудования, его

компоновки и условий эксплуатации. Он может быть различным даже для агрегатов одного и того же типа.

Капитальный ремонт турбоагрегатов ТЭС производится один раз в 4-5 лет. Допускается удлинение периода, между капитальными ремонтами в тех случаях, когда паровая турбина и генератор работают нормально и по своему состоянию могут обеспечивать длительную и надежную работу. В межремонтный период может проводиться один средний ремонт. Длительность ремонтного простоя паровых турбин зависит от их мощности и типа, параметров пара и количества цилиндров. Время, простоя в ремонте генераторов не должно превышать длительности ремонтного простоя турбин.

Для парогенераторов ТЭС межремонтный период составляет 3-4 года. Если агрегат может обеспечить дальнейшую надежную работу, то допускается и удлинение периода между капитальными ремонтами. Парогенераторы нуждаются в периодических остановках - на средний и текущий ремонты. Периодичность этих остановок зависит от конструкции агрегата, вида топлива и условий эксплуатации. Длительность ремонта парогенераторов нормируется в зависимости от их номинальной производительности, параметров пара, вида топлива и способа его сжигания.

Энергоблоки ТЭС капитально ремонтируются через 3-4 года. Длительность ремонтного простоя энергоблоков определяется номинальной мощностью блока, производительностью, парогенераторов, параметрами пара, видом топлива и конструктивными особенностями агрегатов.

Капитальный ремонт гидроагрегатов ГЭС производится не чаще одного раза в 4 года. Нормативная длительность ремонтного простоя этих агрегатов зависит от их типа и диаметра рабочего колеса гидротурбин.

При проведении реконструкции или модернизации оборудования, когда имеют место нетиповые работы, длительность простоя в ремонте основных агрегатов электростанций устанавливается в специальном порядке управлением энергетической системы.

Межремонтный период синхронных компенсаторов электрических подстанций составляет от 4 до 5 лет и более.

Ремонт вспомогательного оборудования электростанций и подстанций проводится в период капитальных, средних и текущих ремонтов основных агрегатов.

Ремонт оборудования и сооружений тепловых сетей производится в основном после осмотра. Сроки осмотров предусматриваются заранее. Они определяются на основе ориентировочных данных о минимальных сроках службы отдельных элементов и загрязнения оборудования. В результате осмотра намечается срок капитального (среднего) ремонта, его содержание и объем. Поэтому вопросы периодичности и длительности- ремонта здесь разработаны слабее. Нормами предусмотрена лишь периодичность осмотров и. Профилактических ремонтов оборудования и трубопроводов тепловых сетей.

Периодичность ремонта оборудования и сооружений электрических сетей определяется интенсивностью износа и условиями надежности их работы. Надежность работы во многом зависит от качества исполнения оборудования, сооружений и конструкций.

Разработка ремонтных циклов (длительности межремонтных периодов) энергооборудования промышленных предприятий имеет свою специфику. Ремонтные циклы устанавливаются для: энергогенерирующего оборудования; оборудования и сооружений сетевого хозяйства; энергопотребляющего оборудования. Периодичность и содержание ремонтов по обоим видам оборудования отличаются друг от друга. Ремонтные циклы для генерирующих установок и сетей (парогенераторы, паровые машины, компрессоры, трансформаторы и т. П.) Устанавливаются таким же образом, как на электростанциях и в сетях энергосистем.

Периодичность ремонта энергоприемников согласовывается с ремонтными циклами производственного оборудования. Состав же ремонтных циклов даже одинаковых производственных агрегатов в различных отраслях промышленности неодинаков. Еще большие различия наблюдаются в продолжительности межремонтных периодов. Ремонт энергоприемников должен либо совпадать с периодичностью ремонта производственного оборудования либо быть ей кратной.

Периодичность ремонтов всех видов энергетического оборудования и длительность ремонтного простоя закрепляются в правилах технической эксплуатации и специальных инструкциях.

Все остальные нормативные показатели определяются либо в результате разработки технологического процесса ремонта, либо на основе категорий ремонтосложности оборудования.

По результатам разработки технологического процесса нормируются в основном показатели для генерирующих и крупных энергопотребляющих установок.

Технологический процесс ремонта оформляется в виде технологических карт. Эти карты целесообразно составлять на все основное и вспомогательное оборудование. Но составить карту технологического процесса на ремонт крупного агрегата сразу невозможно. Поэтому сначала составляются карты на ремонт отдельных узлов, которые затем сводятся по агрегату в целом.

В картах технологического процесса перечисляются все операции по ремонту в их последовательности. Здесь же даются специальные указания по технологии ремонта. По каждой операции показывается: количество рабочих по специальностям и квалификациям; трудовые затраты; потребность в материалах и запасных частях; перечень инструментов, приспособлений и механизмов.

На основании технологических карт составляются, суммарные сводки по всем этим показателям. Технологические карты позволяют составлять сводные графики ремонта агрегатов.

Разработка технологических карт процессов ремонта агрегатов представляет собой сложную задачу. Поэтому их следует составлять как типовые, пригодные для многих случаев. Для каждого же конкретного случая с целью уточнения объема работ нужно производить корректировку при составлении дефектно-сметных ведомостей.

Иная система разработки нормативной базы для ремонта принята для энергоприемников и сетей. Разнотипность этого оборудования очень велика. Поэтому разработка технологических процессов по каждому типоразмеру и мощности нецелесообразна и практически невозможна. В связи с этим для указанного оборудования вводятся обобщающие понятия категорий или групп ремонтосложности. В данном случае для оценки ремонтных

особенностей оборудования принимается какой-либо типоразмер в качестве агрегата-эталона. Таким эталоном является оборудование с трудоемкостью наиболее простого ремонта. Сложность ремонта этого эталона принимается за условную единицу. Все остальное оборудование сравнивают с принятым эталоном по нормативам трудоемкости в результате получают так называемые коэффициенты ремонтосложности. В зависимости от полученного коэффициента оборудование относят к той или иной категории ремонтосложности.

Категория ремонтосложности представляет собой число, которое показывает, во сколько раз трудоемкость ремонта данного оборудования больше трудоемкости ремонта агрегата, принятого за условную единицу. Например, в качестве условной ремонтной единицы по электрооборудованию принят ремонт короткозамкнутого электродвигателя мощностью 0,5 кВт. Он относится к I группе ремонтосложности. Трудоемкость ремонта электродвигателей, отнесенных к II, III, IV и другим группам ремонтосложности, будет равна двум, трем, четырем и т. д. ремонтным единицам. Таким образом, установление групп ремонтной сложности для всех типоразмеров оборудования связано с определением содержания и трудоемкости всех видов ремонта агрегата, принятого в качестве единицы ремонтосложности.

Условные единицы ремонтосложности определяются раздельно для электрического и теплотехнического, оборудования.

Нормативные показатели для каждого вида ремонта устанавливаются на условную ремонтную единицу.

Основная задача организации ремонта оборудования электростанций и сетей - обеспечение высокой степени надежности и экономичности эксплуатации оборудования при сокращении сроков ремонтного простоя, повышении производительности труда и минимальных трудовых, материальных и финансовых затратах.

Пути обеспечения указанной задачи: выбор оптимальных форм ремонтного обслуживания; внедрение прогрессивных методов управления ремонтами; изучение опыта и установление оптимальной периодичности проведения капитальных, средних и текущих ремонтов, внедрение передовых методов ремонта, обеспечивающих высокое качество работ; своевременное обеспечение ремонтных работ запасными частями и материалами; анализ технико-эконо-

мических показателей работы энергетического оборудования до и после ремонта.

Капитальные, средние и текущие ремонты, а также работы по модернизации и реконструкции оборудования электростанций могут проводиться по одной из трех форм ремонтного обслуживания, показанных ниже.

1) Ремонт производится производственными ремонтными предприятиями (ПРП) или центральными ремонтно-механическими заводами (ЦРМЗ) ПЭО. Они осуществляют ремонт всего или только тепломеханического оборудования электростанций. К специализированным и другим работам привлекаются ремонтные предприятия министерства энергетики и другие организации.

2) Оборудование ремонтируется цехами централизованного ремонта (ЦЦР) электростанций с привлечением ремонтных предприятий ПЭО, главэнергоремонта и других организаций для выполнения специализированных работ и работ по модернизации и реконструкции. Эти организации могут также привлекаться электростанцией и для выполнения работ по капитальному ремонту агрегатов.

3) Ремонт производится ремонтным персоналом цехов электростанций с привлечением ПРП и ЦРМЗ ПЭО, ремонтных предприятий главэнергоремонта и других организаций.

Независимо от указанных форм ремонтного обслуживания электростанции и ремонтные предприятия могут пользоваться услугами межсистемных ремонтно-механических заводов. В функции этих заводов входит: выполнение капитального ремонта транспортабельных узлов, механизмов и других устройств индустриально-заводским методом; изготовление запасных частей; изготовление приспособлений, оснастки и специального инструмента для ремонта; изготовление металлоконструкций и нестандартного оборудования для реконструкции и ремонта агрегатов.

Формы организации ремонтного обслуживания электростанций определяются на основе технико-экономических расчетов и перспектив развития энергетики данного района. В этих расчетах учитываются: количество и мощность подлежащего ремонту оборудования; планируемый объем работ; географическое расположение электростанций и ремонтных предприятий; производственная

мощность ремонтных баз и другие конкретные условия. При этом необходимо использовать все возможные варианты централизации ремонтных работ.

Общую организацию ремонта оборудования осуществляют электростанции. Руководство всеми работами по капитальному ремонту, модернизации и реконструкции возлагается на одно из ремонтных предприятий, выполняющее основной объем работ. Это будет головное ремонтное предприятие, которое координирует работу и взаимоотношения всех организаций, участвующих в данном ремонте, и решает все вопросы между этими организациями и с электростанцией.

В зависимости от конкретных местных условий функции головного ремонтного предприятия может выполнять и сама электростанция.

Персонал ремонтных предприятий может организовываться в выездные бригады или закрепляться по участкам на электростанциях. Участки ремонтных предприятий обслуживаются в основном постоянным персоналом. Но часть этого персонала по мере необходимости может перебрасываться с одного объекта на другой.

При выполнении работ на электростанциях разрабатываются специальные сетевые графики ремонта. Они служат для моделирования комплекса работ. Сетевые методы возникли в результате поисков эффективных способов планирования, координации и управления большими комплексами взаимосвязанных работ. Эти методы находят свое отражение в построении сетевых моделей или графиков.

При представлении комплекса работ в виде сетевых графиков значительно точнее обычных методов определяются как общее число операций, так и их взаимосвязи. Сетевые графики отражают наиболее рациональную последовательность выполнения взаимосвязанных работ. Они позволяют более четко согласовывать действия ремонтных бригад по выполнению работ в заданные сроки. Применение этих графиков может дать значительную экономию времени и трудовых затрат. Однако построение сетевых графиков представляет собой очень сложную и трудоемкую работу. Поэтому для разработки сетевых графиков и контроля за их выполнением в ряде случаев необходимо создавать специальные группы сетевого планирования и управления.

Организация ремонта по системе сетевого планирования и управления (СПУ) позволяет: увязывать объемы работ и сроки их выполнения с потребностью в людских и материальных ресурсах; объективно определять численность персонала для выполнения заданного объема работ; на любой стадии ремонта выявлять те работы, которые задерживают сроки его выполнения; активно управлять процессом ремонта на основе анализа хода работ и обоснованных организационно-технических решений, обеспечивающих их выполнение в плановые сроки с наименьшими затратами.

Установление оптимальной периодичности проведения капитальных, средних и текущих ремонтов базируется на изучении сроков службы деталей и узлов оборудования, изменения его технико-экономических показателей в периоды между ремонтами и опыта эксплуатации. Для электростанций важное значение имеет внедрение мероприятий по увеличению межремонтных периодов работы агрегатов.

Передовые методы ремонта обеспечиваются на основе: применения совершенных технологических процессов ремонта и рациональной организации работ; внедрения комплексной механизации ремонтных работ; проведения в заводских условиях агрегатно-узлового и индустриально-заводского ремонта транспортабельных узлов и агрегатов.

Для рациональной организации ремонта энергетического оборудования электростанций необходима предварительная подготовка. При этом большое значение имеет специальный график подготовительных работ. В нем отражаются все работы по подготовке и ремонту, включая составление проекта организации и проведения работ. В этом графике предусматривается: изготовление механизмов и сменных деталей оборудования; проверка подъемных механизмов и такелажных устройств. В график включаются мероприятия по технике безопасности и ознакомлению рабочих с объемом работ и распределением их между бригадами. В нем указываются также ответственные исполнители и сроки выполнения подготовительных работ.

В процессе подготовки составляется проект организации и проведения ремонтных работ. В этот проект входят: технологические карты с описанием технологических процессов ремонта; графики работы специализированных ремонтных бригад; схемы размещения

и оснащения ремонтных площадок и схемы грузопотоков; обеспечение материалами, запасными частями, инструментом и приспособлениями; сводные календарно-объемные и сетевые графики ремонта; техническая и сметно-финансовая документация.

Для каждой группы однотипных агрегатов электростанции должна разрабатываться техническая документация на типовой капитальный ремонт с учетом срока службы деталей, опыта и местных условий эксплуатации. В эту документацию включаются: номенклатура и объем типовых работ; сетевой график ремонта, определяющий технологическую зависимость между отдельными работами и увязывающий сроки их выполнения с нормативным сроком ремонтного простоя; график совмещенных работ всех участвующих в ремонте организаций, включая организации, выполняющие обмуровочные, теплоизоляционные, котлоочистные и монтажно-строительные работы; программы опробования, регулировки и испытаний оборудования в период ремонта и после его окончания; проект организации ремонта; сведения по численности и составу рабочих бригад (звеньев), по минимальной численности ремонтного персонала и режиму (сменности) его работы, определяемые с помощью сетевого графика, разработанного для нормативного срока простоя; спецификация на инструмент, оснастку, средства малой механизации и нестандартное оборудование; спецификация на материалы и запасные части; смета затрат на ремонт.

Техническая документация на типовой капитальный ремонт основных агрегатов разрабатывается в течение первого года эксплуатации, а на отдельные виды вспомогательного оборудования - по мере необходимости. При ее разработке на нетиповые капитальные ремонты должна быть максимально использована техническая документация на типовые работы.

С целью повышения производительности труда широко применяется механизация трудоемких работ. Механизация ремонта включает в себя организацию горизонтального и вертикального транспорта и применение различных механизированных средств труда. Установленное на электростанции оборудование обеспечивается стационарными средствами механизации, оснасткой, инструментами и средствами малой механизации.

В проекте организации капитального ремонта должны предусматриваться: тип, изготовление и места установки лесов, подмостей, подвесных люлек, деревянных щитов или заглушек и ограждающих устройств; размещение рабочих мест, а также такелажных приспособлений, материалов, деталей и узлов ремонтируемого оборудования с указанием на плане производственных помещений; обеспечение рабочих площадок подъемно-транспортным оборудованием и средствами механизации; разработка схем и выбор мест для подачи воды, сжатого воздуха, растворов, кислорода, ацетилен и пропан-бутана; разработка схем подводокэлектроэнергии к электросварочным постам, электрифицированному инструменту, переносному освещению и т.п.; организация станочной обработки деталей ремонтируемых узловиихдоставкак месту обработки и обратно;разработкасхем грузопотоков и подъемно-транспортных операций; обеспечение рабочих мест средствами связи; организация уборки и транспортировки мусора и отходов производства.

Внедрение агрегатно-узлового и индустриально-заводского ремонта транспортабельных узлов и агрегатов электростанций позволяет сокращать продолжительность ремонтного простоя оборудования, снижать затраты на производство ремонтных работ и повышать их качество.

При агрегатно-узловом ремонте агрегаты и узлы, которые необходимо ремонтировать, демонтируются и заменяются заранее отремонтированными или новыми из обменного фонда.

При индустриально-заводском ремонте узлы и отдельные виды оборудования изготавливаются на межсистемных ремонтных заводах и на базе ремонтных предприятий ПЭО. Для внедрения этих методов ремонта должен быть создан централизованный обменный запас деталей, узлов оборудования и механизмов в системе ПЭО. Номенклатуру изделий и их количество определяют: состав оборудования на электростанциях; ресурс работы сменных деталей, узлов и механизмов; периодичность ремонта основного и вспомогательного оборудования.

На АЭС ремонт оборудования, связанного с радиоактивностью, имеет свои особенности. В зонах строгого режима ремонтные работы ведутся с применением средств биологической защиты и ограничениями во времени. Радиоактивное оборудование перед ре-

монтом отключается и деактивируется. Оно ремонтируется после снижения интенсивности излучения в помещениях до допустимой величины. При необходимости выполнения срочных работ персонал может производить ремонт в скафандрах со специальной подачей воздуха.

Прием из ремонта основного оборудования электростанций производится комиссией. Качество капитального и среднего ремонта оценивается предварительно и окончательно. Предварительная оценка дается после опробования работы агрегата под нагрузкой, а окончательная - после месячного срока эксплуатации. Технико-экономические показатели, работы агрегатов после капитального ремонта должны находиться на уровне утвержденных нормативных характеристик или быть близкими к ним.

Нормы продолжительности ремонта оборудования АЭС представлены в таблице 1.2.8. В эти сроки должны быть выполнены все ремонты электродвигателей, а также испытания, измерения, наладка, опробование на холостом ходу и с механизмом.

Таблица 1.2.8 – Нормы продолжительности ремонта оборудования АЭС

| Тип реактора | Продолжительность ремонта, календарные сут. | | |
|---------------------------------|---|----------|----------|
| | капитального | среднего | текущего |
| РБМК-1500 | 80 | 40 | 10 |
| ВВЭР-1000 | 70 | 37 | 10* |
| ВВЭР-440, ВВЭР-365, ВВЭР-210 | 55 | 30 | 6** |

* В год проведения среднего ремонта продолжительность ремонта составляет 15 сут.

** В год проведения среднего ремонта продолжительность ремонта составляет 9 сут.

Обычно капитальный ремонт электродвигателей производится одновременно с ремонтом вспомогательного оборудования (насоса или вентилятора). Совмещение сроков проведения ремонтов электродвигателей с механизмами целесообразно по условиям снижения трудозатрат на работы, связанные с центровкой, пробным опробованием после окончания ремонта, подготовкой рабочего места оперативным персоналом и т.п.

Первый после монтажа капитальный ремонт электродвигателей с выводом ротора выполняется через 12 мес работы.

Периодичность текущего ремонта электродвигателей определяется в основном сроками замены турбинного масла и консистентной смазки в подшипниках. При планировании сроков капитальных, средних и текущих ремонтов учитывается техническое состояние электродвигателей, устанавливаемое в процессе эксплуатации (нагрев активных частей, вибрация, состояние подшипниковых узлов, степень загрязненности воздухоохладителей и т.п.). Ремонт электродвигателей выполняют на основании годовых и месячных графиков ремонта, увязав с графиком ремонта основного оборудования в соответствии со структурой ремонтных циклов реакторов АЭС, определенных по табл. 1.2.9.

Таблица 1.2.9 – Структура ремонтных циклов реакторов АЭС

| Тип реактора | Вид и суммарная продолжительность ремонта, календарные сут. | | | | |
|--------------------|---|---------|---------|---------|---------|
| | 1-й год | 2-й год | 3-й год | 4-й год | 5-й год |
| РБМК-1500 | К-Т, 90 | С-Т, 55 | С-Т, 55 | С-Т, 55 | К-Т, 90 |
| РБМК-1000 | К-Т, 90 | С-Т, 55 | С-Т, 55 | С-Т, 55 | К-Т, 90 |
| ВВЭР-1000 | К-Т, 80 | С-Т, 52 | С-Т, 52 | С-Т, 52 | К-Т, 80 |
| ВВЭР-440 | К-Т, 61 | С-Т, 39 | С-Т, 39 | С-Т, 39 | К-Т, 61 |
| ВВЭР-210, ВВЭР-365 | К-Т, 61 | С-Т, 39 | С-Т, 39 | С-Т, 39 | К-Г, 61 |

Эти графики согласовываются с подрядными организациями и утверждаются главным инженером АЭС. Для уменьшения единовременного количества ремонтного персонала в период останова энергоблока в ремонт необходимо планировать мероприятия, снижающие радиационное воздействие на ремонтный персонал.

Для оборудования и сооружений тепловых сетей наиболее целесообразным является централизованный ремонт. В связи с большим объемом работ капитальный ремонт теплосетей обычно производится с привлечением специализированных организаций. Изготовление запасных частей, а также ремонт механического и электротехнического оборудования, регулирующей аппаратуры и

приборов чаще всего производится в ремонтно-механическом цехе управления теплосетей.

Работы по капитальному ремонту оборудования и сооружений электрических сетей связаны с заменой крупных элементов. К ним относятся: замена опор, приставок, траверс, гирлянд и изоляторов на воздушных линиях электропередачи; смена бандажей на роторах синхронных компенсаторов подстанций; замена муфт и участков трассы на кабельных линиях; смена обмоток или вводов в трансформаторах и т. п.

Планово-предупредительные ремонты обычно выполняются во взаимной увязке с другими мероприятиями. Время их проведения координируется с режимами, работы потребителей и генерирующих установок. На линиях электропередачи ремонтные работы производятся в ограниченный период времени при максимально возможном сокращении сроков отключения.

В электросетях широкое применение находит комплексный метод проведения ремонта. Например, на подстанции при этом методе капитально ремонтируется весь комплекс оборудования и сооружений.

В электрических сетях планово-предупредительный ремонт осуществляется централизованно. Работы выполняются силами ремонтных механизированных станций, которые оснащаются транспортными средствами, средствами механизации работ, запасными частями и материалами. Эти станции размещаются на специальных ремонтно-производственных базах или ремонтно-эксплуатационных пунктах. Такие базы или пункты создаются для обслуживания электросетевых предприятий, его районов и участков на централизованной основе.

В настоящее время нет единого содержания ремонтного цикла энергоприемников. Поэтому для них нормативы разрабатываются в отделе главного энергетика и утверждаются главным инженером предприятия. Преобладающей формой планово-предупредительного ремонта энергооборудования промпредприятий является планово-периодический ремонт.

Рациональная организация ремонтов базируется на системе нормативов, в которую помимо норм периодичности и длительности входят нормативы трудоемкости ремонтных работ. Нормативы

трудоемкости могут определяться на основе объема ремонта, категорий сложности ремонта и условных ремонтных единиц.

Ремонт оборудования энергохозяйства промышленных предприятий может производиться по трем формам: децентрализованной, централизованной и смешанной.

Под децентрализованным ремонтом энергетического оборудования на промышленных предприятиях понимается выполнение работ персоналом соответствующих цехов, где создаются ремонтные мастерские. Ремонтный персонал и ремонтные средства рассредоточиваются по энергетическим и производственным цехам предприятия. Децентрализованный ремонт в данном случае имеет ряд преимуществ: повышение ответственности производственных цехов за состояние энергооборудования; хорошее знание ремонтным персоналом, закрепленного за ними оборудования, так как ремонтники входят в состав цеха. Однако децентрализованный ремонт обладает и рядом крупных недостатков. Он не обеспечивает равномерной загрузки ремонтных рабочих в течение года. В конечном итоге это приводит к необоснованному увеличению штатов персонала, необходимого для ремонта энергооборудования. Ремонтные средства также используются в недостаточной степени.

Централизованный ремонт в условиях промышленной энергетики предполагает проведение всех работ по заводскому и цеховому энергооборудованию персоналом специализированных ремонтных энергоцехов или ремонтных участков смешанных энергоцехов, подчиненных главному энергетiku или главному механику предприятия. В этом случае к функциям энергетического персонала производственных цехов предприятия относится только эксплуатационное обслуживание энергооборудования. Следует отметить, что при централизованном способе в некоторой степени снижается ответственность персонала производственных цехов за высокое техническое состояние оборудования. Но при такой форме ремонтного обслуживания улучшается качество работ, сокращаются трудовые затраты и количество ремонтного персонала, более рационально загружается оборудование ремонтных мастерских.

Централизация ремонта оборудования заводского энергохозяйства может развиваться не только в пределах отдельных предприятий, но и в рамках производственных объединений.

Заводские ТЭС и котельные, расположенные в сфере действия ПРП и других специализированных ремонтных предприятий ПЭО и главэнергоремонта, целесообразно включать в систему их ремонтного обслуживания. Целесообразна также и организация в промышленных центрах ремонтных заводов, например заводов по ремонту электродвигателей. Это позволяет организовать ремонт серийными методами.

При смешанном способе капитальный ремонт и модернизацию энергетического оборудования предприятий осуществляют специализированные энергоремонтные цехи. Производственные цехи своими силами проводят работы по текущему и среднему ремонту. Ответственность за состояние цехового оборудования, за качество и сроки ремонта возлагается на начальников производственных цехов. Количество и квалификационный состав ремонтного персонала этих цехов определяются исходя из условий использования рабочих в течение всего года.

При смешанном способе производственные цехи располагают ремонтными бригадами и ремонтными мастерскими. Бригады создаются как специализированные, так и комплексные. В состав специализированных бригад не включается дежурный персонал, выполняющий функции межремонтного обслуживания. Комплексные бригады полностью отвечают за бесперебойную работу закрепленного за ними оборудования. При этом исключается обезличка и повышается ответственность за качество ремонта и состояние агрегатов.

В условиях заводского энергохозяйства смешанный способ организации ремонтов следует признать наиболее целесообразным.

При организации ремонтной службы в энергохозяйстве предприятия решаются следующие задачи: выбор централизованного, децентрализованного или смешанного способа ремонтов; технологическая и материальная подготовка ремонта; организация труда на ремонтных работах.

Выбор рационального способа работ в каждом отдельном случае должен производиться на основе технико-экономических расчетов. В этих расчетах для каждого из способов следует учитывать: длительность проведения ремонта; затраты на создание ремонтной базы, заработную плату, запасные части и материалы.

При централизации капитальных ремонтов энергооборудования создаются энергоремонтные цехи, в которых выделяются производственные участки. Например, в электроремонтном цехе могут быть организованы: склад для поступающих в ремонт и отремонтированных электрических машин; разборочно-сборочный, слесарный, механический и обмоточный участки; масляное хозяйство; испытательная станция.

На предприятиях должен предусматриваться определенный порядок сдачи оборудования в ремонт и приема его из ремонта. Передача оборудования в ремонт осуществляется в соответствии с планом. Прием энергетического оборудования после текущего ремонта производится мастером, энергетиком цеха, инспектором ОГЭ, а после среднего и капитального ремонтов - начальником цеха, энергетиком цеха, инспектором ОГЭ, представителем отдела технического контроля. В акте, о приемке отремонтированного оборудования указываются сроки проведения ремонта, содержание проведенных ремонтных работ, плановая и фактическая сметная стоимость.

При проведении реконструктивных работ дополнительно указываются изменения в характеристиках оборудования и экономическая эффективность реконструкции.

1.2.7 Модернизация оборудования

Как уже упоминалось, износ основных средств происходит не только под действием физических факторов, разрушающих средства труда, но и в результате научно-технического прогресса. Это так называемый моральный износ оборудования, вызываемый постоянным улучшением и удешевлением средств труда.

Модернизация отличается от капитального ремонта тем, что последний восстанавливает производительность оборудования на старой технической основе, а модернизация направлена на устранение потерь, возникающих в процессе морального износа, т.е. Повышает экономическую эффективность оборудования, производительность и является поэтому одной из форм расширенного воспроизводства основных средств.

На предприятии невозможно в короткие сроки произвести замену всего морально устаревшего оборудования, а во многих случаях такая замена экономически нецелесообразна, поэтому часть

машин и оборудования постоянно модернизируется. Экономическая эффективность модернизации может определяться сравнением себестоимости продукции, изготовляемой с применением данного оборудования до и после модернизации и определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_M = (C_1 - C_2)Q - \frac{K_M}{T}, \quad (29)$$

где C_1, C_2 – себестоимость продукции до и после модернизации;
 Q – годовой объем выпускаемой продукции;
 K_M – инвестиции на модернизацию;
 T – срок погашения ссуды на модернизацию.

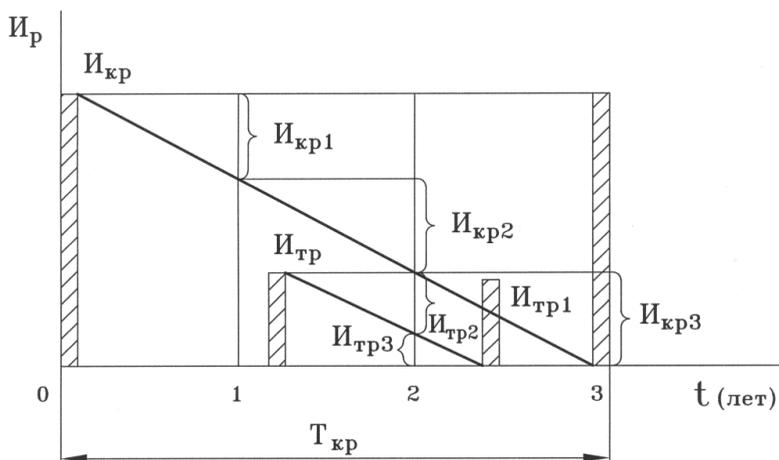


Рисунок 1.2.10 – Распределение ремонтных затрат по годам межремонтного периода

$$I_{kpt} = I_{kr} \frac{T_t}{T_{kr}} \quad (30)$$

$$I_{\text{трт}} = I_{\text{тр}} \frac{T_t}{T_{\text{тр}}}, \quad (31)$$

где T_t - время работы оборудования в текущем году после ремонта;

$T_{\text{тр}}$ - период между двумя текущими ремонтами.

1.2.8 Капиталовложения в энергетические объекты

По первичному энергоресурсу, потребляемому для производства электрической (иногда также и тепловой) энергии, электростанции можно подразделить на: тепловые (топливные) - (ТЭС), в том числе теплоэлектроцентрали - (ТЭЦ) и конденсационные электростанции - (КЭС), атомные - (АЭС), гидравлические - (ГЭС) и гидроаккумулирующие - (ГАЭС), газотурбинные электростанции и установки - (ГТУ), прочие (солнечные, геотермальные, приливные, ветряные и др.).

Электростанции различного типа, работающие в энергетической системе, обладают определенными эксплуатационными свойствами:

1) степень постоянства величины производственной мощности станции в течение года. Наибольшим постоянством величины производственной мощности обладают тепловые электростанции конденсационного типа (КЭС) при их обеспеченности топливом и водой. Производственная мощность гидроэлектростанции (ГЭС) является переменной величиной, зависящей от величины расхода воды через турбины ГЭС и ее рабочего напора. Степень постоянства производственной мощности ГЭС зависит от емкости ее регулирующего водохранилища. Производственная мощность ГЭС с многолетним регулированием является постоянной.

2) рабочий диапазон нагрузки (возможные режимы работы станции). Величина нагрузки электростанции может изменяться от технического минимума нагрузки до величины эксплуатационной мощности станции для рассматриваемого периода года. Технический минимум (нижний предел рабочей зоны) нагрузки

электростанции определяется суммой величин технического минимума нагрузки всех ее агрегатов.

3) скорость пуска и подъема нагрузки агрегатов (возможности пикового режима работы) определяется маневренностью агрегатов. Для турбоагрегатов маневренность составляет от 1,5 - 2 до 16 - 20 часов, для гидроагрегатов - до 1,5 - 3 мин. (от подачи команды на пуск до набора номинальной мощности).

4) возможность работы в ненормальных условиях (в зоне перегрузки). Допустимые перегрузка и отклонения от норм технических параметров агрегатов определяются заводскими расчетами и станционными испытаниями и фиксируются в эксплуатационных инструкциях.

5) оперативная надежность электростанций (бесперебойность их работы). При удовлетворении всех качественных требований к оборудованию электростанций, к его монтажу и эксплуатации оперативную надежность электростанций всех типов следует считать одинаковой. При нарушении этих требований оперативная надежность станций с агрегатами более мощными, более сложными по конструкции, работающими в более тяжелых условиях, оказывается ниже надежности станций с агрегатами меньшей мощности, менее сложной конструкции. С другой стороны, оперативная надежность электростанций зависит от вида и качества используемых энергоресурсов, режима и бесперебойности их поступления на станцию. Поэтому сравнительная надежность по энергоресурсам ТЭС при бесперебойном поступлении топлива может оказаться выше надежности ГЭС в маловодный период.

Сравнительная характеристика электрических станций представлена в таблице 1.2.10.

Таблица 1.2.10 – Сравнительная характеристика электрических станций

| Эксплуатационные свойства | КЭС | ТЭЦ | АЭС | ГЭС | ГАЭС | ГТУ |
|---------------------------|---------|---------|-----------------|----------|----------|----------|
| КПД, % | 32-35 | 85 | 30-32 | 95 | 60 | 60-80 |
| Маневренность | 2-20 ч. | 2-20 ч. | Несколько суток | 1-2 мин. | 1-2 мин. | 2-3 мин. |
| Технический | 30-60 | 30-60 | 10 | Нулевой | Нулевой | 5-10 |

| | | | | | | |
|---|---------------|---------------------------|---------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|
| минимум нагрузки (% от n_v) | | | | | | |
| Возможность остановки ночью | Ограничена | Отсутствует | Отсутствует | Не ограничена | Не ограничена | Не ограничена |
| Возможность длительной работы с n_{max} | Не ограничена | Зависит от тепловой нагр. | Не ограничена | Зависит от обеспечения водой | Зависит от обеспечения водой | Ограничена по эконом показ-м |

Рассмотрим методы расчета капитальных вложений в объекты энергетического хозяйства предприятия при использовании укрупненных показателей: определение суммарных капиталовложений на основе сметной стоимости и применения показателей удельных капиталовложений.

1. Капиталовложения в блочную КЭС определяются по формуле:

$$K_{КЭС} = K_1 + K_2 \cdot (n_{бл} - 1),$$

где K_1 , K_2 - капитальные вложения в первый и последующий агрегаты;

$n_{бл}$ - количество блоков.

2. Капиталовложения в ТЭЦ блочного типа определяются по формуле:

$$K_{ТЭЦ} = K_{1К} + K_{1Т} + K_{ПК}(n_k - 1) + K_{ПТ}(n_t - 1) + K_{ПВК} \cdot n_{ПВК},$$

где $K_{1К}$, $K_{1Т}$ - капитальные затраты в первый котел и первый турбоагрегат;

$K_{ПК}$, $K_{ПТ}$ - капитальные затраты в каждый последующий котел и турбоагрегат;

$K_{ПВК}$ - капитальные затраты в пиковый водогрейный котел;

n_k , n_t - количество однотипных котлов и турбоагрегатов;

$n_{ПВК}$ - количество пиковых водогрейных котлов.

3. Капиталовложения в ТЭЦ с поперечными связями определяются по следующей формуле:

$$K = K_{1К} + K_{1Т} + K_{ПК}(n_k - 1) + K_{ПТ}(n_t - 1),$$

Затраты, связанные с установкой первого агрегата, выделены отдельно, так как они выше, чем для последующих агрегатов. Это определяется тем, что для ввода первого агрегата необходимо произвести целый ряд работ, которые являются общими для этого агрегата и последующих (подъездные пути, подготовка площадки, устройства связи и водоснабжения, часть главного корпуса и др.).

Удельные капитальные затраты $K_{уд}$ в данный объект представляют собой отношение абсолютных капитальных вложений к установленной мощности объекта n_v , у.е./ед. мощности:

$$K_{уд} = K / n_v$$

4. Капиталовложения в ЛЭП:

$$K_{ЛЭП} = \sum_{i=1}^m K_{ЛЭП}^{уд} \cdot l_i,$$

Где $K_{ЛЭП}^{уд}$ - удельные капиталовложения в ЛЭП;

l_i - длина трассы, км.

Капиталовложения в ЛЭП зависят от напряжения, сечения провода, типа опор, количества цепей.

5. Капитальные вложения в тепловые сети зависят от протяженности и диаметра сети:

$$K_{т.с} = K_{т.с.}^{уд} \cdot l \cdot d,$$

Где $K_{т.с.}^{уд}$ - удельные капитальные вложения в тепловые сети, у.е./км;

l - длина тепловой сети, км;

d - диаметр трубопровода, м.

6. Капиталовложения в трансформаторные подстанции:

$$K_{m.n} = K_{m.n.}^{пост} + \sum_{i=1}^{n_{мп}} K_{мп i} + \sum_{j=1}^m K_{яч j} \cdot n_{яч j},$$

Где $K_{m.n.}^{пост}$ - постоянная часть капиталовложений;

$K_{мп i}$, $K_{яч j}$ - капиталовложения в i -ый трансформатор и в ячейку

распределительного устройства j -го напряжения;

$n_{тр}, n_{ячj}$ - соответственно количество трансформаторов и ячеек j -го напряжения.

Полные и удельные капиталовложения в проектируемую АЭС определяют на стадии технического проекта исходя из сметно-финансовых расчетов, которые являются основанием для финансирования будущего строительства.

Капитальные затраты на сооружение АЭС в условиях проектирования определяют по двум основным разделам: промышленное и жилищное строительство. Стоимость промышленного строительства (капиталовложения на создание основных фондов АЭС) включает в себя следующие составляющие: стоимость подготовки территории, объектов основного и вспомогательного назначения, объектов транспортного хозяйства и связи, внешних сетей и сооружений, временных зданий и сооружений, прочие расходы. К промышленным капиталовложениям относят также стоимость проектно-изыскательских работ и расходы на подготовку эксплуатационных кадров.

На стадии технического проекта АЭС разрабатывают все основные положения по технике и технологии производственного процесса, выбирают местоположение АЭС, все это в совокупности предопределяет экономическую эффективность ее будущего использования в энергетической системе. В смете выделяются стоимость необходимого оборудования (по действующим ценам), стоимость строительно-монтажных работ (по действующим расценкам), затраты на изготовление нестандартного оборудования.

Для предварительных технико-экономических оценок проектных решений (на стадии технико-экономического обоснования, в укрупненных плановых расчетах, в задачах перспективного развития энергосистем), когда отсутствуют технические проекты энергетических установок, определение величины необходимых капитальных вложений ведется с применением приближенных методов. Эти методы базируются на использовании укрупненных нормативов удельных капиталовложений, размеры которых определяются проектными организациями на основе анализа и обобщения сметных данных по ранее запроектированным и

построенным объектам аналогичного типа. Нормативы удельных капитальных вложений в АЭС включают в себя стоимость всех объектов производственного назначения, в том числе затраты на создание санитарных защитных зон, а также компенсацию за отчуждение земельных угодий под строительство АЭС.

Стоимость сооружения энергетических установок с использованием нормативных удельных капиталовложений рассчитывается по формуле:

$$K = k N_y \alpha_{\text{тер}},$$

где k — нормативные удельные капиталовложения, руб/кВт; N_y — установленная мощность, кВт; $\alpha_{\text{тер}}$ — коэффициент, отражающий изменение территориальных цен на строительные материалы, тарифов на заработную плату, стоимости строительно-монтажных работ.

Величина удельных капитальных вложений в АЭС зависит от типа и

мощности станции, вида и параметров теплоносителя, вида используемого ядерного горючего, единичной мощности реактора, парогенераторов, турбогенераторов и другого оборудования, сроков строительства.

Удельные капитальные вложения в АЭС в 1,5—2 раза выше, чем для ТЭС равной мощности. Это объясняется более сложной технологической схемой, высокой стоимостью реакторного отделения, повышенными требованиями к надежности систем управления и защиты. Например, стоимость бетонных работ из-за необходимости строительства защитных сооружений в два раза выше, чем на ТЭС. Однако по мере развития атомной энергетики, укрупнения блоков АЭС и совершенствования технологии их производства, стоимость 1 кВт может быть снижена.

Увеличение единичной мощности блоков и установленной мощности АЭС привело к повышению уровня их конкурентоспособности по сравнению с ТЭС на органическом топливе. Особенностью структуры капиталовложений в АЭС является большой удельный вес реакторного отделения (до 45...50% в зависимости от типа реакторов). Вторая по величине составляющая капитальных затрат — стоимость турбогенераторов и вспомогательного оборудования (15...30%). Удельная стоимость этого оборудования на АЭС выше, чем на ТЭС, что объясняется

использованием пара более низких параметров. Стоимость строительных и подготовительных работ составляет 25...30%. К основным фондам АЭС относят капиталовложения на их создание за исключением стоимости подъездных дорог и объектов непромышленного назначения.

Наряду с изложенным выше методом приближенной оценки капитальных вложений в АЭС, базирующимся на нормативах удельных капиталовложений, на ранних стадиях технико-экономического анализа АЭС используют и другие обобщенные методы.

Анализ данных о структуре капиталовложений в энергетические установки показывает, что основной составляющей являются материальные затраты (~45%), это позволяет использовать их в качестве ведущего звена для оценки удельных капиталовложений. Далее предложен метод расчета капиталовложений в АЭС с реакторами ВВЭР-1000, базирующийся на использовании стоимости строительных материалов и технологического оборудования. Обобщенная зависимость имеет вид:

$$K_{\text{АЭС}} = 1,12(K_{\text{стр}} + K_{\text{об}}),$$

где $K_{\text{стр}}$ — стоимость строительно-монтажных работ, руб; $K_{\text{об}}$ — общая стоимость оборудования, руб.

Оценка стоимости строительно-монтажных работ в первом приближении может быть выполнена также по обобщенным нормативным затратам на единицу строительного объема, руб:

$$K_{\text{стр}} = \sum V_i u_i,$$

где V_i — соответствующий объем сооружений (наземных, подземных), м³;

u_i — удельная стоимость работ, руб/м³.

Доля строительно-монтажных работ в полной стоимости АЭС достигает 42—47 %.

Величина удельных капиталовложений в АЭС по странам мира существенно различается. Так на уровне 1985 г. средние удельные капиталовложения в АЭС во Франции оценивались в 826\$/кВт, в ФРГ — 1400, Великобритании ~2000.

За последние 15—20 лет во всех странах наблюдается рост удельных капиталовложений в АЭС. Это объясняется рядом причин:

- Ростом дополнительных расходов на повышение безопасности

АЭС, обусловленных введением новых норм и правил по технике безопасности;

- длительными сроками строительства (до 10 лет);
- высокими размерами платежей за кредиты и др.

Оценка затрат в одноблочную АЭС мощностью 1300 МВт применительно к условиям различных стран приведены в таблице 1.2.11.

Этих оценках учтены затраты на обеспечение безопасности при возникновении экстремальных ситуаций в условиях эксплуатации (потери теплоносителя, землетрясения, ураганы, падение сам-лета и др.) В соответствии с требованиями МАГАТЭ.

Таблица 1.2.11 – Общие и удельные капиталовложения в АЭС N_{γ} = 1300 МВт (эл)

| Показатель | Франция | Япония | США | ФРГ |
|-------------------------|---------|-----------|-----------|--------|
| Тип реактора | PWR | PWR и BWR | PWR и BWR | PWR |
| Срок строительства, мес | 66–78 | 72–84 | 120–144 | 84–108 |
| Затраты: | | | | |
| общие, млрд. дол. | 1,3 | 1,6 | 2,1 | 1,9 |
| удельные, дол./кВт | 1000 | 1231 | 1615 | 1462 |

Разброс значений $K_{уд}$ по различным странам мира составляет 1,5—2 раза. Их прямое сопоставление практически неприемлемо из-за различных конкретных условий, влияющих на суммарные затраты в АЭС (различие в проектах и условиях сооружения АЭС, стоимость рабочей силы, инфляция, различные фирмы-поставщики оборудования, потребности в конструкционных материалах и многое др.).

1.2.9 Экономика резервов мощности в энергосистеме

Различают следующие виды резервов мощности по назначению:

1) аварийный резерв - предназначен для резервирования агрегата, оказавшегося в аварийном простое;

2) нагрузочный(частотный) - предназначен для покрытия непредвиденного роста электрической нагрузки потребителей по сравнению с плановой;

3) ремонтный резерв - применяется для производства ремонтных работ; ремонтный резерв должен быть достаточен для вывода в течение года оборудования в ремонт. Для обеспечения ремонтного резерва используется летний провал годового графика электрической нагрузки.

4) эксплуатационный резерв - необходим для компенсации временного снижения мощности станции.

Виды резервов мощности по степени мобильности:

1) горячий резерв (вращающийся) - используется недогруженная мощность агрегатов генерирующих источников, находящихся в работе;

2) холодный резерв - агрегаты электростанций, находящиеся в простое. Исключение составляют гидроагрегаты, мощность которых может рассматриваться как горячий резерв, даже если они отключены, т.к. время их пуска - 2-3 мин. Горячий резерв используется. Для обеспечения нагрузочного и аварийного резерва, а холодный - для обеспечения ремонтного и эксплуатационного резерва.

Оптимальная величина ремонтного резерва определяется путем сопоставления дополнительных затрат на ввод и содержание аварийного резерва с ущербом у потребителей от аварийного недоотпуска энергии.

$$Y = \mathcal{E}_{\text{нед}} \sum_{i=1}^n V_i, \quad (34)$$

Где $\mathcal{E}_{\text{нед}}$ – величина недоотпуска электроэнергии;

V_i – удельный ущерб от недоотпуска электроэнергии;

N – количество потребителей.

Экономический критерий, на основе которого можно определить оптимальное значение аварийного резерва:

$$Z = EK + C + Y, \quad (35)$$

Где: EK - капитальные вложения в резервную мощность;

C - эксплуатационные расходы по содержанию этой мощности;

Y - суммарный ущерб у потребителей от аварийного перерыва в энергоснабжении.

Выбор оптимальной величины резерва – экономическая задача, в которой требуется сопоставление затрат на ввод и содержание этого резерва с величиной снижаемого экономического ущерба.

1.3.ОБОРОТНЫЕ СРЕДСТВА АЭС

1.3.1.Понятие и структура оборотных средств

Оборотные фонды - это предметы труда, которые полностью потребляются в каждом производственном цикле и переносят свою стоимость на вновь создаваемые продукты. К ним относятся сырье, основные и вспомогательные материалы, топливо, тара, запасные части для ремонта, расходы будущих периодов и незавершенное производство. Одна часть предметов труда (топливо, энергия) полностью расходуется в процессе производства и вещественно не входит в продукт. Другая часть (сырье, основные материалы) вещественно входит в продукт и в процессе производства приобретает такую потребительскую форму, в которой она в дальнейшем может быть использована. Оборотные фонды делятся на две части: предметы труда, находящиеся в процессе производства (незавершенное производство), и предметы труда, находящиеся на предприятиях в виде производственных запасов. Оборотные фонды складываются из производственных запасов топлива, запасных частей и вспомогательных материалов. В энергетике также отсутствует незавершенное производство, которое может иметь место на вспомогательных предприятиях (ремонтных). К расходам будущих периодов относятся пуско-наладочные работы. Помимо оборотных фондов, на предприятиях существуют фонды обращения, в состав которых входят: готовая продукция на складе, находящаяся в пути, денежные средства предприятия на счете в банке, дебиторская задолженность. В энергетике два первых вида фондов отсутствуют. В процессе производства оборотные фонды превращаются в готовую продукцию. После ее реализации потребителям на банковский счет предприятия поступают денежные средства. Большая часть их расходуется на покупку предметов труда, после чего оборотные фонды вновь вовлекаются в сферу производства. Способность к постоянному последовательному переходу оборотных фондов в фонды обращения и наоборот позволяет объединить их в одну категорию - оборотные средства. По источникам образования оборотные средства делятся на собственные и заемные. Собственные средства образуются путем выделения каждому предприятию ресурсов из госбюджета или остатков прибыли, а также за счет

амортизационного фонда. Заемные средства выступают в виде банковского кредита. Оборотные средства подразделяются на нормируемые и ненормируемые. Нормируемые находятся в производственной сфере: запасы топлива, вспомогательных материалов. Запасных частей, средств в обороте, планируемые расходы будущих периодов, а в электроэнергетике - абонентская задолженность за отпущенную электроэнергию. К ненормируемым относятся средства нематериального характера: денежные средства в банке, дебиторская задолженность. В энергетике доля оборотных средств в сфере обращения больше, чем во всех отраслях промышленности в целом. Это объясняется тем, что потребители оплачивают стоимость использованной энергии через определенные сроки после ее получения. В результате в каждый момент времени у них имеется большая задолженность за потребленную продукцию энергосистемы. Состав оборотных средств представлен на рисунке 1.3.1.

По источникам образования оборотные средства делятся на собственные и заемные.

К собственным оборотным средствам:

1. Задолженность по начисленной заработной плате.
2. Отчисления на социальное страхование.
3. Резервы предстоящих платежей.
4. Задолженность поставщиков.

Оборотные средства, совершая непрерывный кругооборот, последовательно проходят три фазы:

1. Денежную.
2. Производственную.
3. Товарную.

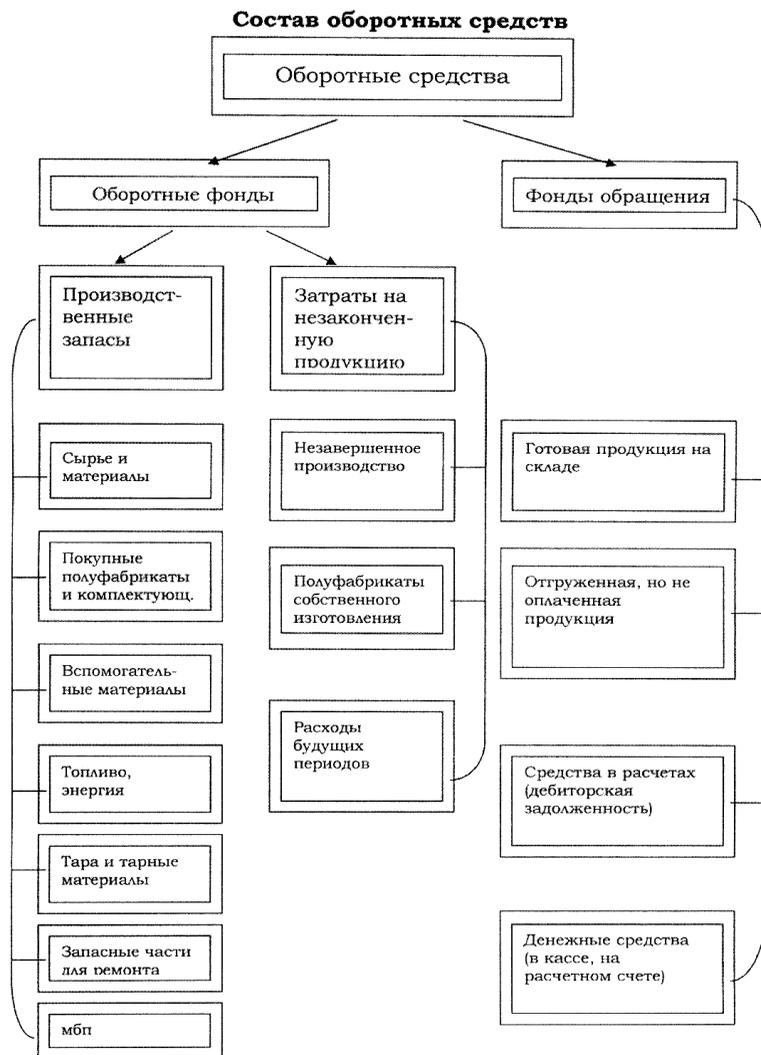


Рисунок 1.3.1 – Состав оборотных средств

1.3.2 Основы нормирования оборотных средств

Оборотный капитал должен обеспечивать непрерывность производственного процесса, поэтому состав и величина оборотного капитала диктуются не только потребностью в сфере производства, но и потребностью в сфере обращения. Рост объема производства продукции, расширение рынков сбыта вызывают увеличение потребности в оборотных средствах. Избыток оборотных средств означает, что часть средств предприятия заморожена и не приносит дохода, недостаток оборотных средств тормозит и нарушает ритмичность производственного процесса, замедляя скорость хозяйственного оборота и принося предприятию убытки.

Поэтому размер оборотного капитала должен быть минимальным, но достаточным для обеспечения бесперебойной ритмичной работы предприятия. Основным инструментом определения потребности в оборотных средствах является нормирование оборотных средств. В связи с этим оборотные средства можно также разделить на две группы — нормируемые и ненормируемые.

Ненормируемые оборотные средства не имеют нормативов, а их объем контролируется по фактическим данным. В общем случае они включают:

- отгруженную потребителю, но еще неоплаченную продукцию;
- дебиторскую задолженность;
- денежные средства на расчетных счетах и в кассе предприятия.

Нормируемые оборотные средства — это те элементы оборотных средств, по которым рассчитываются и устанавливаются нормы и нормативы. В общем случае они включают:

- производственные запасы;
- незавершенное производство;
- расходы будущих периодов;
- готовую продукцию на складе.

Отдельно следует остановиться на дебиторской задолженности. С учетом специфики работы предприятий энергетики, как правило, эта составляющая также подлежит нормированию в отличие от

большинства предприятий, работающих в других видах деятельности.

Нормирование отдельных составляющих оборотного капитала (оборотных средств) включает следующие шаги:

- разработка научно обоснованных норм расхода ресурсов — материалов, топлива (или денежных средств). Норма расхода материалов — это научно обоснованная предельно допустимая величина расхода материальных ресурсов на производство единицы продукции, товаров или услуг при данной технологии, режиме работы оборудования и уровне организации производства;
- установление норм запасов оборотных средств по отдельным элементам оборотных средств, выраженных в сутках. Норма запаса в сутках характеризует период времени, в течение которого запас обеспечивает бесперебойное снабжение производства данным ресурсом при фиксированном среднесуточном его потреблении;
- определение норматива оборотных средств.

Норматив оборотных средств определяется как произведение среднесуточного расхода ресурса на норму запаса в сутках. Норматив может определяться как в натуральном выражении (в тоннах, штуках), так и в стоимостном выражении.

$$HOC_i = t_i \cdot P_i,$$

где HOC_i - норматив оборотных средств по i -му виду материальных ресурсов, нат.ед., руб.;

t_i - норма запаса оборотных средств по i -му виду материальных ресурсов, сут.;

P_i - среднесуточный расход i -го вида материальных ресурсов за отчетный период, нат.ед/сут., руб/сут.

Норматив оборотных средств устанавливается отдельно по статьям оборотных средств (материалы, запчасти, топливо), на основе которых формируется норматив по структурному подразделу или филиалу предприятия как сумма нормативов по статьям. В свою очередь, сумма нормативов по подразделениям и филиалам определяет норматив оборотных средств организации в целом. Нормы и нормативы устанавливаются на определенное время (кВАртал, год или более длительный период) и должны пересматриваться при изменении условий производства, снабжения и сбыта.

Нормируемые оборотные средства отражаются в бизнес-планах предприятия, тогда как ненормируемые оборотные средства объектами планирования в принципе не являются. Однако это не означает, что они могут произвольно изменяться, их величина также подвергается контролю. В результате в процессе составления бизнес-плана на основе нормирования расходов и запасов материальных и денежных ресурсов организация определяет потребность в оборотном капитале на плановый период.

Структура оборотных средств для различных видов предприятий энергетики — тепловых электростанций (ТЭС), гидроэлектростанций (ГЭС), предприятий электрических сетей (ПЭС) и энергоремонтных предприятий — представлена в таблице 1.3.1.

Таблица 1.3.1 – Примерная структура нормируемых оборотных средств энергетических предприятий, %

| <i>Оборотные средства</i> | ТЭС | ГЭС | ПЭС | Ремонтные предприятия |
|---------------------------|-----|-----|-----|-----------------------|
| Сырье, основные материалы | - | - | - | - |
| Вспомогательные материалы | 15 | 23 | 30 | 23 |
| Запасные части | 20 | 38 | 25 | 30 |
| Топливо | 42 | - | 2 | 3 |
| Средства в обороте | 16 | 30 | 35 | 25 |
| Прочие | 7 | 9 | 8 | 19 |
| Итого | 100 | 100 | 100 | 100 |

На условия формирования и использования оборотных средств (в том числе запасов) в энергетике влияет ряд факторов, которые можно объединить в следующие большие группы.

1. *Общэкономические факторы:*

- Несовпадение режимов поставки и потребления ресурсов. Поставки материально-технических ресурсов производятся дискретно крупными партиями (вагон, контейнер, железнодорожный состав), а их потребление или непрерывно (топливо на тэс), или дискретно (запасные части в процессе ремонта) меньшими

объемами по сравнению с поставляемыми партиями;

- Изменение цен на топливо, материалы, процентных ставок по кредитам в соответствии с конъюнктурой на товарных и финансовых рынках.

2. Отраслевые факторы:

- Вероятностный характер потребления ресурсов, диктуемый изменением спроса на энергию и зависящий в значительной степени от погодно-климатических условий;

- Увеличение спроса на электрическую и тепловую энергию в осенне-зимний период вызывает необходимость создания сезонных запасов топлива;

- Сезонный характер проведения ремонтной кампании в весенне-летний период и жесткие сроки проведения ремонтных работ требуют накопления к началу кампании запасов материалов и запасных частей;

- номенклатура запасов материально-технических ресурсов специфична для разных видов бизнеса (для генерации — топливо для сетевого бизнеса — вспомогательные материалы).

3. Организационные факторы:

- в энергетике поставки материально-технических ресурсов могут осуществляться с использованием транзитной формы организации поставок либо со склада или централизованной базы снабжения (складская форма организации) либо с использованием смешанной формы организации поставок. Форма организации поставок оказывает существенное влияние на норму запаса оборотных средств, зависящую от периодичности и стабильности поставок. Как правило, при транзитной форме организации поставок увеличивается размер текущего и страхового запаса.

Основываясь на приведенных выше условиях, а также специфике энергетического производства, можно выделить следующие основополагающие принципы нормирования оборотных средств (запасов) в энергетике:

- Поквартальное установление норматива оборотных средств (запасов). Сезонные изменения электрической и тепловой нагрузки, сезонный характер проведения ремонтной кампании требуют детализации нормативов по кварталам года;

- Важнейшим составляющим элементом нормирования оборотных средств для ТЭС являются запасы топлива;

- Нормативы оборотных средств следует устанавливать дифференцированно по видам оборотных средств (топливо, запасные части) из-за неодинаковых интервалов поставки и разной интенсивности их использования;

- Производственный запас предназначен для обеспечения ресурсами нормального режима работы объекта. Аварийный запас, предназначенный для ликвидации послеаварийных последствий, стихийных бедствий и других нештатных ситуаций, не входит в состав производственного запаса.

Центральное место в оборотных средствах с точки зрения обеспечения бесперебойности производственного процесса занимают производственные запасы. *Производственные запасы* — это предметы труда, которые еще не вступили в производственный процесс, но находятся на предприятии в определенном размере, обеспечивающем непрерывность производственного процесса, в виде складских запасов (сырье и материалы, покупные полуфабрикаты, вспомогательные материалы, топливо, запасные части для ремонта и т.д.). Для предприятий энергетики первостепенное значение имеют запасы натурального топлива.

Для наиболее точного определения потребности в производственных запасах используют *метод прямого счета*, который базируется на использовании в расчетах обоснованных норм расхода и норм запаса по каждой номенклатурной позиции.

Различают следующие виды запасов:

- 1) *Текущий (оборотный) запас* — это запас, необходимый для снабжения производства предметами труда в периоды между поступлениями очередных партий поставок. Норма оборотных средств в текущем запасе обычно принимается в размере 50% среднего цикла снабжения, что обусловлено поставкой материалов несколькими поставщиками и в разные сроки;

- 2) *Страховой (гарантийный) запас*, создаваемый в целях гарантий от внезапных задержек и перебоев в поступлении оборотных средств. Его размеры зависят главным образом от расстояния между поставщиками и потребителями, четкости выполнения плана поставок, от условий и четкости работы транспорта и т.п. На практике страховой запас принимается, как правило, в размере 50% текущего запаса, но может быть и меньше

этой величины в зависимости от местоположения поставщиков и вероятности перебоя в поставках;

3) *Подготовительный запас*, который необходим в тех случаях, когда поступающий ресурс не может быть использован сразу, а нуждается в определенных операциях по разгрузке, приемке и подготовке к использованию в производстве. Величина подготовительного запаса устанавливается в зависимости от длительности этих операций.

В общем виде норматив оборотных средств под *производственные запасы* i -го вида материальных ресурсов определяется по формуле:

$$Z_i = M_i \cdot (T_{T,i} + T_{c,i} + T_{П,i}) \cdot C_i,$$

Где M_i — суточная (дневная) потребность предприятия в i -м виде ресурса, нат. ед.;

$T_{T,i}$ — норма текущих (оборотных) запасов для i -го вида ресурсов, суток;

$T_{c,i}$ — норма страховых (гарантийных) запасов для i -го вида ресурсов, суток;

$T_{П,i}$ — норма подготовительных запасов для i -го вида ресурсов, суток;

C_i — цена единицы i -го вида ресурсов, руб.

Методика нормирования производственных запасов устанавливается в зависимости от их назначения. Производственные запасы могут быть разбиты в этом отношении на следующие группы:

- Материалы, расходуемые непосредственно на выпуск продукции (например, топливо). Расход этих материалов нормируется на единицу готовой продукции;
- Материалы, затрачиваемые на изготовление инструментов, приспособлений и другого технологического оснащения, подлежат нормированию в расчете на единицу соответствующих инструментов или приспособлений;
- Материалы, расходуемые на ремонт оборудования, зданий и сооружений, обычно нормируются на условную ремонтную единицу;
- Материалы, используемые для содержания оборудования и помещения в чистоте (сказочные, обтирочные и др.), нормируются

на единицу времени работы оборудования или на единицу площади помещения цеха.

Как отмечалось выше, для электростанций первостепенное значение имеют запасы натурального топлива, поэтому рассмотрим подход к расчету оборотного запаса натурального топлива на электростанции:

$$B_{\text{мон}} = (\mathcal{E}_{\text{сут}} \cdot b_{\mathcal{E}} + Q_{\text{сут}} \cdot b_T) \cdot T_{\text{ТОП}} \cdot \frac{7000}{Q_H^P} \cdot 10^{-3},$$

Где $\mathcal{E}_{\text{сут}}$ — среднесуточная выработка электроэнергии, кВт·ч;

$Q_{\text{сут}}$ — среднесуточный отпуск тепла потребителям, Гкал;

$b_{\mathcal{E}}$, b_T — соответственно удельные расходы условного топлива на выработку 1 кВт·ч электроэнергии и 1 Гкал тепла;

Q_H^P — низшая теплота сгорания натурального топлива, ккал/кг;

$T_{\text{ТОП}}$ — норма оборотных запасов натурального топлива, суток.

Для укрупненной оценки потребности в оборотных средствах и производственных запасов, в частности, могут использоваться другие методы, менее трудоемкие, чем метод прямого счета. Среди таких методов на практике нашли применение аналитический метод и метод коэффициентов (опытно-статистический метод).

Аналитический метод не предполагает расчета норм запасов по отдельным номенклатурным позициям и видам материальных ресурсов. В основу метода положен принцип установления аналитической связи меж/ту величиной необходимых оборотных средств в денежном выражении и несколькими наиболее важными нормообразующими производственно-экономическими показателями (производством электро энергии, объемом ремонтов, стоимостью основных производственных средств, затратами по отдельным статьям калькуляции и т.д.).

Аналитический метод обеспечивает расчет нормативов оборотных средств, определяющих минимальный уровень запасов ресурсов в стоимостном исчислении для компании в целом, без предварительного расчета норматива для структурных подразделений. Расчет нормативов в натуральном выражении с использованием данного метода не производится. Аналитический метод менее точен по сравнению с методом прямого счета,

точность результатов зависит от степени агрегированности расчетов.

Метод коэффициентов (опытно-статистический метод) определяет норматив оборотного капитала на основе данных по использованию оборотных средств в предшествующем периоде в соответствии с коэффициентами изменения потребности по отдельным элементам оборотного капитала. Применение коэффициентов допустимо, если нормативы по отдельным элементам оборотного капитала периодически уточняются путем прямого расчета.

На производстве существуют следующие виды запасов:

1. Транспортный запас – необходим, если срок оплаты расчетных документов опережает сроки прибытия товарно-материальных ценностей.

Пример:

Время нахождения материалов в пути – 16 дней.

Почтовый пробег расчетных документов – 6 дней.

Документы у поставщика и в филиале банка обрабатываются 4 дня.

Срок акцепта – 3 дня.

Величина транспортного запаса:

$16 - (6+4+3) = 3$ (на такое количество дней необходим запас материала до получения идущего груза)

При 100% предоплате величина транспортного запаса – $16+13=29$ дней.

Среднегодовой запас, если фактические остатки на складе составляют:

01.01.20 – 100 у.е.

01.04.20 – 150 у.е.

01.07.20 – 130 у.е.

01.10.20 – 170 у.е.

01.01.20 – 200 у.е.

$$\frac{\frac{100}{2} + 150 + 130 + 170 + \frac{200}{2}}{4} = 150.$$

2. Технологический запас – это время, необходимое для подготовки материалов к производству.

3. Текущий запас – необходим для повседневного обеспечения производства материалами. Текущий запас принимается в размере половины среднего интервала поставок.

4. Страховой или гарантийный запас – принимается в размере половины от текущего запаса.

В электроэнергетике основной вид запасов - производственные. Они делятся на текущие (ТЗ), страховые (СЗ), подготовительные (ПЗ).

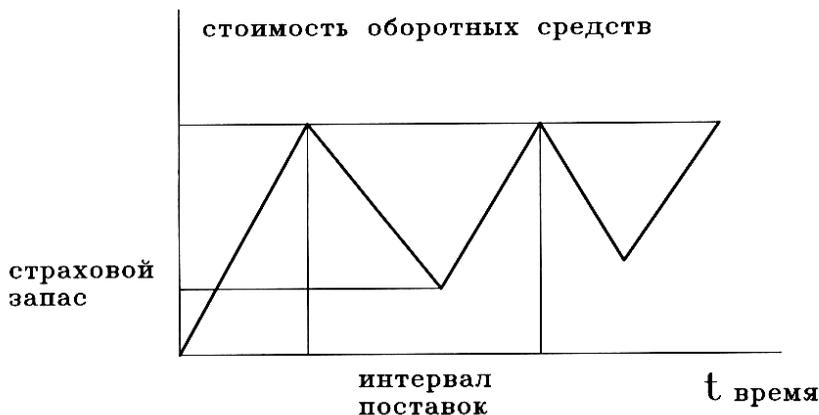


Рисунок 1.3.2 – Изменение оборотных средств во времени

1.3.3 Показатели использования оборотных средств

1. *Норма расхода* – это допустимая величина затрат, сырья, материалов и т.д. Для производства единицы продукции.

Пример:

Годовой расход трех видов вспомогательных материалов составил 100, 80, 50 у.е. Соответственно норма запаса составляет 12, 18, 6 дней.

$$\bar{H} = \frac{100 \times 12 + 80 \times 18 + 50 \times 6}{100 + 80 + 50} = 13 \text{ дней - средняя норма (средневзвешенная)}$$

2. *Коэффициент оборачиваемости* – отношение объема реализации ($P_{\text{реал.}}$) к средней стоимости оборотных средств ($c_{\text{об.ср.}}$).

$$K_{\text{об.}} = \frac{П_{\text{реал.}}}{C_{\text{об. ср.}}} \quad (36)$$

3. *Коэффициент отдачи* – отношение прибыли (Пб) к средней стоимости оборотных средств ($C_{\text{об. ср.}}$).

$$K_{\text{отд.}} = \frac{П_{\text{б}}}{C_{\text{об. ср.}}} \quad (37)$$

4. *Длительность оборота* – отношение продолжительности планового периода ($T_{\text{пл.}}$) к коэффициенту оборачиваемости ($K_{\text{об.}}$).

$$T_{\text{об.}} = \frac{T_{\text{пл.}}}{K_{\text{об.}}} \quad (38)$$

5. *Загрузка оборотных средств – коэффициент, обратный коэффициенту оборачиваемости.*

$$Z_{\text{об. ср.}} = \frac{1}{K_{\text{об.}}} \quad (39)$$

Высокое значение коэффициента оборачиваемости свидетельствует о высокоэффективном использовании оборотных средств.

Коэффициент отдачи ниже коэффициента оборачиваемости, но должен быть больше единицы.

Длительность оборота должна быть как можно меньше.

Коэффициент загрузки оборотных средств должен быть минимальным.

В энергетике оборотные средства сосредоточены главным образом в топливе - примерно 90% , остальные 10 % - в запасных частях и вспомогательных материалах

1.3.4 Определение годового расхода топлива

Годовой расход топлива на ТЭЦ определяется на основе энергетических характеристик турбоагрегатов и котлов. Для расчета годового расхода теплоты на турбину необходимо часовую энергетическую характеристику турбины

$$Q_{Ti}^{\text{ч}} = a + r_k N_i - \Delta r N_{Ti} + Q_{T\text{хоi}}^{\text{ч}} + Q_{T\text{фоi}}^{\text{ч}}, \quad \text{Гкал / ч}, \quad (40)$$

Где a – условный расход тепла на холостой ход;

r_k – относительный прирост в конденсационном режиме (Гкал/МВт);

N_i – суммарная мощность турбин;

Δr – уменьшение относительного прироста в теплофикационном режиме

$$(\text{Гкал/МВт}) \delta r = r_k - r_t;$$

N_{Ti} – теплофикационная мощность турбин;

$Q_{T\text{хоi}}^{\text{ч}}$ – часовой отпуск тепла из технологического отбора;

$Q_{T\text{фоi}}^{\text{ч}}$ – часовой отпуск тепла из теплофикационного отбора.

$$N_{Ti} = \beta_{\text{ТХ}} Q_{T\text{хоi}}^{\text{ч}} + \beta_{\text{ТФ}} Q_{T\text{хоi}}^{\text{ч}} - C \quad \text{МВт}, \quad (41)$$

Где $\beta_{\text{ТХ}}$ – удельная выработка электроэнергии на базе технологического отбора МВт.ч/Гкал;

$\beta_{\text{ТФ}}$ – удельная выработка электроэнергии на базе теплофикационного отбора МВт.ч/Гкал;

C – потери энергии в отборах.

Часовая характеристика должна быть трансформирована в годовую.

$$Q_{Ti} = aT + r_k N_i h_i - \Delta r \mathcal{E}_{Ti} + Q_{T\text{хоi}} + Q_{T\text{фоi}} \quad \text{Гкал / ч}, \quad (42)$$

Где T – время работы турбины в году (час);

h_i – годовое число часов использования электрической мощности;

\mathcal{E}_{Ti} – годовая выработка электроэнергии в теплофикационном режиме.

$$\Xi_{Ti} = \beta_{ТХ} Q_{ТХoi} + \beta_{Тф} Q_{ТХoi} - СТ \quad \text{МВт} \cdot \text{ч}, \quad (43)$$

где T – число часов работы турбин в году, час.

В том случае, когда на ТЭЦ установлены турбоагрегаты разных типов мощности, например «Т» и «ПТ», необходимо произвести между ними перераспределение тепловых и электрических нагрузок. При этом в первую очередь должны загружаться наиболее экономичные турбины, т.е. Которых значения δr , $\beta_{Тф}$, $\beta_{ТХ}$ больше, а r_k меньше.

Как правило, сначала распределяются тепловые нагрузки.

Годовое число часов использования номинальной нагрузки отборов

$$h_{ТХO} = \frac{Q_{ТХO}}{\sum_{i=1}^n Q_{ТХO}^{нч}} \text{ час}, \quad (44)$$

где $Q_{ТХO}$ - годовой отпуск тепла из технологического отбора;

n – число турбин;

$Q_{ТХO}^{нч}$ - номинальный часовой отпуск тепла из технологического отбора.

$$h_{ТфO} = \frac{Q_{ТфO}}{\sum_{i=1}^m Q_{ТфO}^{нч}} \text{ час}, \quad (45)$$

где $Q_{ТфO}^{нч}$ - номинальная часовая производительность технологического и теплофикационного отборов, Гкал/ч;

m – число отборов.

Полученные значения $h_{ТХO}$, $h_{ТфO}$ для более экономичных турбин увеличиваются на 10 ... 30%, при соответственном уменьшении их для менее экономичных турбин так, чтобы соблюдались равенства:

$$\sum_{i=1}^n Q_{ТХoi}^{нч} h_{ТХO} = Q_{ТХO} \quad \text{Гкал/год} \quad (46)$$

$$Q_{\text{тфо}i} = Q_{\text{тфо}i}^{\text{нч}} h_{\text{тфо}i} \quad \text{Гкал/год}, \quad (47)$$

Где $Q_{\text{тхо}i}^{\text{нч}}$ - номинальный часовой технологический отбор;

$Q_{\text{тфо}i}^{\text{нч}}$ - номинальный часовой теплофикационный отбор.

Перераспределение электрической нагрузки осуществляется изменением годового числа использования электрической мощности.

Общий отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ

$$\mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}} = \sum_{i+1}^n N_i h_i \left(1 - \frac{\Delta \mathcal{E}_{\text{сн}}}{100}\right) \quad \text{МВт.ч}, \quad (48)$$

Где N_i – электрическая мощность i -го турбоагрегата, МВт;

h_i – годовое число часов использования электрической мощности, час;

$\Delta \mathcal{E}_{\text{сн}}$ - расход электроэнергии на собственные нужды ТЭЦ, %;

n - число турбоагрегатов, шт.

Общая потребность в теплоте от паровых котлов

$$Q_{\text{ка}} = \left(\sum_{i+1}^n Q_{\text{т}i}^{\text{ч}} + Q_{\text{роу}} \right) (1,02 \dots 1,03) \quad \text{Гкал}, \quad (49)$$

Где $Q_{\text{т}i}^{\text{ч}}$ – часовой отпуск тепла от i -того котла;

$Q_{\text{роу}}$ – часовой отпуск тепла от РОУ;

n – число котлов.

Годовой расход условного топлива на паровые котлы

$$B_{\text{ка}} = \frac{Q_{\text{ка}}}{\eta_{\text{ка}}} Q_{\text{н}}^{\text{р}} \quad \text{т у.т.}, \quad (50)$$

Где $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ – коэффициент перевода;

$$Q_H^p = 7 \text{ Гкал/т у.т.}$$

$$Q_H^p = 29,31 \text{ Дж/ту.т.}$$

$\eta_{ка}$ – КПД котла агрегата.

Годовой расход условного топлива на ПВК

$$V_{ПВК} = \frac{Q_{ПВК}}{\eta_{ПВК}} Q_H^p \text{ т у.т.}, \quad (51)$$

$Q_{ПВК}$ – годовой отпуск тепла от пиковых водогрейных котлов;
 $\eta_{ПВК}$ – КПД пикового водогрейного котла.

Годовой расход условного топлива на ТЭЦ

$$V_{ТЭЦ} = V_{ка} + V_{ПВК} \text{ ту.т.}, \quad (52)$$

где $V_{ка}$ – годовой расход топлива энергетические котлы.

Переменные годовые издержки

$$I_{пер}^{ТЭЦ} = V_{ТЭЦ} C_{ту.т} \text{ у.е./год}, \quad (53)$$

Где $C_{ту.т}$ – цена тонны условного топлива на ТЭЦ, у.е./т у.т.

1.3.5 Расчет годового расхода топлива на КЭС

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

$$Q_{Ti} = aT_p + r\mathcal{E}_{эки} + r'(\mathcal{E}_i - \mathcal{E}_{эки}), \quad (54)$$

где a – часовой расход тепла на холостой ход;

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

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

T_p – число часов работы турбины в году, час;

\mathcal{E}_i – годовая выработка электроэнергии турбиной вида i .

Выработка электроэнергии при загрузке блока больше экономической определяется из выражения

$$\mathcal{E}_i - \mathcal{E}_{\text{эки}} = \beta \mathcal{E}_i \frac{N_{\text{ни}} - N_{\text{эки}}}{N_{\text{ни}}}, \text{ МВт.ч}, \quad (55)$$

где $N_{\text{ни}}$, $N_{\text{эки}}$ - электрическая мощность турбины, номинальная и в точке 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

$$V_{\text{год}i} = \frac{Q_{\text{т}i}}{\eta_{\text{ка}}^{\delta}} K_{\text{п}} + V_{\text{п}} n \quad \text{т у.т.}, \quad (56)$$

где $\eta_{\text{ка}}^{\delta}$ - среднегодовой КПД брутто котлоагрегата;

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

n - число пусков блока в году,

$K_{\text{п}}$ - коэффициент перевода :

$K_{\text{п}} = 7$ (Гкал/т у.т.), $K_{\text{п}} = 29,31$ (ГДж/тут);

$Q_{\text{т}i}$ - годовой расход тепла на i -ю турбину.

Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии

$$b_{\text{ээ}} = \frac{V_{\text{год}i}}{\mathcal{E}_i \frac{1 - \Delta \mathcal{E}_{\text{сн}}}{100}} \quad \text{т у.т./МВт.ч} \quad (57)$$

где $\Delta \mathcal{E}_{\text{сн}}$ - расход электроэнергии на собственные нужды.

Годовой расход топлива КЭС

$$V_{\text{кэс}} = \sum_{i=1}^{i=n} V_{\text{год}i} \quad (58)$$

где n - число блоков на КЭС.

Переменные годовые издержки КЭС

$$I_T^{КЭС} = B_{КЭС} Z_T \text{ у.е./год,} \quad (59)$$

где Z_T - цена тонны условного топлива на КЭС, у.е./т у.т..

Расчет годового расхода топлива на котельную.

$$B_{КОТ} = (1 - (0,02 \dots 0,03)) \left(\frac{Q_{ТХ}}{\eta_{ПК}} K_n + \frac{Q_{ТФ}}{\eta_{ВК}} K_n \right) \text{ т у.т.,} \quad (60)$$

где $\eta_{ПК}, \eta_{ВК}$ - КПД паровых и водогрейных котлов;

$$\eta_{ПК} = 0,83 \dots 0,86,$$

$$\eta_{ВК} = 0,86 \dots 0,9;$$

$(0,02 \dots 0,03)$ – коэффициент, учитывающий снижение потерь в теплопроводах по сравнению с вариантом ТЭЦ,

K_n – коэффициент перевода:

$$K_n = 7 \text{ (Гкал/тут), } K_n = 29,31 \text{ (ГДж/тут);}$$

$Q_{ТХ}$ – годовой отпуск тепла технологическим потребителям;

$Q_{ТФ}$ – годовой отпуск тепла теплофикационным потребителям.

1.3.6 Капиталовложения в оборотные средства АЭС и их особенности

Анализ экономической сущности оборотных средств АЭС значительно сложнее, что обусловлено спецификой ядерного топлива. Для обеспечения работы атомного реактора необходима начальная (стартовая) загрузка топлива, которая включает критическую массу (для поддержания реакции деления) и запас топлива (сверх критической массы) на выгорание в течение всей рабочей кампании (последняя может рассматриваться как производственный цикл АЭС). Кроме этого, АЭС должны располагать резервным топливом в виде топливных сборок (не менее 10 % от годового расхода топлива). В итоге полное количество ядерного топлива на АЭС, необходимое для нормального функционирования электростанции, в три и более раза превышает его годовой расход.

Стартовая (первая) топливная загрузка реактора обладает свойствами как основных, так и оборотных фондов. Вопрос о том, куда относить ее стоимость – к основным или оборотным средствам, долгое время оставался дискуссионным. Приводились

доводы в пользу как первого, так и второго подхода. Основным аргументом, в первом случае, было длительное использование первой топливной загрузки в реакторе, во втором – однократный характер использования топливной загрузки. Имели место и другие предложения. Так, для реактора ВВЭР-1000, рабочая кампания которого длится 3 года, предлагалось 1/3 стоимости первой топливной загрузки, рассматривать как эксплуатационные издержки первого года эксплуатации, а 2/3 – относить к нормируемым оборотным средствам.

В настоящее время в практике технико-экономических расчетов оборотным средствам АЭС принято относить единовременные затраты на первую топливную загрузку, затраты на нормируемый запас ядерного горючего, а также затраты на топливо для перегрузок реактора в течение первого года эксплуатации с момента пуска. Общая стоимость нормируемых оборотных средств АЭС достигает значительной величины и составляет 15–20 % от стоимости основных средств АЭС с реакторами на тепловых нейтронах и 20–30% стоимости основных средств АЭС с реакторами на быстрых нейтронах.

В соответствии с существующими методами определения технико-экономической эффективности при сопоставлении атомных электростанций с альтернативными энергоустановками, наряду с капиталовложениями в основные фонды (K), учитывается стоимость оборотных средств ($K_{об.с}$). Затраты по созданию нормируемых оборотных средств существенно влияют на удельные приведенные затраты на производство электроэнергии АЭС, снижая при прочих равных условиях их экономическую конкурентоспособность.

Стоимость оборотных средств АЭС может быть определена по выражению

$$K_{об.ф.} = K_{п.з.} + K_{п.п.} + K_3$$

Где $K_{п.з.}$ – стоимость первой загрузки топлива в реакторы, руб.; $K_{п.п.}$ – стоимость топлива для первой перегрузки, руб.; K_3 – стоимость страховых запасов топлива и других материальных средств, руб.

Стоимость первой загрузки реактора топливом представляет собой единовременные затраты, производимые до ввода реактора в эксплуатацию, которые за рабочую кампанию полностью или частично переносят свою стоимость на электроэнергию, выработанную в течение первой кампании реактора. Стоимость первой загрузки определяется по формуле

$$K_{п.з.} = \sum_k n_k$$

Или

$$K_{п.з.} = V_{п.з.} \cdot \sum_T$$

Здесь u_k – средняя стоимость кассеты, руб.; n_k – число каналов (кассет), загруженных в реактор; $v_{п.з.}$ – первая загрузка топлива в реактор, кг; u_T – цена топлива и изготовления кассет, руб./ кг.

Если первая топливная загрузка состоит из топлива различного обогащения, это необходимо учитывать при определении ее стоимости:

$$K_{п.з.} = \sum_i b_i u_{Ti}$$

Где u_{Ti} – стоимость 1 кг топлива i -го обогащения; b_i – вес топлива i -го обогащения в первой загрузке.

Стоимость постоянного запаса топлива на АЭС (в виде запасных каналов) и затраты на первую перегрузку реактора топливом оцениваются в долях от стоимости первой загрузки. Эти затраты зависят от типа реактора, продолжительности рабочей кампании и составляют 0,1–0,7.

Размер прочих оборотных средств принимается по действующим нормативам в размере 10 % оборотных средств по топливу. Таким образом, размер оборотных средств

$$K_{об.с} = (1,21 - 1,92) K_{п.з.}$$

Необходимо подчеркнуть, что технологические особенности АЭС обуславливают высокие начальные затраты на создание оборотных средств. С учетом изложенного суммарная стоимость основных и нормируемых оборотных средств АЭС может быть представлена в виде

$$K_G = K + K_{об.с} = K + \alpha_{об} K_{п.з.}$$

Где k – стоимость промышленного строительства АЭС; $k_{об.с}$ – нормируемые оборотные средства, руб.; $\alpha_{об}$ – оборотные средства в долях от стоимости первой загрузки реакторов.

Если выгруженное из реакторов облученное топливо идет на радиохимическую переработку для извлечения остаточного урана и вторичного топлива, то к нормируемым оборотным фондам относят и стоимость топлива в бассейнах выдержки. Тогда длительность производственного цикла

$$T_{п.ц.} = T_{а.з.} + T_{хр}$$

Где $m_{а.з.}$ – время пребывания топлива в активной зоне реактора; $m_{хр}$ – время хранения облученного топлива на АЭС.

В энергетике эффективность использования оборотных средств на ТЭС принято оценивать, сравнивая фактический расход топлива на единицу произведенной электро- или теплоэнергии (г у.т./кВт·ч; кг у.т./ГДж) с технически обоснованными нормами.

Для каждой АЭС с учетом ее специфики (тип реактора, характеристика ядерного горючего) утверждаются удельные расходы топлива. Расход обогащенного и природного урана для производства 1 кВт·ч энергии на АЭС представлен в таблице 1.3.2.

Таблица 1.3.2 – Удельный расход ядерного топлива на АЭС с реакторами на тепловых нейтронах ($\eta_{аэс}^{нт}=0,32$)

| Средняя глубина выгорания, 10^3 МВт·сут/т | Удельный расход обогащенного урана, г/кВт·ч | Удельный расход природного урана, г/кВт·ч |
|---|---|---|
| 20 | 0,0065 | 0,0229 |
| 30 | 0,00434 | 0,028 |
| 40 | 0,00325 | 0,0267 |

Как следует из таблицы, удельный расход обогащенного топлива тем ниже, чем выше средняя глубина выгорания. В переводе на

природный уран эти расходы существенно увеличиваются за счет расхода энергии на разделительные процессы.

Глубина выгорания характеризует степень использования загруженного в реактор топлива и оценивается количеством выделенной за рабочую кампанию энергии, отнесенной на 1 т массы топлива.

1.4 ТРУД И ОПЛАТА ТРУДА

1.4.1 Основы организации труда

Персонал всех промышленных, в том числе и энергетических, предприятий подразделяется на промышленно-производственный (ППП), работающий, в основном, на обеспечивающем и обслуживающем производствах, и непроизводственный, работающий в жилищно-бытовых, коммунальных, медицинских, продовольственных, пожарных службах, в столовых, военизированной охране и других подсобных подразделениях предприятия.

Промышленно-производственный персонал делится на эксплуатационный, ремонтный и административно-управленческий.

Для работы в энергетике – на электрических станциях, в сетевых и других предприятиях, входящих в энергообъединения, требуется большой круг различных профессий и специальностей.

Промышленно-производственный персонал подразделяется на следующие категории:

- рабочие, непосредственно обслуживающие производственные процессы, в основном, на обеспечивающем и обслуживающем производстве;
- служащие, выполняющие преимущественно вспомогательные и административно-управленческие функции;
- инженерно-технические работники (ИТР), осуществляющие техническое, экономическое и организационное руководство производственно-хозяйственной деятельностью всего энергопредприятия, для чего требуется высшее или среднее специальное образование.

Для рабочих специальностей устанавливаются разряды, например, слесарь 3-го разряда, электромонтер 5-го разряда. Согласно тарифно-кВАлификационному справочнику, присваиваются восемь разрядов – с 1-го по 8-й в порядке возрастания кВАлификации.

Инженерно-техническим работникам обычно присваиваются разряды, начиная с 9-го.

Ввиду непрерывного характера энергетических производственных процессов на энергопредприятиях и вообще в энергетике работа ведется круглосуточно, поэтому значительная часть эксплуатационного персонала образует дежурный персонал.

Особая ответственность за бесперебойность энергоснабжения приводит к необходимости постоянного ремонтного обслуживания энергооборудования, в связи с чем на энергопредприятиях (на электростанциях или в энергосистемах) содержится значительное количество ремонтников, численность которых иногда составляет до 70% от общего состава энергетического персонала.

Сложное энергооборудование требует от энергетиков высокой профессиональной квалификации, знаний, помимо своей прямой специализации, правил технического обслуживания и техники безопасности (ТО и ТБ) при работе с энергоустановками, которые постоянно усложняются при освоении все более сложного энергетического оборудования. Это требует, как ни в одной другой профессии, постоянного повышения деловой и производственной кВАлификации.

В условиях рыночных отношений для работы в промышленности, в том числе и в энергетике, все большее значение приобретают экономические знания. Они становятся необходимыми не только руководящему составу, всем работникам аппарата управления энергопредприятий и энергосистем, но и руководителям более мелких подразделений – начальникам цехов, участков, бригадирам, что также требует специальной подготовки и переподготовки.

Любой труд должен быть определенным образом организован. Основные термины и понятия по организации труда:

- организация труда – система мероприятий, обеспечивающих рациональное использование рабочей силы;
- разделение труда – разграничение деятельности людей в процессе совместного труда;
- кооперация труда – совместное участие людей в одном или разных, но связанных между собой процессах труда;
- метод труда – способ осуществления процессов труда, характеризующийся составом приемов, операций и определенной последовательности их выполнения.

Любой труд осуществляется на рабочем месте – производственном, рабочем или управленческом, служебном. Вне зависимости от назначения этого места оно характеризуется рядом понятий:

- рабочее место – зона, оснащенная необходимыми техническими средствами, в которой совершается трудовая деятельность исполнителя или группы исполнителей, совместно выполняющих одну работу или операцию;

- организация рабочего места – система мероприятий по оснащению рабочего места средствами, предметами труда и услугами, необходимыми для осуществления трудового процесса;

- условия труда – совокупность факторов производственной среды, оказывающих влияние на здоровье и работоспособность человека в процессе труда.

Труд характеризуется также интенсивностью и качеством:

- интенсивность труда – степень расходования рабочей силы в единицу времени;

- качество труда – степень сложности, напряженности и хозяйственного значения труда.

Для соблюдения нормальных условий труда, уровня его производительности, а также для планирования труда как составной части производственно-хозяйственной деятельности труд должен нормироваться.

Нормирование труда – установление меры затрат труда на изготовление единицы продукции или выработки продукции в единицу времени, выполнение заданного объема работ или обслуживание средств производства в определенных организационно-технических условиях.

Применяются следующие виды норм:

Норма выработки – производство определенного количества продукции или выполнение определенного объема работы в единицу времени (час, смену и др.).

Норма времени – время, затрачиваемое на производство единицы продукции или выполнение единицы работы.

Норма обслуживания – количество единиц оборудования, обслуживаемого одним человеком.

Норма численности – количество работников, необходимое для обслуживания определенного оборудования или группы единиц оборудования.

Как видим, эти нормы образуют обратно пропорциональные пары, где каждая величина является обратной по отношению к

другой: норма выработки – норма времени, норма обслуживания – норма численности.

Для нормирования управленческого труда применяется также норма управляемости – количество людей, которыми может эффективно управлять один руководитель. По психофизическим возможностям среднего человека это количество составляет 7-8 человек. Так, если в бригаде количество работников больше восьми, то бригадиру требуется заместитель, который, сам подчиняясь бригадиру, от его имени будет управлять частью бригады, не более чем 7-8 подчиненными.

Широкое распространение получила бригадная форма организации труда, или коллективный подряд. Эффективность этой формы доказана жизнью, однако такая организация целесообразна только там и тогда, где и когда имеется возможность:

- четкого определения конечного результата трудовой деятельности;
- достоверного дифференцированного учета этих результатов, расходов сырья, материалов и энергии;
- выделения бригаде (коллективу) рабочей зоны и закрепления за ней необходимого оборудования и оснастки;
- бесперебойного обеспечения необходимым сырьем, материалами и комплектующими;
- оценки прибыльности производственно-хозяйственной деятельности бригады (коллектива) как обособленной коммерческой хозяйственной производственной единицы.

Нормирование труда в энергетике имеет ряд особенностей, связанных со спецификой отрасли. Так, нормы выработки и времени могут использоваться только в энергоремонтном производстве и неприменимы в основной деятельности энергетиков при производстве различных видов энергии и энергоносителей и снабжении ими потребителей, поскольку объем энергетического производства зависит только от потребителей.

Наиболее употребительны в энергетике нормы обслуживания и нормы численности. Однако и здесь возникают сложности, так как при многообразии энергетического оборудования трудно оценить, сколько и какое оборудование должен обслуживать один человек. Для этого применяются условные единицы: единица ремонтосложности энергооборудования, с помощью которой

оценивается практически любое оборудование; либо человеко-часы или нормо-часы для обслуживания соответствующих видов энергетического оборудования. Для установления трудовых норм выработан ряд приемов и методов, получивших распространение в отечественной науке и практике. Некоторые из них, наиболее трудоемкие и методически сложные, применяются только исследовательскими организациями, выполняющими работу по заказам предприятий. Многие могут применяться непосредственно работниками производственных предприятий – сотрудниками отделов труда и зарплаты. На практике используются такие методы нормирования труда:

- хронометраж и самохронометраж рабочего времени, при котором устанавливаются фактические трудозатраты на проведение различных трудовых операций, связанных с выпуском продукции или выполнением работы (хронометраж применяется как рабочий прием и в других методах нормирования);

- экспериментальный метод, когда нормы разрабатываются при проведении специальных испытаний, которым добровольно подвергаются отдельные работники;

- метод моментных наблюдений, состоящий в периодических записях о характере выполняемых работ в каком-либо трудовом коллективе (бригаде, отделе и т.п.) и последующей специальной обработке этих наблюдений, в результате чего устанавливаются нормы трудозатрат на выполнение определенных работ;

- метод нормирования по элементам движений, представляющий собой сравнение фактического времени на выполнение отдельных движений (поднял руку, повернулся, нагнулся и т.д.) с временем усредненным, с учетом физиологических возможностей человека.

Есть и другие, менее распространенные, методы нормирования трудовых процессов, которые применяются специализированными организациями, впоследствии публикующими результаты своих исследований и практические рекомендации.

Установление рациональных норм трудозатрат имеет большое значение для оценки и последующего принятия мер для повышения производительности труда. Производительность труда в большинстве отраслей промышленности определяется как отношение годового объема производства к численности промышленно-производственного персонала.

Однако в энергетике определение производительности труда подобным образом не характерно, поскольку, как уже говорилось, объем производства от энергетиков практически не зависит. Так, в морозную зиму производительность труда работников отопительной котельной будет значительно выше, чем в теплую, хотя их фактические затраты труда заметно не изменятся.

Более показательной является оценка производительности труда в энергетике по коэффициенту обслуживания ($K_{\text{обс}}$):

$$K_{\text{обс}} = \frac{Q_{\text{час}}}{Z_{\text{нн}}}, \quad (61)$$

где $K_{\text{обс}}$ – коэффициент обслуживания, ед. производительности/чел. или единиц оборудования/чел.;

$Q_{\text{час}}$ – часовая энергетическая производительность оборудования, кВт;

$Z_{\text{нн}}$ – численность промышленно-производственного персонала, чел.

Для других энергетических объектов коэффициент обслуживания может рассчитываться с использованием других единиц, наиболее подходящих для конкретных условий. Так, в частности, для электрических станций широкое распространение получил такой показатель, характеризующий производительность труда, как штатный коэффициент, который находится как отношение численности промышленно-производственного персонала электростанции к ее установленной мощности и имеет размерность чел./МВт, в сетевых предприятиях он может иметь размерность км/чел., т.е. показывает, сколько километров сетей обслуживается одним работником предприятия. Для наладчиков на заводах этот коэффициент может иметь размерность станков/чел., для авторемонтников – автомашин/чел., причем, условных автомашин, усредненных (легковых различного класса, грузовых разной грузоподъемности) по показателям обслуживания и т.д. Сегодня в большинстве случаев участвующим в производственно-хозяйственной деятельности считается весь персонал, поскольку ни без инженерно-технических работников, ни без управленцев

производственно-хозяйственный процесс не может осуществляться должным образом.

Эти показатели не зависят от годового производства энергии или энергоносителей, а оценивают трудоемкость работ по поддержанию оборудования в постоянной эксплуатационной готовности, обеспечению его работоспособности и нужной производительности.

1.4.2 Системы оплаты труда

Существует две основные системы оплаты труда:

1. Повременная: При повременной системе оплаты труда работник получает вознаграждение за время, занятое производительным трудом.

Преимущества: простота, ясность для работодателя, гарантия работнику определенного заработка.

Недостатки: отсутствие стимула к высокопроизводительному труду, постоянный контроль за работником дорог и неприятен.

Виды повременной оплаты труда: простая повременная, повременно-премиальная.

2. Сдельная: при сдельной системе оплаты труда работник получает вознаграждение за количество произведенной продукции.

Преимущества: есть стимул к высокоэффективному труду.

Недостатки: сложность расчетов, работник может подорвать свое здоровье, при низких расценках работник может переагрузить себя.

Виды сдельной оплаты труда: прямая сдельная, сдельно-премиальная, сдельно-прогрессивная, косвенно-сдельная, коллективная (бригадная).

Номинальная заработная плата – то количество денег, которое получает работник за труд.

Реальная заработная плата – то количество товаров, которое работник может купить за эти деньги.

Минимальная заработная плата – это заработная плата, при которой должно происходить расширенное воспроизводство рабочей силы.

При повременной оплате труда заработная плата определяется по выражению:

$$ЗП = (О_{\text{кл}} + \sum \Pi_i) \frac{T_{\text{р}}^{\text{ф}}}{T_{\text{р}}^{\text{к}}}, \quad (62)$$

где $T_{\text{р}}^{\text{ф}}$ – фактически отработанное время;

$T_{\text{р}}^{\text{к}}$ – календарное рабочее время;

$O_{\text{кл}}$ - оклад учитывает кВАлификацию и сложность труда;

Π_i – размер премии(штрафа), учитывающий качество труда.

отношение $T_{\text{р}}^{\text{ф}}$ к $T_{\text{р}}^{\text{к}}$ учитывает количество труда.

Этика выплаты премии

1. Работник должен четко знать, за что он получает премию.

2. Время выплаты премии должно быть максимально приближено ко времени выполнения показателя, за который она выплачивается.

3. Размер премии (суммарная премия) не должен превышать оклад работника, но не должен быть и очень низким.

Расчет заработной платы при бригадной оплате труда

Заработная плата при бригадной оплате труда рассчитывается в несколькоэтапов.

1. Сумма заработка бригады определяется по объему выполненных работ и по расценкам за выполненные работы.

2. Рассчитывается коэффициент приработка, который показывает насколько больше получает каждый работник относительно его тарифного заработка.

$$K_{\text{пр}} = \frac{\sum ЗП}{\sum Ч_{\text{ст}i} T_{\text{р}i}}, \quad (63)$$

где $Ч_{\text{ст}i}$ - часовая ставка i -го работника;

T_{pi} - время, отработанное этим работником;
 $\sum ЗП$ – суммарный заработок бригады.

Часовая ставка работника 1-го разряда

$$\frac{ЗП_{\min}}{T_M} = Ч_{СТ1}, \quad (64)$$

Где T_M – календарное количество рабочих часов в месяц.
 $ЗП_{\min}$ – месячная базовая ставка.

Пример:

$$Ч_{СТ1} = \frac{185 \text{ руб}}{160} = 1,156 \text{ руб/час}$$

$$Ч_{СТ 2P} = Ч_{СТ 1P} \times T_K 2P$$

$$Ч_{СТ 3P} = Ч_{СТ 1P} \times T_K 3P$$

$$Ч_{СТ 18P} = Ч_{СТ 1P} \times T_K 18P$$

$Ч_{СТi} T_{pi}$ – тарифный заработок рабочего.

3. Заработная плата i -го работника определяется как

$$ЗП_i = Ч_{СТi} T_{pi} K_{пр} \quad (65)$$

4. Проверка

$$\sum З_{\Pi i} = \sum ЗП \quad (66)$$

Оплата труда в энергетике строится также, как и во всей промышленности. Здесь применяются сдельная, повременная и аккордная (единовременная за выполненную работу) системы оплаты.

Сдельная оплата предусматривает разновидности: прямая сдельная, сдельно-прогрессивная и сдельно-премиальная системы. Применяются такие формы заработной платы в тех случаях, когда для каждого работника легко можно установить и проконтролировать объемы выполняемой им работы или выработки продукции. В энергетике это относится преимущественно к ремонтным работам, при индустриальных методах ремонта, когда основные работы выполняются в стационарных условиях по типу машиностроительного производства.

Прямая сдельная оплата – по установленным ставкам за производство единицы продукции или работы. Иногда такая оплата предусматривает выполнение установленных норм выработки или времени, и размер оплаты напрямую зависит от объема произведенной продукции или работы.

1.5 СЕБЕСТОИМОСТЬ ПРОИЗВОДСТВА ЭНЕРГИИ

1.5.1 Основные понятия себестоимости

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

Существует два понятия себестоимости:

1. Общая себестоимость – и – издержки, затраты.
2. Удельная себестоимость

$$C = \frac{И}{Q}, \quad (67)$$

Где Q – количество продукции (в год).

Затраты – это денежная оценка материальных и иных средств, расходуемых предприятием на производство и реализацию продукции.

Классификация затрат:

1. Прямые затраты – это те затраты, которые непосредственно связаны с выпуском продукции (материальные затраты).
2. Косвенные затраты – это те затраты, которые не могут быть прямо отнесены на изготавливаемую продукцию (общехозяйственные 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.

Затраты делятся на условно-постоянные и условно-переменные.

Условно-постоянные затраты не зависят от степени загрузки предприятия, объема выпускаемой продукции.

Условно-переменные затраты изменяются пропорционально объему выпускаемой продукции.

Себестоимость может быть отчетной (фактическая) и плановой (на будущее). Она может составляться по статьям калькуляции, по экономическим элементам.

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, – трудовой отпуск, пособие по временной нетрудоспособности, вызов в суд и т.д.).
8. Отчисления на социальное страхование.
9. Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования.
10. Цеховые (общехеховые) расходы (зарплата начальника цеха, электрика, амортизация и ремонт здания цеха).
11. Потери от брака.
12. Общезаводские расходы.
13. Налоги , включаемые в себестоимость продукции.
14. Прочие производственные расходы.
15. Внепроизводственные расходы.

Для составления плановой себестоимости расчет производится по экономическим элементам.

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. Заработная плата основная и дополнительная.
5. Отчисления на социальное страхование.
6. Амортизация основных средств, затраты на ремонт основных средств;
7. Прочие денежные расходы.

1.5.2 Удельная себестоимость

$$C = \frac{I}{Q} = \frac{I_{\text{пост.}}}{Q} + \frac{I_{\text{перем.}}}{Q} = C_{\text{пост.}} + C_{\text{перем.}}, \quad (68)$$

Где I – издержки;

Q - количество продукции.

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

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

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

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

Постоянные издержки не зависят от объема выпускаемой продукции.

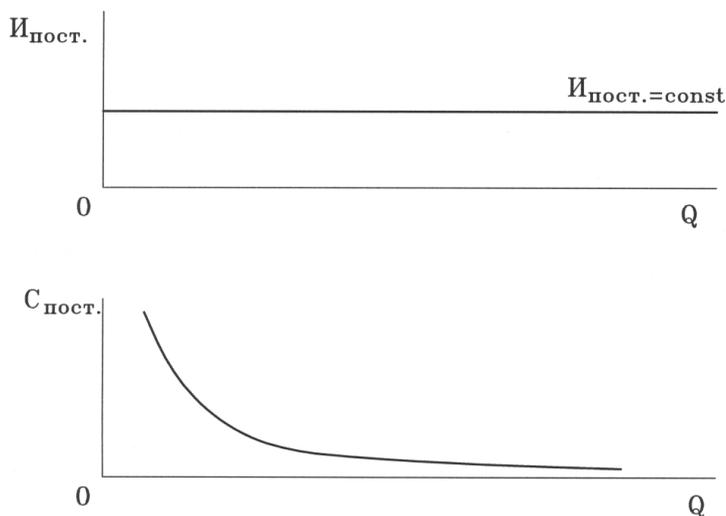


Рисунок 1.5.1 – Изменение постоянных затрат $I_{\text{пост.}}$ и составляющей постоянных затрат $C_{\text{пост.}}$ в себестоимости в зависимости от объема выпускаемой продукции

Таблица 1.5.1 – Составляющая постоянных затрат в удельной себестоимости ($C_{\text{пост.}} = I_{\text{пост.}}/Q$)

| Q | И _{пост.} | С _{пост.} |
|-----|--------------------|--------------------|
| 0 | 1000 | ∞ |
| 100 | 1000 | 10 |
| 200 | 1000 | 5 |
| 300 | 1000 | 3,3 |
| 400 | 1000 | 2,5 |
| 500 | 1000 | 2 |
| 600 | 1000 | 1,67 |

Переменные издержки пропорциональны объему выпускаемой продукции.

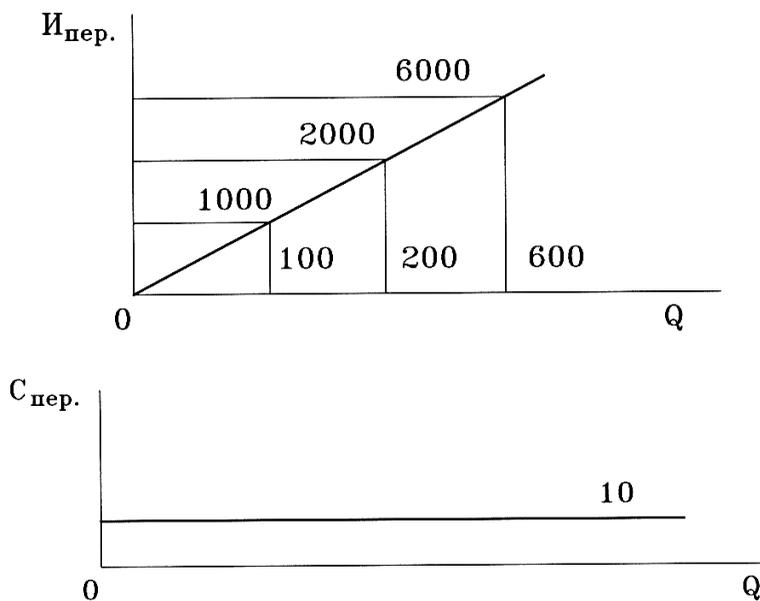


Рисунок 1.5.2 – Изменение переменных затрат и составляющей переменных затрат в себестоимости в зависимости от объема выпускаемой продукции

Таблица 1.5.2 – Составляющая переменных затрат в удельной себестоимости ($C_{пер.} = И_{пер.}/Q$)

| Q | И_{пер.} | С_{пер.} |
|----------|-------------------------|-------------------------|
| 0 | 0 | 0 |
| 100 | 1000 | 10 |
| 200 | 2000 | 10 |
| 300 | 3000 | 10 |
| 400 | 4000 | 10 |
| 500 | 5000 | 10 |
| 600 | 6000 | 10 |

Себестоимость снижается с увеличением объема выпускаемой продукции. Это снижение называется эффектом от масштаба производства.

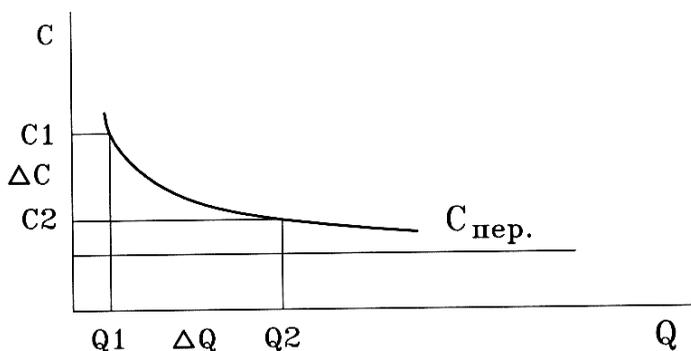


Рисунок 1.5.3 – Изменение себестоимости в объеме выпускаемой продукции

1.5.3 Структура себестоимости

Индексный метод пересчета себестоимости.

Рассмотрим изменение себестоимости, если статьи или элементы затрат представлены не в денежном выражении, а в процентном выражении.

Пример:

1. Основные материалы - 29,0%.
2. Топливо на технологию - 10,4%.

3. Электроэнергия на технологию - 10,4%.
 4. Зарплата производственных рабочих - 10,0%.
 5. Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования - 18,2%.
 6. Общецеховые расходы - 10,5%.
 7. Общезаводские расходы - 10,5%.
 8. Внепроизводственные расходы - 1%.
- сумма : 100%.

Намечено следующее изменение затрат:

1. Нормы расхода основных материалов снижаются на 5%.
2. Цены на эти материалы снижаются на 4%.
3. Нормы расхода топлива и энергии снижаются на 5%.
4. Цена на энергоносители повышается на 3%.
5. Производительность труда производственных рабочих повышается на 25%.
6. Средняя заработная плата рабочих выросла на 10%.
7. Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования увеличились на 20%.
8. Общецеховые и общезаводские расходы увеличились на 5%.
9. Внепроизводственные расходы увеличились на 11%.
10. Объем производства вырос на 40%.

Таблица 1.5.3 – Изменение себестоимости.

| Статьи | Изменения по статьям | Общее изменение себестоимости |
|--------|--|---|
| 1 | $100 - \frac{95 \times 96}{100} = 8,8$ | $\frac{29 \times 9}{100} = -2,552$ |
| 2; 3 | $100 - \frac{95 \times 103}{100} = 2,15$ | $\frac{20,8 \times 2,15}{100} = -0,447$ |
| 4 | $100 - \frac{110 \times 100}{125} = 12$ | $\frac{10 \times 12}{100} = -1,2$ |
| 5 | $100 - \frac{120 \times 100}{140} = 14,29$ | $\frac{18,2 \times 14,29}{100} = -2,60$ |
| 6 | $100 - \frac{105 \times 100}{140} = 25$ | $\frac{10,5 \times 25}{100} = -2,625$ |

| | | |
|---|--|---------------------------------------|
| 7 | $100 - \frac{105 \times 100}{140} = 25$ | $\frac{10,5 \times 25}{100} = -2,625$ |
| 8 | $100 - \frac{111 \times 100}{140} = 20,71$ | $\frac{1 \times 20,71}{100} = -0,207$ |
| | Итого | - 12,257 |

1.5.4 Расчет себестоимости продукции на ТЭЦ

Комбинированное производство электроэнергии и теплоты на ТЭЦ, особенность которого состоит в том, что в едином производственном цикле вырабатывается два вида энергии, требует экономически обоснованной методики распределения общих затрат между электроэнергией и теплотой. Техническая отчетность, применяемая в настоящее время на ТЭЦ, базируется на так называемом «физическом» методе, суть которого сводится к тому, что вся экономия от комбинированного производства относится на электроэнергию. По физическому методу расход топлива на отпускаемую теплоту определяется также, как и в котельной:

$$B_{\text{Т.Э.}} = \frac{Q_{\text{отп}}}{\eta_{\text{ка}} Q_{\text{H}}^{\text{P}}}, \quad (69)$$

Где $Q_{\text{отп}}$ – отпуск тепла потребителям от ТЭЦ;
 $\eta_{\text{ка}}$ – КПД котельного цеха ТЭЦ нетто;

Q_{H}^{P} - теплота сгорания топлива.

Предварительный расход топлива на электроэнергию можно найти так:

$$B'_{\text{Э.Э.}} = B_{\text{ТЭЦ}} - B'_{\text{Т.Э.}}, \quad (70)$$

Где $B_{\text{ТЭЦ}}$ – суммарный расход топлива на ТЭЦ;

$B'_{\text{Т.Э.}}$ - расход топлива на производство тепла без учета расхода энергии на собственные нужды.

Уточненный расход топлива на теплоту учитывает дополнительный расход топлива, потраченный на производство

электроэнергии, идущий на собственные нужды для теплоснабжения внешних потребителей:

$$B_{Т.э.} = B'_{Т.э.} + b_{э.э} \mathcal{E}_{сн}^{тэ}, \quad (71)$$

Где $\mathcal{E}_{сн}^{тэ}$ - расход электроэнергии на собственные нужды, связанные с производством теплоты;

$B_{э.э}$ – удельный расход топлива на кВт·ч электроэнергии.

Общий расход электроэнергии на собственные нужды ТЭЦ:

$$\mathcal{E}_{сн} = \mathcal{E}_{сн}^{тэ} + \mathcal{E}_{сн}^{ээ}, \quad (72)$$

Где $\mathcal{E}_{сн}^{ээ}$ - расход электроэнергии на собственные нужды для производства электроэнергии.

Расход электроэнергии на собственные нужды между электроэнергией и теплотой можно распределить следующим образом.

Расход электроэнергии на собственные нужды связанный с производством теплоты.

$$\mathcal{E}_{сн}^{тэ} = \mathcal{E}_{сн}^{пп} \frac{B_{тэ}}{B_{тэц}} + \mathcal{E}_{сн}^{то}, \quad (73)$$

Где $\mathcal{E}_{сн}^{пп}$ - собственные нужды паропроизводящего цеха;

$\mathcal{E}_{сн}^{то}$ - собственные нужды теплофикационного отделения;

$B_{тэ}$ – годовой расход топлива, связанный с производством теплоты;

$B_{тэц}$ – годовой расход топлива на ТЭЦ.

Расход электроэнергии на собственные нужды, связанный с отпуском электроэнергии:

$$\mathcal{E}_{сн}^{ээ} = \mathcal{E}_{сн}^{пп} \frac{B_{тэ}}{B_{тэц}} + \mathcal{E}_{сн}^{то}, \quad (74)$$

При расчете плановой себестоимости электроэнергии и теплоты на ТЭЦ по экономическим элементам, представим все издержки в виде двух составляющих: условнопостоянных ($I_{\text{пост}}$) и условнопеременных ($I_{\text{пер}}$).

Условнопостоянные затраты:

$$I_{\text{пост}} = I_a + I_p + I_{\text{зп}} + I_{\text{пр}}, \quad (75)$$

Где I_a – отчисления на амортизацию;

I_p – затраты на ремонт основных производственных средств;

$I_{\text{зп}}$ – затраты на зарплату;

$I_{\text{пр}}$ – прочие издержки.

Условнопеременные затраты:

$$I_{\text{пер}} = V_{\text{ТЭЦ}} \cdot \Pi_{\text{т.у.т.}}, \quad (76)$$

Где $\Pi_{\text{т.у.т.}}$ – цена тонны условного топлива.

Издержки, относимые на электроэнергию:

$$I_{\text{э.э}} = I_{\text{пост}} \frac{V_{\text{ээ}}}{V_{\text{ТЭЦ}}} + V_{\text{ээ}} \Pi_{\text{т.у.т.}}. \quad (77)$$

Издержки, относимые на теплоту:

$$I_{\text{т.э}} = I_{\text{пост}} \frac{V_{\text{тэ}}}{V_{\text{ТЭЦ}}} + V_{\text{тэ}} \Pi_{\text{т.у.т.}}. \quad (78)$$

$$V_{\text{ТЭЦ}} = V_{\text{тэ}} + V_{\text{ээ}}.$$

Себестоимость 1 отпущенного кВт.ч электроэнергии:

$$C_{\text{ээ}} = \frac{I_{\text{ээ}}}{\mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}} - \mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{ээ}}} = \frac{I_{\text{ээ}}}{\mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}} \left(1 - \frac{\Delta \mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{ээ}}}{100} \right)}, \quad (79)$$

Где $\mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}}$ - годовое производство электроэнергии на ТЭЦ;

$\Delta \mathcal{E}_{\text{СН}}^{\text{ЭЭ}}$ - расход электроэнергии на собственные нужды (%), относимые на генерацию электроэнергии.

Себестоимость теплоты:

$$C_{\text{ТЭ}} = \frac{I_{\text{ТЭ}}}{Q_{\text{отп}}}, \quad (80)$$

Где $I_{\text{ТЭ}}$ - издержки, связанные с отпуском тепла;

$Q_{\text{отп}}$ - объем тепла, отпущенного потребителям.

Расчет себестоимости электроэнергии и теплоты на ТЭЦ по экономическому методу отличается от физического лишь распределением, потребляемого ТЭЦ топлива между электроэнергией и теплотой. В частности, расход топлива на производство электроэнергии рассчитывается через удельный расход топлива на «замыкающей» электростанции.

В действующих условиях для Белорусской энергосистемы такими электростанциями являются Лукомльская и Березовская ГРЭС, а также Минская ТЭЦ-5. С вводом мощных современных парогазовых установок «замыкающие» конденсационные блоки будут вытеснены агрегатами ПГУ.

Расход топлива на электроэнергию по «экономическому» методу:

$$B_{\text{ЭЭ}} = \mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}} b_{\text{ЭЭ}}^3, \quad (81)$$

Где $b_{\text{ЭЭ}}^3$ - удельный расход топлива «замыкающий» КЭС $(0,319 \frac{\text{кг} \cdot \text{т.}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}})$.

Расход топлива на производство теплоты по экономическому методу:

$$B_{\text{ТЭ}} = B_{\text{ТЭЦ}} - B_{\text{ЭЭ}}. \quad (82)$$

Распределение условно-постоянных затрат между электроэнергией и теплотой, а также расчет себестоимости производятся аналогично «физическому методу».

Для определения результатов производственно-хозяйственной деятельности предприятий обычно используют показатель объема производства, который, будучи помноженным 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 произведенной продукции ($\Pi_{\text{вал}}$) – вся продукция, уже произведенная и плюс еще незавершенная ($\Pi_{\text{н}}$), находящаяся на разных стадиях производственного цикла. Аналогом в натуральном выражении в энергетике является величина выработки энергии Эвыр .

Объем отгруженной продукции ($\Pi_{\text{товар}}$) – готовая продукция, предназначенная к реализации (на продажу).

В энергетике (в натуральном выражении) соответствует количество энергии, отпущенное потребителям:

$\Pi_{\text{товар}} = \text{Э}_{\text{отп}}$, т.е. величина выработанной энергии за вычетом собственных нужд и потерь в сетях.

Реализованная продукция (реализация, сумма реализации) ($\Pi_{\text{р}}$) – проданная и оплаченная продукция. Отличается от товарного объема на величину проданной, но неоплаченной продукции (дебиторской задолженности).

В энергетике сумма неплатежей складывается главным образом из абонентской задолженности.

Чистая продукция ($\Pi_{\text{чп}}$) включает фонд оплаты труда ($\text{ФОТ} = \text{И}_{\text{фот}}$) и прибыль (m):

$$\Pi_{\text{чп}} = \text{И}_{\text{фот}} + m. \quad (83)$$

Чистая продукция - показатель, характеризующий объём производства на предприятии в стоимостном выражении за определённый период. Чистая продукция в отличие от валовой продукции лучше отражает объём производства данного предприятия за счёт того, что не учитывает двойной счёт потреблённых в процессе

производства сырья, материалов, топлива, энергии, а также амортизации основных фондов. Чистая продукция может быть определена двумя способами:

- как произведенная продукция за вычетом материальных затрат и амортизационных отчислений;
- как сумма заработной платы работников, чей труд затрачен на создание продукции, и прибыли предприятия от продажи произведенного товара.

По своему экономическому смыслу чистая продукция представляет собой аналог национального дохода на уровне предприятия. С точки зрения образования стоимости чистая продукция представляет собой вновь созданную в отраслях материального производства стоимость. Сумма чистой продукции всех отраслей материального производства составляет национальный доход общества. За рубежом показатель чистой продукции применяется как для характеристики объёма производства на данном предприятии, так и в отдельных отраслях народного хозяйства.

Следует отметить, что фонд оплаты труда ($I_{\text{фот}}$) не равен издержкам по зарплате $I_{\text{зп}}$, поскольку в нем кроме основной, дополнительной зарплаты и премий, оплачиваемых за счет себестоимости, содержится также премиальный фонд, образуемый из прибыли.

Чистая продукция отличается от суммы реализации на величину материальных затрат, равных издержкам производства без стоимости рабочей силы, $I_{\text{зп}}$ (статья по заработной плате в составе годовых издержек). Материальные затраты выражаются формулой:

$$M = I - I_{\text{зп}} \quad (84)$$

1.6 ОБЪЕМ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОДУКЦИИ В ЭНЕРГЕТИКЕ

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

$$P_p = \mathcal{E}1T_1 + \mathcal{E}2T_2 + \mathcal{E}3T_3 + \dots \pm A + Y, \quad (85)$$

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

$$P_p = \mathcal{E}T_{\mathcal{E}} + QT_q \pm A + Y, \quad (86)$$

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. Она вычисляется в большинстве случаев как разность между суммой реализации (Π_p) и издержками (И) или как разность между рыночной ценой (Ц) и себестоимостью (с), умноженной на объем производства (Q):

$$\Pi = \Pi_p - И = (Ц - с)Q, \quad (87)$$

где Π –прибыль.

Действующий в условиях товарно-денежных (рыночных) отношений закон максимальной прибыли 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 РБ 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. И, 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 не могут, как правило, 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 главным для повышения эффективности производства 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, остающаяся у производителя после реализации продукции, т.е. 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.

1.7 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРИ КОМБИНИРОВАННОМ ПРОИЗВОДСТВЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Комбинированная схема энергоснабжения (ТЭЦ).

Постоянные годовые издержки:

$$И_{\text{пост}}^{\text{ТЭЦ}} = 1,3 \left(1,2 \frac{K_{\text{ТЭЦ}} N_a}{100} + k_{\text{шт}} N_{\text{ТЭЦ}} Z_{\text{сг}} \right), \quad (88)$$

Где n_a – норма амортизационных отчислений для ТЭЦ;

$K_{\text{ТЭЦ}}$ – штатный коэффициент для ТЭЦ, чел/ МВт;

$Z_{\text{сг}}$ – среднегодовая заработная плата с начислениями, у.е./чел.год;

1,2 – коэффициент, учитывающий издержки на текущий ремонт;

1,3 – коэффициент, учитывающий общехозяйственные расходы;

$K_{\text{шт}}$ – штатный коэффициент;

$N_{\text{ТЭЦ}}$ – мощность ТЭЦ;

$Z_{\text{сг}}$ – среднегодовая зарплата с начислениями.

Годовой расход тепла на производство электроэнергии:

$$Q_{\text{э}} = \sum_{i=1}^n (Q_{\text{ти}} - (Q_{\text{тхоi}} + Q_{\text{тфоi}})) \text{ МВт.}, \quad (89)$$

Где $Q_{\text{ти}}$ – годовой расход тепла на турбину;

$Q_{\text{тхоi}}$ – годовой отпуск тепла из технологического отбора турбины i ;

$Q_{\text{тфоi}}$ – годовой отпуск тепла из теплофикационного отбора турбины i ;

n – число турбоагрегатов станции.

Годовой расход топлива на производство электроэнергии:

$$B_{\text{э}} = \frac{Q_{\text{э}}}{\eta_{\text{ка}}^{\text{б}} K_{\text{п}}} / \text{Э}_{\text{год}} \left(1 - \frac{\Delta \text{Э}_{\text{сн}}^{\text{ээ}}}{100} \right), \quad (90)$$

Где $\text{Э}_{\text{год}}$ – годовое производство электроэнергии ТЭЦ;

$K_{\text{п}}$ – коэффициент перевода;

$\Delta \mathcal{E}_{\text{СН}}^{\text{ЭЭ}}$ - расход энергии на собственные нужды, связанный с производством электроэнергии;

$\eta_{\text{ка}}^{\text{б}}$ - КПДбрутто котлоагрегата.

Удельный расход теплоты на производство электроэнергии:

$$q_{\text{Э}} = \frac{Q_{\text{Э}}}{\mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}}} \text{ Гкал / МВт. ч.}, \quad (91)$$

Где $\mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}}$ - годовое производство электроэнергии на ТЭЦ.
Удельный расход топлива на производство электроэнергии:

$$b_{\text{ЭЭ}} = \frac{B_{\text{Э}}}{\mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}}}, \text{ ту.т. / МВт. ч.} \quad (92)$$

Годовой расход топлива на производство теплоты:

$$B_{\text{ТЭ}} = B_{\text{ТЭЦ}} - B_{\text{Э}} + \Delta \mathcal{E}_{\text{СН}}^{\text{ТЭ}} b_{\text{ЭЭ}} \text{ ту.т.}, \quad (93)$$

Где $\Delta \mathcal{E}_{\text{СН}}^{\text{ТЭ}}$ - расход электроэнергии на собственные нужды, МВт, связанный с производством теплоты;

$B_{\text{Э}}$ - удельный расход топлива на производство электроэнергии.

удельный расход топлива на производство теплоты:

$$b_{\text{ТЭ}} = \frac{B_{\text{ТЭ}}}{Q_{\text{ТХ}} + Q_{\text{ТФ}}} \text{ ту.т. / Гкал}, \quad (94)$$

Где $Q_{\text{ТХ}}$ - годовой отпуск тепла от ТЭЦ технологическим потребителям;

$Q_{\text{ТФ}}$ - годовой отпуск тепла от ТЭЦ на теплофикацию.

КПДТЭЦ по отпуску теплоты:

$$\eta_{\text{ЭЭ}} = \frac{0,123}{b_{\text{ТЭ}}} \quad (95)$$

Кпд ТЭЦ по отпуску электроэнергии :

$$\eta_{\text{ТЭ}} = \frac{0,143}{b_{\text{ЭЭ}}}, \quad (96)$$

Доля условно – постоянных годовых издержек, относимая на производство электроэнергии:

$$I_{\text{Пос}}^{\text{ЭЭ}} = \frac{I_{\text{Пос}}^{\text{ТЭЦ}} V_{\text{Э}}}{V_{\text{ТЭЦ}}} \text{ у.е.}, \quad (97)$$

Где $I_{\text{Пос}}^{\text{ТЭЦ}}$ - постоянные издержки ТЭЦ.

Доля условно – постоянных годовых издержек, относимая на производство теплоты:

$$I_{\text{Пос}}^{\text{ТЭ}} = \frac{I_{\text{Пос}}^{\text{ТЭЦ}} V_{\text{ТЭ}}}{V_{\text{ТЭЦ}}} \text{ у.е.} \quad (98)$$

Себестоимость 1 кВт на шинах ТЭЦ:

$$C_{\text{ЭЭ}} = I_{\text{Пос}}^{\text{ЭЭ}} + V_{\text{Э}} \text{ Ц}_{\text{ту.т.}}, \quad (99)$$

Где $\text{ц}_{\text{ту.т}}$ - цена условного топлива на складе станции, у.е./ту.т.

$$\text{Ц}_{\text{ту.т.}} = \frac{(\text{Ц}_{\text{ТНТ}} + \text{Т}_{\text{ЖД}}) \cdot 29300}{Q_{\text{Н}}^{\text{р}}} \text{ у.е.} \quad (100)$$

Где $\text{Ц}_{\text{ТНТ}}$ - цена натурального топлива, определяемая по прейскуранту;

$\text{Т}_{\text{ЖД}}$ - тариф на перевозку 1 тн. натурального топлива;

Q_H^P - теплотворная способность сжигаемого топлива, кДж/кг.

Топливная составляющая себестоимости электроэнергии на шинах ТЭЦ:

$$C_{\text{ЭЭ}}^T = b_{\text{ЭЭ}} \Pi_{\text{ТУ.Т.}} \text{ у.е. / кВт} \cdot \text{ч.} \quad (101)$$

Себестоимость 1 ГДж тепла, отпущенного от коллектора ТЭЦ:

$$C_{\text{ТЭ}} = \frac{I_{\text{пос}}^{\text{ТЭ}} + I_{\text{Т}}^{\text{ТЭ}}}{Q_{\text{ТХ}} + Q_{\text{ТФ}}} \text{ у.е. / Гкал.} \quad (102)$$

$$I_{\text{Т}}^{\text{ТЭ}} = V_{\text{ТЭ}} \Pi_{\text{ТУ.Т.}} \quad (103)$$

Топливная составляющая себестоимости теплоты на коллекторах ТЭЦ:

$$C_{\text{Т}}^{\text{ТЭ}} = b_{\text{ТЭ}} \Pi_{\text{ТУ.Т.}} \text{ у.е. / Гкал.} \quad (104)$$

Удельные приведенные затраты в комбинированную схему на производство электроэнергии:

$$z_{\text{ЭЭ}} = \frac{z_{\text{ТЭЦ}} V_{\text{Э}}}{V_{\text{ТЭЦ}} \Theta_{\text{ТЭЦ}}} \text{ у.е. / МВт} \cdot \text{ч.}, \quad (105)$$

Где $z_{\text{ТЭЦ}}$ - приведенные затраты на сооружение ТЭЦ;

$V_{\text{ТЭЦ}}$ - суммарный расход топлива на ТЭЦ ($V_{\text{Э}} + V_{\text{ТЭ}} = V_{\text{ТЭЦ}}$).

Удельные приведенные затраты в ТЭЦ на отпуск теплоты:

$$z_{\text{ТЭ}} = \frac{z_{\text{ТЭЦ}} V_{\text{ТЭ}}}{V_{\text{ТЭЦ}} (Q_{\text{ТХ}} + Q_{\text{ТФ}})} \text{ у.е. / Гкал.} \quad (106)$$

Показатель фондоотдачи ТЭЦ:

$$K_{\text{фо}} = \frac{\Pi_{\text{ээ}}^{\text{н}} \mathcal{E}_{\text{тэц}} + \Pi_{\text{тэ}}^{\text{н}} (Q_{\text{тх}} + Q_{\text{тф}})}{K_{\text{тэц}}} \text{ у.е.}, \quad (107)$$

Где $\Pi_{\text{ээ}}^{\text{н}}$, $\Pi_{\text{тэ}}^{\text{н}}$ - неизменные цены на электроэнергию и теплоту, у.е./кВт ч, у.е./Гкал;

$K_{\text{тэц}}$ – капиталовложение в ТЭЦ.

Показатель фондовооруженности ТЭЦ :

$$K_{\text{фо}} = \frac{K_{\text{тэц}}}{N_{\text{тэц}} k_{\text{шт}}} \text{ у.е./ чел}, \quad (108)$$

Где $n_{\text{тэц}}$ – мощность ТЭЦ;

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

1.8 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА КЭС

Постоянные годовые издержки КЭС :

$$I_{\text{пост}}^{\text{кэс}} = 1,3 \left(\frac{1,2 K_{\text{кэс}} N_{\text{а}}}{100} + K_{\text{шт}} N_{\text{кэс}} Z_{\text{сг}} \right) \text{ у.е./год}, \quad (109)$$

где $n_{\text{а}}$ - норма амортизационных отчислений для КЭС;

$K_{\text{шт}}$ - штатный коэффициент для КЭС, чел/МВт;

$Z_{\text{сг}}$ - среднегодовая заработная плата с начислениями,
у.е./чел·год;

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

$N_{\text{кэс}}$ – мощность КЭС;

1,2 - коэффициент, учитывающий издержки на текущий ремонт;

1,3 - коэффициент, учитывающий общестанционные нужды.

Отпуск электроэнергии определится:

$$\mathcal{E}_{\text{кэс}} = N_{\text{кэс}} h \left(\frac{1 - \Delta \mathcal{E}_{\text{сн}}}{100} \right) \text{ МВт} \cdot \text{ч} / \text{год}, \quad (110)$$

где $N_{\text{кэс}}$ – мощность КЭС, МВт;

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

h – годовое число часов использования установленной мощности.

Полный расход тепла на производство электроэнергии турбогенератором

$$Q_{\mathcal{E}} = Q_{\text{т}} \left(1 \pm \frac{\Delta \Pi}{100} \right) \text{ Гкал}, \quad (111)$$

где $\Delta \Pi$ - показатель, учитывающий отклонение параметров от номинальных, принимается в пределах 1 ... 1,5% ;

$Q_{\text{т}}$ – расход тепла на турбину КЭС.

Удельный расход тепла на турбоагрегат:

$$q_T = \frac{Q_{\text{э}}}{\text{Э}_i + \text{Э}_{\text{ПТН}}} \text{ Гкал / МВт.ч,} \quad (112)$$

Где $\text{Э}_{\text{ПТН}}$ - приведенное производство электроэнергии на привод питательного турбонасоса;

Э_i - годовое производство электроэнергии i -ым турбогенератором.

КПД турбоустановки:

$$\eta_T = \frac{3600}{q_T}, \% \quad (113)$$

Кпд КЭС по отпуску электроэнергии:

$$\eta_T = \frac{0,123}{b_{\text{ээ}}}, \quad (114)$$

Где $b_{\text{ээ}}$ - удельный расход топлива на производство электроэнергии.

Топливная составляющая себестоимость электроэнергии на КЭС:

$$C_{\text{ээ}}^T = b_{\text{ээ}} \text{Ц}_{\text{ТУТ}}, \text{ у.е. / кВт.ч,} \quad (115)$$

Где $\text{ц}_{\text{ТУТ}}$ - цена тонны условного топлива на складе КЭС.

$$\text{Ц}_{\text{ТУТ}} = \frac{(\text{Ц}_{\text{ТНГ}} + T_{\text{ЖД}}) \cdot 29300}{Q_{\text{Н}}} \text{ у.е./т.тут.} \quad (116)$$

Себестоимость 1 кВт.ч на шинах КЭС:

$$C_{\text{ээ}} = C_{\text{ээ}}^T + \frac{I_{\text{ПОС}}^{\text{КЭС}}}{\text{Э}_{\text{КЭС}}} \text{ у.е./кВт.ч,} \quad (117)$$

Где $C_{\text{ЭЭ}}^T$ - топливная составляющая себестоимости электроэнергии;

$I_{\text{Пос}}^{\text{КЭС}}$ - постоянные издержки КЭС.

Удельные приведенные затраты в КЭС на производство электроэнергии:

$$Z_{\text{ЭЭ}} = \frac{E_{\text{Н}} K_{\text{КЭС}} + I_{\text{Пос}}^{\text{КЭС}} + I_{\text{Пер}}^{\text{КЭС}}}{\text{Э}_{\text{КЭС}}} \quad \text{у.е./МВт.ч, (118)}$$

Где $E_{\text{Н}}$ – коэффициент эффективности;

$K_{\text{КЭС}}$ – капиталовложение в КЭС;

$I_{\text{Пер}}^{\text{КЭС}}$ – переменная издержка КЭС.

Показатель фондоотдачи КЭС:

$$K_{\text{фо}} = \frac{\Pi_{\text{ЭЭ}}^{\text{Н}} \text{Э}_{\text{КЭС}}}{K_{\text{КЭС}}}, \quad (119)$$

Где $\Pi_{\text{ЭЭ}}^{\text{Н}}$ – средний тариф на электроэнергию.

Показатель фондовооруженности КЭС:

$$K_{\text{фв}} = \frac{K_{\text{КЭС}}}{N_{\text{КЭС}} k_{\text{шт}}}, \quad (120)$$

Где $n_{\text{КЭС}}$ – мощность КЭС;

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

1.9 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ КОТЕЛЬНОЙ

Постоянные годовые издержки котельной:

$$И_{\text{пос}}^{\text{кот}} = 1,3 \left(1,1 K_{\text{кот}} \frac{H_a}{100} + k_{\text{шт}} Q_{\text{кот}}^{\text{ч}} z_{\text{сг}} \right) \text{ у. е./год}, \quad (121)$$

H_a – норма амортизационных отчислений для котельных;

$K_{\text{шт}}$ – штатный коэффициент котельной, чел/МВт;

$Q_{\text{кот}}^{\text{ч}}$ – суммарная часовая теплопроизводительность котельной;

$K_{\text{кот}}$ – капиталовложения в котельную;

$z_{\text{сг}}$ – среднегодовая зарплата с начислениями, у. е./чел.

Газовый отпуск тепла от котельной:

$$Q_{\text{кот}} = \sum_{i=1}^L Q_{\text{пк}i} + \sum_{j=1}^M Q_{\text{вк}j} = Q_{\text{тх}} + Q_{\text{тф}}, \quad (122)$$

$Q_{\text{пк}i}$ – годовой отпуск тепла от паровых котлов;

$Q_{\text{вк}j}$ – годовой отпуск тепла от водогрейных котлов;

$Q_{\text{тх}}$ – годовой отпуск тепла технологическим потребителям;

$Q_{\text{тф}}$ – годовой отпуск тепла теплофикационным потребителям;

L – число паровых котлов;

M – число водогрейных котлов.

Удельные капиталовложения в котельную:

$$k = \frac{K_{\text{кот}}}{Q_{\text{тх}}^{\text{ч}} + Q_{\text{тф}}^{\text{ч}}} \text{ у. е./Гкал}, \quad (123)$$

Где $Q_{\text{тх}}^{\text{ч}}$ – часовой отпуск тепла котельной паровыми котлами;

$Q_{\text{тф}}^{\text{ч}}$ – часовой отпуск тепла котельной водогрейными котлами.

Удельный расход топлива на производство теплоты:

$$b_{ТЭ} = \frac{B_{кот}}{Q_{ТХ} + Q_{Тф}} \quad \text{кг у.т./Гкал}, \quad (124)$$

Где $B_{кот}$ – годовой расход топлива котельной.

КПД котельной по отпуску теплоты:

$$\eta_{ТЭ} = \frac{143}{b_{ТЭ}} \quad (125)$$

Топливная составляющая себестоимости теплоты на коллекторах котельной:

$$C_{ЭЭ}^T = b_{ТЭ} \Pi_{Тут} \quad \text{у.е./Гкал}, \quad (126)$$

Где $\Pi_{Тут}$ – цена тонны условного топлива на складе котельной.

$$\Pi_{Тут} = \frac{29300(\Pi_{Тнг} + T_{жд})}{Q_H^p} \quad (127)$$

Себестоимость 1 Гкал тепла, отпущенного от коллекторов котельной:

$$C_{ТЭ} = C_{ТЭ}^T + \frac{I_{пос}}{Q_{ТХ} + Q_{Тф}} \quad \text{у.е./Гкал}, \quad (128)$$

Где $I_{пос}$ – постоянные издержки котельной;

$C_{ТЭ}^T$ – топливная составляющая себестоимости теплоты.

Удельные приведенные затраты в котельную на производство теплоты:

$$Z_{ТЭ} = \frac{e_n K_{кот} + I_{пос} + B_{кот} \Pi_{Тут}}{Q_{ТХ} + Q_{Тф}} \quad \text{у.е./Гкал}, \quad (129)$$

Где e_n – коэффициент эффективности.

Показатель фондоотдачи котельной:

$$K_{\text{фо}} = \frac{\Pi_{\text{ТЭ}}^{\text{H}} (Q_{\text{ТХ}} + Q_{\text{ТФ}})}{K_{\text{кот}}}, \quad (130)$$

Где $\Pi_{\text{ТЭ}}^{\text{H}}$ - средний тариф на теплоту.

Показатель фондовооруженности котельной:

$$K_{\text{фв}} = \frac{K_{\text{кот}}}{k_{\text{шт}} Q_{\text{кот}}} \quad \text{у.е. / чел} \quad (131)$$

1.10 ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ИЗДЕРЖКИ ПРОИЗВОДСТВА НА АЭС

Процесс производства энергии на атомных электростанциях требует текущих затрат, которые называются эксплуатационными издержками. Они представляют собой денежное выражение трудовых и материальных затрат, связанных с производством и реализацией продукции. Эксплуатационные издержки формируют себестоимость производства энергии – важный качественный показатель работы АЭС. В себестоимости находят отражение все стороны производственной деятельности предприятия: уровень использования основных средств, степень механизации и автоматизации производственных процессов, эффективность использования ядерного топлива, уровень организации производства и производительность труда.

Ежегодные издержки производства, связанные с эксплуатацией атомных электростанций, складываются из тех же составляющих, что и для ТЭС. В общем виде они могут быть представлены выражением (руб./год):

$$I_{\text{аэс}} = I_{\text{ам}} + I_{\text{з.п.}} + I_{\text{т.р.}} + I_{\text{пр}} + I_{\text{т}}$$

Где $I_{\text{ам}}$ – амортизационные отчисления на капитальный ремонт и реновацию; $I_{\text{з.п.}}$ – заработная плата производственного персонала; $I_{\text{т.р}}$ – стоимость текущих ремонтов; $I_{\text{пр}}$ – прочие эксплуатационные издержки; $I_{\text{т}}$ – годовые расходы на ядерное топливо.

Однако структура эксплуатационных издержек АЭС существенно отличается от ТЭС, работающих на органическом топливе. Топливная составляющая годовых расходов АЭС находится в пределах 15–30 %, тогда как на ТЭС – 50–60 %. Годовые амортизационные отчисления на АЭС достигают 70 % от суммарных эксплуатационных расходов.

Амортизационные отчисления предназначены для полного восстановления и капитального ремонта основных средств АЭС. Они рассчитываются исходя из стоимости основных средств, их структуры и нормы амортизационных отчислений:

$$I_{\text{ам}} = \sum_i a_i K_i = a_{\text{ам}} K$$

Где K_i и a_i – стоимость i -й группы основных средств и соответствующая им норма амортизационных отчислений; $a_{\text{ам}}$ – средняя норма амортизационных отчислений на АЭС, принимается равной 6–8 %.

Заработная плата (основная и дополнительная) с начислениями на социальное страхование включает заработную плату всего персонала АЭС. Для конкретных предприятий в условиях их эксплуатации она определяется исходя из штатного расписания АЭС и годового фонда заработной платы. В условиях проектных и плановых расчетов используется укрупненный метод:

$$I_{\text{зп}} = t \phi N_y \alpha_c \alpha_{\text{пр}}$$

Где t – штатный коэффициент, чел./мвт; ϕ – среднегодовой фонд заработной платы, отнесенный на одного человека, руб.; N_y – установленная мощность АЭС, МВт; α_c и $\alpha_{\text{пр}}$ – коэффициенты, учитывающие отчисления на социальное страхование и прочие расходы.

Стоимость текущих ремонтов и прочие эксплуатационные расходы обычно выражают в долях от амортизационных отчислений. Для укрупненных расходов используются зависимости

$$\begin{aligned} I_{\text{т.р}} &\approx 0,2 u_{\text{ам}}; \\ I_{\text{пр}} &\approx 0,35 u_{\text{ам}} \end{aligned}$$

Поскольку $I_{\text{ам}}$, $I_{\text{т.р}}$, $I_{\text{пр}}$ в конечном счете определяются капитальными вложениями в АЭС, а удельный вес заработной платы в общих эксплуатационных издержках не превышает 10 %, суммарные издержки производства на АЭС можно представить в виде (руб./год)

$$I_{\text{аэс}} = 1,1(a_{\text{ам}} + a_{\text{т.р}} + a_{\text{пр}}) K + I_{\text{т}},$$

или

$$I_{\text{аэс}} = 1,1(1,55 a_{\text{ам}} K) + I_{\text{т}}.$$

Годовые издержки на топливо (I_T) – переменная составляющая общих эксплуатационных расходов АЭС. Они зависят от вида топлива, используемого в атомных реакторах (природный уран, обогащенный уран, торий), степени обогащения топлива, стоимости изготовления топливных элементов, характера топливного цикла АЭС и режимов работы АЭС.

Рассмотрим методику определения годовых издержек на топливо для АЭС, работающих по различным топливным циклам.

1. Топливные издержки при работе АЭС по разомкнутому циклу, т. е. без повторного использования, облученного горючего, годовые издержки на топливо составят

$$I_T = (C_T + C_{XP})B,$$

Где C_T – цена топлива рабочего обогащения, в основе формирования которой учтены затраты на добычу исходного топлива, обогащение, изготовление твэлов и транспортные расходы, руб./кг; C_{XP} – стоимость хранения отработавшего топлива, руб./кг; $B = B_A/T_A$ – годовой расход ядерного топлива в режиме нормальной эксплуатации, B_A – загрузка топлива в активную зону реактора, T_A – рабочая кампания активной зоны, годы.

Годовой расход топлива в реакторах при прочих равных условиях в значительной степени зависит от глубины выгорания – важнейшей характеристики реактора. Для атомных электростанций конденсационного типа с реакторами ВВЭР и РБМК годовой расход топлива определяется зависимостью (т я.г.):

$$B_{AЭС} = \frac{N_y h_y}{24 \alpha_{\text{выг}} \eta_{AЭС}^{\text{HT}}},$$

Где h_y – годовое использование установленной мощности, ч; $\alpha_{\text{выг}}$ – средняя глубина выгорания, МВт·сут/т; $\eta_{AЭС}^{\text{HT}}$ – КПД АЭС с учетом расхода энергии на собственные нужды (нетто).

Для атомных ТЭЦ (АТЭЦ) годовой расход топлива (т я. г.)

$$B_{AЭС} = \frac{Q_T h_T}{24 \alpha_{\text{выг}} \eta_T^{\text{HT}}},$$

Где q_T – тепловая мощность реакторов АТЭЦ; h_T – годовое использование тепловой мощности, ч; η_T – КПД, учитывающий потерю тепла в схеме АТЭЦ; $\eta_T^{\text{HT}} \sim 0,9$; $\alpha_{\text{выг}}$ – гДж/кг – глубина выгорания.

Из приведенных зависимостей следует, что для АЭС с реакторами на тепловых нейтронах годовой расход топлива снижается пропорционально росту глубины выгорания. При этом уменьшаются не только затраты на исходное топливо, но и издержки по хранению отработавшего топлива.

1.11. ОСОБЕННОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СЕБЕСТОИМОСТИ ЭНЕРГИИ НА АЭС

Себестоимость производимой продукции определяется отношением всех эксплуатационных издержек к количеству отпущенной за рассматриваемый период энергии. Себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии, отпущенной от АЭС, составит (руб./кВт·ч):

$$s_{\text{э}}^{\text{HT}} = \frac{I_{\text{АЭС}}}{N_{\text{y}} h_{\text{y}} (1 - k_{\text{с.н}})}.$$

Издержки производства АЭС условно разделяют на переменные и постоянные. К условно-переменным относят затраты на топливо (I_{T}), к постоянным – все остальные эксплуатационные расходы. Последние могут быть выражены в долях от капиталовложений (aK). Тогда и себестоимость производства энергии на АЭС конденсационного типа можно представить в виде двух составляющих: постоянной ($S_{\text{T.C}}$) и переменной (S_{K})

$$s_{\text{э}}^{\text{HT}} = \frac{aK + I_{\text{T}}}{N_{\text{y}} h_{\text{y}} (1 - k_{\text{с.н}})} = s_{\text{к}} + s_{\text{T.C}}.$$

При увеличении годовой выработки энергии происходит снижение постоянной (капитальной) составляющей себестоимости.

Расход топлива, относимый на производство электроэнергии, составит

$$B_{\text{э}} = e_{\text{атэц}} - e_{\text{T}}.$$

Себестоимость 1 кВт·ч (руб./кВт·ч) и 1 ГДж (руб./ГДж), отпущенных от АТЭЦ, определится по формулам

$$s_{\text{э}}^{\text{HT}} = \frac{I_{\text{э}}}{W_{\text{отп}}};$$

$$s_{\text{T}}^{\text{HT}} = \frac{I_{\text{T}}}{Q_{\text{отп}}}.$$

Структура основных затрат в себестоимости энергии по отдельным типам электростанций представлена в таблице 1.11.1

Таблица 1.11.1 – Структура основных затрат в себестоимости энергии

| Статья затрат, % | ТЭС | АЭС | ГЭС |
|-------------------------|------------|------------|------------|
| Топливо | 50-60 | 15-30 | - |
| Амортизация | 28-18 | 70-60 | 80-85 |
| Зарплата | 10-6 | 10-7 | 6-8 |
| Прочие | 12-6 | 5-3 | 14-7 |

Сопоставление структуры себестоимости электроэнергии, произведенной на ТЭС на органическом топливе и на АЭС, проведено при одинаковом годовом режиме. Постоянная, или “капитальная” составляющая ежегодных издержек оказывается существенной (до 80 %) и в значительной степени определяет себестоимость производства энергии АЭС. Поэтому снижение стоимости основных средств АЭС – одна из главных задач повышения эффективности атомной энергетики. На топливную составляющую себестоимости энергии АЭС влияют характеристика топливного цикла, параметры пара, глубина выгорания топлива и другие факторы, определяющие удельные расходы топлива

1.12 ИНВЕСТИЦИОННОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ

Инвестиции – это все виды средств, вкладываемых в хозяйственную деятельность с целью получения доходов.

Экономическое определение инвестиции – это расходы на создание, расширение, реконструкцию и перевооружение основного капитала.

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. Применявшаяся в социалистической экономике оценка эффективности капиталовложений 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. Измерение относительной эффективности вариантов требует соблюдения определенных условий и, прежде всего, тождества народнохозяйственного эффекта сравниваемых вариантов, при этом предполагается выполнение следующих условий.

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, т.е. обеспечивать одинаковый производственный эффект и учитывать все затраты, необходимые для его достижения. Для получения равенства энергетического эффекта (потребители обеспечиваются одинаковым количеством энергии, одинаковых параметров и режимов загрузки оборудования, одинаковой степенью надежности энергосбережения) производится уравнивание вариантов 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.

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:

$$K_2 > K_1; \quad I_2 < I_1 \quad (132)$$

Величина дополнительных капиталовложений:

$$\Delta K = K_2 - K_1 \quad (133)$$

Ежегодная экономия издержек:

$$\Delta I = I_1 - I_2 \quad (134)$$

В качестве критерия оптимальности могут быть взяты максимум экономии на ежегодных расходах:

$$\Xi = \frac{I_1 - I_2}{K_2 - K_1} = \frac{\Delta I}{\Delta K} \rightarrow \max, \quad (135)$$

Либо минимальный срок окупаемости дополнительных капиталовложений:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_2 - K_1}{I_1 - I_2} = \frac{\Delta K}{\Delta I} \rightarrow \min \quad (136)$$

Если известны нормативный срок окупаемости T_H или нормативный коэффициент эффективности E_H , то полученные по выражениям (135) и (136) значения \mathcal{E} и $T_{\text{ок}}$ для оптимального варианта должны отвечать следующим соотношениям:

$$T_{\text{ок}} \leq T_H; \quad \mathcal{E} \geq E_H \quad (137)$$

При прочих равных условиях величину ΔI для предприятия можно рассматривать как экономию издержек, 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, полученный по выражению (136) срок окупаемости надо сравнивать с величиной обратной процентной ставки реинвестирования.

Производя несложные преобразования выражений (135) и (136) с учетом требований (137), можно получить формулу для расчета приведенных затрат:

$$Z_{\text{пр}} = E_H K + I \rightarrow \min, \quad (138)$$

Где E_H – коэффициент эффективности;

K – капиталовложения;

I – годовые эксплуатационные издержки.

Формула приведенных затрат имеет ряд преимуществ перед критерием срока окупаемости:

1. Исключается необходимость ранжирования вариантов по капиталовложениям или издержкам.
2. При близких значениях K_1 и K_2 или I_1 и I_2 получаются более достоверные результаты, т.к. исключаются ошибки, обусловленные свойствами деления.

3. Появляется возможность экономической оптимизации технических параметров на основе определения минимума функциональной зависимости:

$$Z_{\text{пр}}(x) = E_{\text{н}} K(x) + И(x) \rightarrow \min, \quad (139)$$

Где $k(x)$, $и(x)$ – изменение капиталовложений и ежегодных издержек от величины оптимизируемого параметра (x) .

В условиях рыночной экономики разработаны и широко применяется арсенал других методов оценки эффективности инвестиционных проектов. В частности, оценка общей экономической эффективности может осуществлять с помощью критерия чистой дисконтированной стоимости дохода (ЧДД), на основе которого сравнивается стоимость будущих доходов 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:

$$\text{ЧДД} = - \sum_{t=0}^{t=T_{\text{стр}}} \frac{K_t}{(1+r)^t} + \sum_{t=T_{\text{стр}}}^{t=T_{\text{сл}}} \frac{\Pi_t}{(1+r)^t} \rightarrow \max, \quad (140)$$

Где K_t – капиталовложения в год t ;

Π_t – прибыль в год t ;

r – ставка дисконтирования;

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

$T_{\text{сл}}$ – срок службы оборудования.

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:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{t=T_{\text{сл}}} \frac{\Pi_t}{(1+r)^t} \quad (141)$$

Чистый поток реальных денег можно определить по выражению:

$$\Pi_t = \text{ЧП}_t + \text{И}_{\text{ам}t} - \text{И}_{\text{фт}t} - \text{К}_t - \Delta\text{С}_{\text{об}t}, \quad (142)$$

Где ЧП_t - чистая прибыль в год t ;

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

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

К_t - капиталовложения в год t ;

$\Delta\text{С}_{\text{об}t}$ - прирост оборотных средств в год t .

Чистая прибыль в год t :

$$\text{ЧП}_t = \sum P_i Q_{it} - \text{И}_t - \text{Н}_{\text{ПР}t}, \quad (143)$$

Где P_i - цена i -ой продукции;

Q_{it} - объем реализации i -ой 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 издержки производства можно определить по экономическим элементам:

$$\text{И}_t = \text{И}_{\text{ам}} + \text{И}_P + \text{И}_{\text{ЗП}} + \text{И}_{\text{пот}} + \text{И}_{\text{пр}}, \quad (144)$$

Где И_P - затраты на ремонт и обслуживание;

$\text{И}_{\text{ЗП}}$ - затраты на оплату труда;

$\text{И}_{\text{пот}}$ - затраты на сырье (потери энергии);

$I_{\text{пр}}$ – прочие затраты;

$I_{\text{ам}}$ – издержки на амортизацию.

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, т.е.

$$r_p = r_n - r_{\text{инф}}, \quad (145)$$

где r_n - 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, т.е. То значение нормы дисконта, при котором ЧДД равен 0. Эта норма дисконта и есть внутренняя норма доходности. Внутреннюю норму доходности можно найти путем решения уравнения:

$$\sum_{t=0}^{t=T_{\text{стр}}} \frac{K_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=T_{\text{стр}}}^{t=T_{\text{сл}}} \frac{\Pi_t}{(1+r)^t}, \quad (146)$$

где r является искомой величиной, т.е. $r = E_{\text{вн}}$;

$T_{\text{стр}}$ – период строительства;

$T_{\text{сл}}$ – расчетное время службы (расчетный период амортизации).

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

Интерпретационный смысл показателя $E_{\text{вн}}$ 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 собственно 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.

Критериями принятия решения являются:

- ЧДД > 0 ;
- $E_{\text{вн}}$ $>$ ставки дисконтирования;
- динамический срок окупаемости должен быть 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 высокой их 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 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.

Срок окупаемости служит для определения степени рисков реализации проекта и ликвидности инвестиций. Различают простой срок окупаемости и динамический. Простой срок окупаемости проекта - это период времени, 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. Расчет динамического срока окупаемости проекта осуществляется по накопительному дисконтированному чистому потоку наличности. Дисконтированный срок окупаемости в отличие от простого учитывает стоимость капитала и показывает реальный период окупаемости.

Капитальные вложения в элементы системы электроснабжения могут определяться по укрупненным показателям стоимости с учетом изменения оптовых цен на промышленную продукцию в данный период времени.

Ежегодные издержки и, связанные с эксплуатацией электрооборудования и сетей, определяются как:

$$И = И_{ам} + И_{экс} + И_{пот}, \quad (148),$$

Где $И_{ам}$ - амортизационные отчисления;

$И_{экс}$ - эксплуатационные расходы;

$I_{\text{пот}}$ - стоимость потерь электрической энергии.

Составляющие издержек:

$$I_{\text{ам}} = \frac{\alpha_{\text{на}}}{100} K \quad (149)$$

$$I_{\text{экс}} = \frac{\alpha_{\text{экс}}}{100} K \quad (150)$$

$$I_{\text{пот}} = \Delta \mathcal{E}_{\text{год}} \beta_{\text{ср}}, \quad (151)$$

Где $\alpha_{\text{на}}$ - норма амортизационных отчислений, %;

$\alpha_{\text{экс}}$ - норма эксплуатационных расходов, %;

$\Delta \mathcal{E}_{\text{год}}$ - годовая величина потерь электроэнергии, кВт.ч.;

$\beta_{\text{ср}}$ - средний тариф платы за кВт.ч., руб./кВт.ч;

K – капиталовложения.

Стоимость воздушной или кабельной линии определяется по удельной стоимости одного км (ВЛ, КЛ), зависящей от напряжения, сечения, материала, климатического района, способа прокладки и других факторов.

В общем виде можно записать:

$$K_{\text{ВЛ,КЛ}} = K_{\text{уд}} l \left(1 + \sum_{i=1}^S \gamma_i \right), \quad (152)$$

Где $k_{\text{уд}}$ - удельная стоимость (руб./км);

l - длина линии (км);

γ_i – i -тый коэффициент, учитывающей отклонение фактических условий сооружения линии от нормативных;

S – число ЛЭП.

Стоимость трансформаторной подстанции при укрупненных расчетах определяется по формуле:

$$K_{\text{ТП}} = K_{\text{пост}} + K_{\text{T}} + K_{\text{ору}} + K_{\text{зру}} + K_{\text{ку}}, \quad (153)$$

Где $K_{\text{пост}}$ - постоянная часть затрат;

K_T - стоимость трансформаторов;

$K_{ору}$ - стоимость открытого распределительного устройства;

$K_{зру}$ - стоимость закрытого распределительного устройства;

$K_{ку}$ - стоимость компенсирующих установок.

Стоимость ОРУ и ЗРУ включает затраты на выключатели, ТТ и ТН, разрядники, шины, силовые и контрольные кабели, приборы и средства автоматики, а также строительную часть и монтаж.

Постоянная часть затрат $K_{пост}$ включает стоимость зданий, оборудования собственного расхода, аккумуляторной, компрессорной, масляного хозяйства, водоснабжения, теплоснабжения и др.

1.13 СТОИМОСТЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Все потребители электрической энергии подразделяются на девять тарифных групп:

1-я - промышленные и приравненные к ним потребители с присоединенной мощностью 750 кВА и выше;

2-я – промышленные и приравненные к ним потребители с присоединенной мощностью до 750 кВА;

3-я – бюджетные и прочие;

4-я – производственные сельскохозяйственные потребители;

5-я – электрифицированный железнодорожный транспорт;

6-я - электрифицированный городской транспорт;

7-я – непромышленные потребители;

8-я - население;

9-я – населенные пункты.

За присоединенную мощность принимается мощность трансформаторов, преобразующих энергию на рабочее (непосредственно питающее токоприемники) напряжение независимо от места установки этих трансформаторов и наличия ступеней трансформации между ними и головными трансформаторами. Электродвигатели выше 1000 в включаются в присоединительную мощность без мощности трансформаторов, к которым они присоединены.

Одноставочный тариф на электрическую энергию для потребителей

2-й - 9-й групп состоит из платы за каждый кВтч отпущенной активной электроэнергии. По двухставочным тарифам рассчитываются за потребленную энергию потребители 1-й группы.

При двухставочном тарифе плата $P_{ЭЛ}$ за электрическую энергию состоит из двух частей: платы за заявленную потребителем максимальную мощность P_{max} (кВт), участвующую в максимуме нагрузки энергосистемы, и платы за отпущенную потребителю активную электроэнергию \mathcal{E} (кВт.ч).

Заявленная мощность – это наибольшая получасовая мощность, совпадающая по времени с периодом максимальной нагрузки энергосистемы. Таким образом:

$$П_{\text{ЭЛ}} = aP_{\text{max}} + b \cdot \text{Э}, \quad (154)$$

Где a – основная ставка за кВт заявленной максимальной мощности, руб./кВт в год;

b – дополнительная ставка за кВтч электроэнергии, учтенной расчетным счетчиком на стороне первичного напряжения головных абонентских трансформаторов, руб./кВт.ч;

Э – отпущенная потребителям активная электроэнергия;

P_{max} – максимальная мощность.

При установке приборов учета на стороне вторичного напряжения дополнительная ставка умножается на коэффициент 1,025, таким образом учитывается стоимость потерь в трансформаторах ГПП.

На предприятии нет различия между стоимостью кВт.ч полезной и потерянной электроэнергии. При проведении технико-экономических расчетов (ТЭР) их стоимости рассчитываются на основе среднего тарифа $\beta_{\text{ср}}$. Считая максимумы в энергосистеме и на предприятии совпадающими, получим $\beta_{\text{ср}}$, руб./кВт.ч,

$$\beta_{\text{ср}} = \frac{a}{T_{\text{max}}} + b, \quad (155)$$

Где T_{max} – время использования максимума нагрузки предприятия, ч/год.

Необходимо также отметить, что время максимальных потерь τ_{max} может быть определено на основе T_{max} по формуле:

$$\tau_{\text{max}} = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10000}\right)^2 8760 \quad (156)$$

Время использования максимума нагрузки (T_{max}) и время включенного состояния электрооборудования ($T_{\text{В}}$) для промышленных предприятий принимается в зависимости от сменной их работы: при односменной работе T_{max} равно от 1500

до 2000 часов, при двухсменной – от 2500 до 4000, при трехсменной – от 4500 до 6000, при непрерывной – от 6500 до 8000 часов. T_B соответственно имеет следующие значения: 2000, 4000, 8000, 8700 часов.

1.14 РАЗВИТИЕ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В РЕСПУБЛИКЕ БЕЛАРУСЬ

Энергетика является фундаментом развития экономики любого государства. Для Беларуси, экономика которой в начале XXI в. испытывает рост, требуется стабильное и сбалансированное функционирование энергетики в контексте рационализации использования энергоресурсов. Без учета последнего аспекта невозможно обеспечить устойчивое социально-экономическое развития страны. В условиях острой нехватки собственных топливно-энергетических ресурсов, развитие атомной энергетики имеет стратегическое значение в обеспечении энергетической безопасности и экономической независимости.

В настоящее время Республика Беларусь импортирует около 90 % потребляемых в стране энергоресурсов. Так собственная добыча топливно-энергетического сырья в республике составляет 5,6 млн. т. у. т., а потребности составляют около 60 млн. т. у. т. Практически единственным поставщиком энергоресурсов и электроэнергии в нашу страну является Российская Федерация, существенная зависимость от которой подрывает энергетическую безопасность республики.

Следует также учитывать необходимость диверсификации топливного баланса страны и замещения части импортируемых природного газа и нефти, испытывающих ценовой рост на мировом рынке по причине снижения ресурсообеспеченности и роста потребления, альтернативными видами топливно-энергетических ресурсов.

Строительство собственной атомной электростанции позволит снизить зависимость от импорта энергоресурсов и обеспечить республику относительно дешевой электроэнергией. По расчетам Национальной академии наук Беларуси, введение в энергобаланс АЭС суммарной электрической мощностью 2 тыс. МВт позволит удовлетворить около 25 % потребности страны в электроэнергии и приведет к снижению ее себестоимости на 13 % за счет сокращения затрат на покупку нефти, природного газа и угля. Стоимость электричества, произведенного на АЭС, ниже, чем на большинстве электростанций иных типов

О необходимости возведения в Беларуси собственной АЭС специалисты заговорили еще в начале 1997 года. Однако в белорусском обществе к тому времени еще доминировала социальная радиофобия, как результат техногенной катастрофы на ЧАЭС. Институтом социологии Национальной академии наук Беларуси с 2005 г. проводится социологический мониторинг отношения населения республики к возможным путям развития энергетики страны, в том числе ядерной. В 2005 г. на вопрос «Должна ли Беларусь иметь и развивать ядерную энергетику?» получены следующие ответы: «да» - 25,8 %, «нет» - 46,7 %. Результаты аналогичного республиканского опроса, проведенного в декабре 2007 г. - январе 2008 г., показали, что на тот же вопрос уже 54,8 % респондентов на вопрос дали положительный ответ, 23 % - отрицательный. Помимо этого, 41,6 % респондентов уверены, что республика не может обеспечить свою энергобезопасность без развития собственной ядерной энергетики. Очень перспективным считают вариант использования ядерного топлива для развития энергетики Беларуси 58,6 % интервьюируемых. 48,2 % согласны с тем, что строительство белорусской АЭС приведет к повышению конкурентоспособности отечественных товаров. 64,3 % респондентов считают, что в случае возведения собственной АЭС ситуация в топливно-энергетическом комплексе страны немного или существенно улучшится.

Первоначально в Республике Беларусь были намечены для рассмотрения 74 пункта возможного размещения АЭС. Из дальнейшего рассмотрения 20 пунктов были исключены, поскольку они попадали под действие запрещающих факторов, определяемых основными критериями и требованиями к выбору площадок для размещения АЭС. Таким образом, анализу по неблагоприятным факторам, выполненному на основе фондовых и архивных материалов, было подвергнуто 54 пункта. Для сокращения объемов изыскательских работ по намеченным пунктам была создана экспертная комиссия, которая на основании анализа гидрологических, сейсмотектонических, экологических, аэрометеорологических, радиологических, инженерно-геологических факторов, условий землепользования и дополнительных рекогносцировочных полевых работ определила три наиболее перспективных пункта для детального изучения:

Быховский (Могилевская область); Шкловско-Горецкий (Могилевская область); Островецкий (Гродненская область).

В 2006-2008 гг. на указанных пунктах были выделены три площадки: Краснополянская площадка (Быховский пункт); Кукшиновская площадка (Шкловско-Горецкий пункт); Островецкая площадка (Островецкий пункт).

На указанных площадках проводились исследовательские работы с целью выбора приоритетной площадки для строительства АЭС.

Далее в этом пункте будут представлены факторы, согласно которым для строительства была определена Островецкая площадка.

Площадка размещения белорусской АЭС расположена на северо-западе Республики Беларусь. Расстояние центра площадки до границ сопредельных государств: Литовская Республика - 23 км; Латвийская Республика - 110 км; Республика Польша - 200 км.

Определенную политическую проблему приобретает согласование в строительстве АЭС в 50 км от столицы Литвы - г. Вильнюса (население - 560 тыс. чел.). Однако следует учитывать закрытие в 2009 г. Игналинской АЭС эксплуатационной мощностью 1,36 МВт, что превратило экономику Литвы из энергоизбыточной в энергодефицитную и зависимую от импорта энергоносителей с Российской Федерации. Этот политический и экономический аспект вынуждает правительство Литвы к конструктивному диалогу с белорусской стороной, содействующему географической диверсификации литовского импорта электроэнергии.

В результате анализа имеющихся в мире проектов для Белорусской АЭС принят российский проект АЭС-2006 третьего поколения с водо-водяными реакторами (ВВЭР). Поколение 3 - усовершенствованные реакторы повышенной безопасности и надежности. Данный проект соответствует современным международным требованиям по ядерной и радиационной безопасности. На основе усовершенствованных реакторов третьего поколения будет развиваться мировая ядерная энергетика в нынешнем столетии.

Преимуществом проекта Белорусской АЭС по сравнению с другими проектами является то, что основное оборудование и

системы безопасности АЭС опробованы при эксплуатации на действующих АЭС. Ближайший прототип проекта сдан в коммерческую эксплуатацию в 2007 г. в Китае (2 энергоблока). По российским проектам третьего поколения достраиваются два блока в Индии, начато строительство двух блоков в Болгарии и четырех в России.

Согласно российскому законодательству поставляемое российской стороной ядерное топливо после его отработки в реакторе может быть принято для долговременного хранения и последующей переработки на территории Российской Федерации. Реактор мощностью 1 МВт за год работы образует 200 кг твердых ядерных отходов.

Основные целевые технико-экономические характеристики Белорусской АЭС: установленная номинальная мощность энергоблока - 1200 МВт (э); число энергоблоков - 2 шт.; срок службы энергоблока - 50 лет; коэффициент полезного действия (нетто) - 33,9 %; среднегодовой коэффициент готовности к работе на установленной номинальной мощности - 0,92; расход электроэнергии на собственные нужды станции - не более 7,48 % от номинальной мощности.

Импорт топливно-выводящих элементов (ТВЭЛ) для реактора планируется осуществлять с завода ЗАО «Атомпром» г. Электросталь Московской области (Россия), имеющим выгодное транспортно-географическое положение по отношению к размещению Белорусской АЭС.

Собственная АЭС позволит решить ряд стратегически задач социально-экономического развития Беларуси:

1. Будут обеспечены дополнительные гарантии укрепления государственной независимости и экономической безопасности Беларуси. Возведение атомной электростанции позволит снизить потребность государства в импортных энергоносителях почти на треть.

2. Будет снижен уровень использования природного газа в качестве энергоресурса. Ввод в действие АЭС в Беларуси позволит уйти от односторонней зависимости нашей экономики от поставок российского газа и приведет к экономии около 4,5 млн. м³ газа в год.

3. Строительство АЭС в Беларуси рассматривается как вариант диверсификации поставщиков и видов топлива в топливно-энергетическом балансе республики. Включение в топливно-энергетический баланс ядерного топлива значительно повысит надежность энергоснабжения государства.

4. Атомная энергетика открывает новые возможности для развития экономики Беларуси. Строительство АЭС будет способствовать развитию современных наукоемких ядерных и сопутствующих неядерных технологий.

5. Строительство АЭС будет способствовать экономическому и социальному развитию региона ее размещения. Повысится качество жизни населения. Улучшится демографический состав, образовательный и культурный уровень людей.

6. Опыт, приобретенный при строительстве АЭС, в перспективе даст возможность использовать промышленный и кадровый потенциал страны при возведении объектов ядерной энергетики, как в республике, так и за рубежом.

7. Введение в энергобаланс АЭС снизит выбросы парниковых газов в атмосферу. Уменьшение использования органического топлива (прежде всего - природного газа) приведет к сокращению выбросов парниковых газов в атмосферу на 7-10 млн. т в год, что позволит Республике Беларусь получить экономические выгоды в связи с подписанием Киотского протокола к Рамочной конвенции ООН об изменении климата от 11 декабря 1997 г.

Среди основных проблем, с которыми придется столкнуться при строительстве АЭС, наиболее значимыми являются: поиск источников финансирования проекта, проблема организации территории в районе АЭС, обеспечение станции квалифицированным персоналом и обеспечение её безаварийного функционирования, проблема хранения и утилизации ядерных отходов.

Включение в энергобаланс Беларуси ядерного топлива позволит повысить экономическую и энергетическую безопасность страны. Данный факт позволит придать новый толчок развитию экономики республики и улучшить социально-экономическую ситуацию и благосостояние белорусского народа.

1.14.1 Прогнозный вариант топливно-энергетического баланса Республики Беларусь с учетом ввода АЭС

Прогнозные показатели для выполнения технико-экономических расчетов принимались на основании «Государственной комплексной программы основных производственных фондов Белорусской энергетической системы (БЭС), энергосбережение и увеличение доли использования в республике собственных топливно-энергетических ресурсов в 2006-2010 годах», а также в соответствии с прогнозом социально-экономического развития республики. При выполнении расчетов рассматривались варианты развития энергосистемы с учетом и без учета строительства атомной электростанции.

При выполнении расчетов для каждого выбранного сценария определялся оптимальный график ввода новых блоков, при котором обеспечивались минимальные затраты на производство всей энергосистемой электрической энергии.

Для всех выбранных сценариев основная доля производства электрической энергии приходится на существующие ГРЭС и ТЭЦ.

Таблица 1.14.1 – Наиболее крупные энергоисточники Республики Беларусь

| Энергоисточник | Тип источника | Установленная мощность |
|----------------|---------------|------------------------|
| Лукомльская | ГРЭС | 2,4 ГВт |
| Минская | ТЭЦ-4 | 1,03 ГВт |
| Березовская | ГРЭС | 0,93 ГВт |
| Гомельская | ТЭЦ-2 | 0,54 ГВт |
| Новополоцкая | ТЭЦ | 0,5 ГВт |

Выполненные расчеты позволили сформулировать следующие основные выводы:

1. Подтверждена целесообразность развития в республике атомной энергетики. Рассмотрение различных сценариев покрытия прогнозируемого дефицита электрических мощностей показывает, что введение в энергосистему источника на ядерном топливе приводит к снижению стоимости производимой энергосистемой электроэнергии, а наиболее оптимальным является сценарий с использованием природного газа и ядерного топлива.

2. Для каждого выбранного сценария определен оптимальный график ввода новых блоков, при котором бы обеспечивались минимальные затраты на производство все энергосистемой электрической энергии. Для всех выбранных сценариев основная доля производства электрической энергии приходится на существующие ГРЭС и ТЭЦ.

3. Показано, что оптимальным вариантом развития атомной энергетики в Республике Беларусь является ввод в действие атомных энергоблоков суммарной электрической мощностью порядка 2,4 ГВт. Предполагается что при этом доля АЭС в производстве электроэнергии составит к 2020 году 27-29 %.

4. Введение атомной энергетики в топливно-энергетический баланс нашей страны позволит осуществить диверсификацию использования ТЭР, сберечь ценные органические топливные ресурсы, прежде всего нефть и газ, для их сырьевого использования, уменьшить выбросы парниковых газов тепловых электрических станций (ТЭС), а также повысить экономическую эффективность топливно-энергетического комплекса (ТЭК), позволит динамично развивать использование нетрадиционных источников энергии, требующих резервирование мощностей, обеспечить устойчивое развитие экономики и общества.

В таблице 1.14.2 представлен предварительный баланс мощности и энергии БЭС по прогнозу среднего роста потребления энергетической энергии.

Опережающий рост потребления электрической энергии по отношению к росту валового потребления энергоносителей на 5-10 % имеет место во всех государствах мира. Для Республики Беларусь в прогнозируемом периоде эта тенденция сохранена на одном уровне, а для тепловой энергии- в два раза ниже роста валового потребления энергоносителей. Это связано с тем, что потенциал энергосбережения по экономии тепловой энергии в Республике значителен.

Таблица 1.14.2 – Предварительный баланс Белорусской энергосистемы до 2020 года по прогнозу среднего роста потребления электрической энергии

| Наименование показателей | Единица измерений | Годы | | | |
|--------------------------|-------------------|------|------|------|------|
| | | 2005 | 2010 | 2015 | 2020 |
| Общая потребность в | млрд. кВт·ч | 35,0 | 39,3 | 42,5 | 47,1 |

| | | | | | |
|---|-------------|-------|------|-------|-------|
| электроэнергии | | | | | |
| Чистый импорт | млрд. кВт·ч | 4,04 | 5,1 | | |
| Выработка в энергосистеме | млрд. кВт·ч | 30,96 | 34,2 | 42,5 | 47,1 |
| Установленная мощность ТЭС и прочих | МВт | 7900 | 8900 | 9700 | 9900 |
| Установленная мощность АЭС | ГВт | - | - | - | 2,4 |
| Общая установленная мощность | МВт | 7900 | 8900 | 9700 | 11900 |
| Пиковая мощность | МВт | 5871 | 7012 | 7814 | 8970 |
| Требуемая мощность с учетом резерва 20% | МВт | 7525 | 8939 | 10551 | 12400 |

Как следует из таблицы 1.14.2, мощности АЭС возьмут на себя базовую нагрузку, при этом в структуре ТЭС возрастет количество регулирующих мощностей, уменьшится общее число часов использования установленной мощности ТЭС в году. Но ввод в действие АЭС повлияет не только на режим работы энергоисточников, но и на структуру топливно-энергетического баланса (таблица 1.14.3). Возрастающее к 2020 году потребление ядерного топлива наряду с другими структурными изменениями в топливно-энергетическом балансе позволит компенсировать рост потребности в газе и в значительной степени стабилизировать его потребление на одном уровне.

В перспективе возможно прекращение импорта электроэнергии и переход энергосистемы на самобаланс, что характерно для большинства государств мира. Однако в случае экономической целесообразности и обеспечения энергетической безопасности необходимо предусмотреть возможность возобновления импорта электроэнергии.

Согласно тенденциям развития промышленности возрастает использование ТЭР в качестве сырья для производства химической, нефтехимической и других видов не топливной продукции промышленности. В топливно-энергетическом балансе предусмотрено увеличение использования угля для производства строительных материалов и энергетики, а также ядерного топлива путем строительства АЭС.

Вовлечение в топливный баланс угля вызвано необходимостью диверсификации стран-поставщиков топлива. Поставка угля по

сопоставимым ценам может осуществляться не только из Российской Федерации, но и из Польши, Украины и других стран.

Предусмотрено максимально ускоренное вовлечение в топливный баланс ядерного топлива, как наиболее гарантированного энергоресурса для повышения энергетической безопасности республики. Его доставка может быть обеспечена от различных производителей без существенных транспортных затрат, имеется возможность создавать запасы при незначительных затратах на хранение прогнозируемые цены ниже цен на любые другие виды энергоносителей. По экологическим факторам ядерное топливо оказывает самое минимальное вредное воздействие на окружающую среду.

Объемы использования местных видов топлива (нефтепродукты, попутный газ, торф, дрова, бурый уголь), нетрадиционных и возобновляемых источников энергии (ветер, солнце, фитомасса, геотермальные источники, биотопливо, гидроэнергетические ресурсы и др.) установлены исходя из ограниченных потенциальных запасов энергоресурсов, экономической и экологической целесообразности по затратам на их производство и использование. Для достижения показателей прогнозного топливно-энергетического баланса среди прочих мероприятий концепцией энергетической безопасности предусмотрено строительство АЭС мощностью порядка 2,4 ГВт и вовлечение в баланс 2,5-5,0 млн. тонн условного топлива ядерного топлива.

Таблица 1.14.3 - Потребность страны по видам энергоресурсов и энергии при максимальном росте ВВП и минимальном уровне снижения его энергоемкости

| Виды энергоресурсов | По годам | | | | | | | |
|---|---------------|------|---------------|------|---------------|------|-----------------|-----------|
| | 2005 | | 2010 | | 2015 | | 2020 Прогноз | |
| | млн. ту.т. | % | млн. ту.т. | % | млн. ту.т. | % | млн. ту.т. | % |
| Газ природный (по балансу Союзного государства) | | | 25,3 | | 26,4 | | 27,5 | |
| Газообразное топливо | 23,41 | 77,9 | 25,2 | 74,9 | 25,5 | 68,7 | 27,3-24,6 | 64,3-58,0 |
| в том числе: | | | | | | | | |
| добыча попутного газа | 0,30 | 1,0 | 0,27 | 0,8 | 0,26 | 0,7 | 0,22 | 0,5 |
| в качестве сырья и на транспорт | 1,52 | 5,1 | 1,80 | 5,3 | 3,00 | 8,1 | 3,00 | 7,1 |
| Газ сжиженный | 0,35 | 1,2 | 0,39 | 1,2 | 0,38 | 1,0 | 0,38 | 0,9 |
| Газ НПЗ | 0,63 | 2,1 | 0,76 | 2,3 | 0,77 | 2,1 | 0,77 | 1,8 |
| Топливо печное бытовое | 0,09 | 0,3 | 0,09 | 0,3 | 0,05 | 0,1 | 0,03 | 0,1 |
| Мазут | 1,74 | 5,8 | 1,74 | 5,0 | 1,74 | 4,6 | 1,74 | 4,1 |
| Уголь, включая кокс и коксовую мелочь | 0,21 | 0,7 | 1,22 | 3,6 | 2,7 | 7,4 | 3,0 | 7,2 |
| Валовые ТЭР | 37,08 | 41,6 | | 45,9 | | 52,4 | | |
| Теплоэнергия, млн. Гкал | 73,5 | 77,9 | | 81,8 | | 87,5 | | |
| в том числе тепловые вторичные энергоресурсы (ВЭР) в эквиваленте | 0,8 | 1,0 | | 1,3 | | 1,9 | | |
| Электроэнергия, млрд. кВт·ч | 35,00 | 39,9 | | 44,0 | | 50,3 | | |

| | | | | | | | | |
|---|------|------|------|------|------|-----------|-----------|--|
| Местные виды топлива (МВТ) с учетом тепловых ВЭР | 4,56 | 6,48 | | 8,46 | | 9,72-9,92 | | |
| Доля МВТ в потреблении КИТ без сырья | | 16,8 | 20,5 | | 25,0 | | 26,6-29,1 | |

Общей характеристикой для большинства электростанций энергосистемы является повышенный и постоянно нарастающий физический и моральный износ основного вспомогательного оборудования, коммуникаций транспорта энергии. Износ основного энергогенерирующего оборудования электрических и тепловых сетей составляет около 60 %, что свидетельствует о необходимости существенной модернизации основного оборудования энергосистемы.

В соответствии с «Концепцией энергетической безопасности Республики Беларусь», утвержденной Указом Президента Республики Беларусь от 23.12.2015 №1084, основными направлениями повышения надежности белорусской энергосистемы являются:

- максимальное использование собственных ресурсов, обеспечение экономически и экологически оправданного использования потенциала местных энергоресурсов;

- повышение уровня диверсифицированности и резервирования, позволяющего бесперебойно функционировать организациям ТЭК продолжительный период при ограничении поставок доминирующим поставщиком ТЭР;

- сотрудничество с сопредельными странами, основными торгово-экономическими партнерами и международными организациями и принятие коллективных мер по укреплению энергетической безопасности;

- обеспечение государственного контроля и управления отношениями между субъектами ТЭК;

- обеспечение равных условий для функционирования, доступа к инфраструктуре частных и государственных компаний;

- снижение энергоемкости валового внутреннего продукта (далее ВВП) и повышение энергоэффективности.

В целях достижения основных параметров, определяемых настоящей концепцией, необходимо проводить системную работу по повышению экономической эффективности энергетических организаций Республики Беларусь и увеличить экспорт электрической энергии. Решение данной задачи возможно путем:

- создания благоприятной экономической среды, в том числе формирования рациональной системы внутренних цен на энергоносители;
- ввода генерирующих мощностей на альтернативных газу ТЭР, в том числе ядерном топливе;
- вывода из эксплуатации неэффективных генерирующих мощностей;
- осуществления суточного регулирования электропотребления с учетом ввода в эксплуатацию АЭС, разработки комплекса мер по увеличению регулировочного диапазона энергосистемы, обязательного привлечения к регулированию суточного графика электропотребления всех генерирующих энергоисточников вне зависимости от формы собственности и ведомственной подчиненности;
- внедрения технологий аккумулирования электрической и тепловой энергии;
- оптимизации систем резервирования топлива на энергетических объектах;
- использования современных технологий в производстве электрической и тепловой энергии при строительстве объектов энергетики и возобновляемых источников энергии;
- развития электрических сетей с использованием научно обоснованной нормативной базы, применения современного оборудования, а также автоматизированных систем управления, позволяющих снизить потери электрической энергии при ее транспортировке, эксплуатационные издержки и повысить надежность энергоснабжения потребителей;
- снижения удельных топливных затрат на производство электрической и тепловой энергии за счет модернизации неэкономичных морально и физически устаревших основных производственных фондов ТЭК.

Основной составляющей повышения энергетической безопасности функционирования генерирующих источников должно стать сооружение новых электростанций на ядерном топливе и угле, в том числе:

- АЭС мощностью около 2400 МВт;

- ряда тепловых электростанций на угле общей мощностью 800-900 МВт.

В целях регулирования нагрузки энергосистемы АЭС потребуются ввод мощных высокоманевренных источников.

Наряду с вводом новых мощностей в энергосистеме получат дальнейшее развитие малые ТЭЦ на промышленных предприятиях, в небольших городах и районных центрах, что существенно повысит надежность и экономичность их энергоснабжения.

В соответствии с прогнозом социально-экономического развития республики с учетом мероприятий по энергосбережению потребности в электрической энергии в 2020 г. оцениваются в 47,1 млрд. кВтч, в тепловой энергии – 84,5 млн. Гкал.

Опережающий рост потребления электрической энергии по отношению к росту валового потребления энергоносителей на 5-10 процентов имеет место во всех государствах мира. Для Республики Беларусь в прогнозируемом периоде эта тенденция сохранена на одном уровне, а для тепловой энергии – в два раза ниже роста валового потребления энергоносителей. Это связано с тем, что потенциал энергосбережения по экономии тепловой энергии в Республике значителен.

Концепцией энергетической безопасности предусмотрено строительство АЭС мощностью порядка 2,4 ГВт и вовлечение в баланс 2,5 - 5,0 млн. тонн условного топлива ядерного топлива. Ввод в действие АЭС повлияет не только на режим работы энергоисточников, но и на структуру топливно-энергетического баланса (см. таблицу 1.14.2).

Возрастающее к 2020 году потребление ядерного топлива наряду с другими структурными изменениями в топливно-энергетическом балансе позволит компенсировать рост потребности в газе и в значительной степени стабилизировать его потребление на одном уровне.

1.14.2 Выбор и обоснование альтернативных площадок для строительства АЭС в Республике Беларусь

Первоначально в Республике Беларусь были намечены для рассмотрения 74 пункта возможного размещения АЭС. Из дальнейшего рассмотрения 20 пунктов были исключены, поскольку они попадали под действие запрещающих факторов, определяемых

основными критериями и требованиями к выбору площадок для размещения АЭС. Таким образом, анализу по неблагоприятным факторам, выполненному на основе фондовых и архивных материалов, было 54 пункта.

Для сокращения объемов изыскательных работ по намеченным пунктам была создана экспертная комиссия, которая на основании анализа гидрологических; сеймотектонических, экологических, аэрометеорологических, радиологических инженерно-геологических факторов, условий землепользования и дополнительных рекогносцировочных полевых работ определила три наиболее перспективных пункта для детального изучения:

- Быховский (Могилевская область);
- Шкловско-Горецкий (Могилевская область);
- Островецкий (Гродненская область).

Далее на указанных пунктах были выделены три площадки:

- Краснополянская площадка (Быховский пункт);
- Кукшиновская площадка (Шкловско-Горецкий пункт);
- Островецкая площадка (Островецкий пункт).

На указанных выше площадках проводились исследовательские работы с целью выбора приоритетной площадки для строительства АЭС.

Для сравнения площадок, по результатам изысканий все сведения были систематизированы в таблицах 1.14.4-1.14.5.

Таблица 1.14.4 – Сравнительная характеристика площадок размещения АЭС

| Характеристика | Конкурентные площадки | | |
|--|---|---|--|
| | Кукшиновская площадка | Краснополянская площадка | Островецкая площадка |
| <i>Сейсмотектонические условия</i> | | | |
| Площадь укрупненных площадок, расположенных на стабильных блоках, км ² | 4,0 | 2,0 | 4,5 |
| Расстояние до ближайшей зоны возможных очагов землетрясений (ВОЗ), км (по рекомендации МАГАТЭ не менее 5 км) | 12 км до Оршанской | 24 км до Могилевской | 39 км до Ошмянской |
| Категория грунтов по сейсмическим свойствам | II | II | II |
| Проектное землетрясение, ПЗ, балл | 5 | 5 | 6 |
| Максимальное расчетное землетрясение, МРЗ, балл | 6 | 6 | 7 |
| <i>Геологические и гидрологические условия</i> | | | |
| Состав коренных пород, подстилающих четвертичную толщу | Доломит, известняк, глина, алевролит, алевроит | Мел, мергель, глина | Алевроит, мергель, доломит |
| Мощность четвертичных отложений, м. | 68-72 | 45-55 | 72-103 |
| Состав четвертичных отложений | Преимущественно меренные и озерно-ледниковые суглинки; моренные пески | Преимущественно межморенные пески; моренные суглинки и супеси | Преимущественно моренные и супеси и суглинки; моренные пески |
| Залегание с поверхности комплекса слабых лессовидных и озерно-болотных грунтов, мощностью 5 м и более | Нет | Нет | Нет |
| Характер первого межморенного водоносного горизонта | Напорный | Безнапорный | Напорно-безнапорный |
| Глубина залегания первого от поверхности водоносного горизонта, м | 1,8 | 10 | 15 |
| Защищенность подземных вод от поверхностного загрязнения (наличие верхнего водоупора) | Хорошая | Удовлетворительная | Хорошая |
| <i>Гидрологические условия водоснабжения площадок</i> | | | |

| | | | |
|--|---|--|------------------------|
| Природный источник технического водоснабжения | р. Днепр | р. Днепр | р. Виляя |
| Обеспеченность АЭС в техническом водоснабжении (подпитка) при потребности 2,54 м ³ /с | 12,58 м ³ /с | 18,18 м ³ /с | 17,3 м ³ /с |
| <i>Метеорологические условия</i> | | | |
| Соответствуют нормативным требованиям по условиям размещения на всех рассматриваемых площадках | | | |
| <i>Техногенное влияние</i> | | | |
| Пара влажностные выбросы градирен: | | | |
| Летом | Увеличение относительной влажности на 0,2% над фоном; не влияет на процессы образования росы, дымки, тумана | | |
| Зимой | Увеличение относительной влажности на 1 % над фоном; не влияет на процессы, связанные с изменением влажности, не вызовет дополнительного обледенения проводов ЛЭП | | |
| Радиационная обстановка на площадке под воздействием пара влажностных выбросов | Незначительное повышение концентрации радиоактивных аэрозолей на расстоянии не более 1,5 км от источника выброса | | |
| Влияние выбросов промпроводств на тридцатикилометровую зону площадки | Отсутствует | Отсутствует | Отсутствует |
| <i>Влияние внеплощадочных чрезвычайных ситуаций</i> | | | |
| Перенос радиоактивных аэрозолей за счет пожаров в лесах и на торфяниках | Незначительно | Незначительно; необходим радиационный контроль | Незначительно |
| Задымление за счет аварий и пожаров на газопроводе | Незначительно | Отсутствует | Отсутствует |
| Задымление за счет аварий и пожаров на нефтепроводе | Возможно | Отсутствует | Отсутствует |
| <i>Радиационное загрязнение</i> | | | |
| Естественное загрязнение почвы радионуклидами на начало эксплуатации АЭС, Ки/км ² (нормативно не более 5) | | | |
| | до 0,17 | 4,99 | 0,28 |
| <i>Демографические характеристики</i> | | | |
| Плотность населения, чел/км ² (допустимое не более 100) | 34 | 20 | 24 |

Таблица 1.14.5 – Характеристика условий строительства на конкурирующих площадках

| Данные характеризующие условия строительства | Конкурентные площадки | | |
|--|---|---|--|
| | Кукшинская площадка | Краснополянская площадка | Островецкая площадка |
| 1. Плотность и распределение населения в радиусе до 25 км: - плотность населения; - населенный пункт, направление, расстояние, численность жителей | 34 чел/км ² г. Могилев, юго-запад, 50 км, 365 тыс.чел; г. Горки, юго-восток, 15 км, 33,9 тыс.чел; г. Шклов, юго-запад, 28 км, 15 тыс. чел.; г. Орша, северо-запад ,25 км, 130,5 тыс. чел | 20 чел/км ² г. Могилев, юго-запад, 50 км, 365 тыс. чел; г. Быхов, юго-запад, 30 км, 16,7 тыс. чел; г. Чаусы, северо-восток, 25 км, 10,6 тыс. чел; г. Славгород, юго-восток, 25 км, 8,3 тыс. чел г. Годылево, восток, 15 км. 1 тыс. чел. | 24 чел/км ² г.п. Островец, юго-запад, 19 км, 8 тыс. чел п. Свирь, 22 км, северо-восток, 1,5 тыс. чел; г. Вильнюс , 40 км, запад, 542 тыс. чел. |
| 2. Условия фундирования основных сооружений | В связи с высоким уровнем напорных подземных вод и наличием слабых грунтов требуется строительное водопонижение, усиленная гидроизоляция, замещение грунтов с низкими прочностными характеристиками. Потенциальная вероятность активизации суффозионно-карстовых процессов в кавернозных и закарстованных доломитах. | Потенциальная вероятность суффозионно-карстовых процессов в мергельно-меловой толще, залегающей под четвертичными песками. | Возможность строительства основных сооружений на естественном основании (наиболее экономичный вариант). Условия строительства сухие. |
| 3. Проектное землетрясение, ПЗ, балл | 5 | 5 | 6 |
| 4. Максимальное расчетное землетрясение, МРЗ, | 6 | 6 | 7 |
| 5. Климатические и аэроклиматические условия | Имеется вероятность прохождения смерчей и шквалов | Имеется вероятность прохождения смерчей и шквалов | Имеется вероятность прохождения смерчей и шквалов |

| | | | |
|--|--|--|---|
| 6. Рельеф (средний уклон поверхности) в пределах основной промплощадки | 15 % | 14% | 14% |
| 7. Радиоактивное загрязнение площадки | отсутствует | Площадка относится к зоне частичного загрязнения от аварии на Чернобыльской АЭС (в зоне периодического радиационного контроля) | отсутствует |
| 8. Необходимость водоснабжения по основным объектам строительства | 2,54 | 2,54 | 2,54 |
| 9. Протяженность (км) водоводов добавочной воды технического водоснабжения и их диаметр (мм) | Протяженность 39 км; две нитки диаметром 1600 мм | Протяженность 36 км; Две нитки диаметром 1600 мм | Протяженность 6 км; Две нитки диаметром 1600 мм |
| 10. Схема технического водоснабжения | Оборотная с градирнями | Оборотная с градирнями | Оборотная с градирнями |
| 11. Протяженность подъездного ж.д. пути, км | 4 | 27 | 32 |
| 12. Протяженность внешних автодорог, км: | 4 | 3 | 4 |

При выборе площадки проводились оценки сеймотектонических условий, геологических и гидрогеологических условий, гидрологических условий водоснабжения площадок, метеорологических условий, также оценивалось техногенное влияние, влияние внеплощадочных чрезвычайных ситуаций, рассматривались демографические характеристики

Экономические риски могут быть представлены как самостоятельная группа рисков, так и в выделенной подгруппе внешних рисков. Соответственно экономические риски могут быть как внешне-экономическими, так и внутренне-экономическими.

Результаты сравнительной оценки показывают:

- для всех трех конкурентных площадок запрещающих факторов (т.е. факторов/условий, не допускающих размещение площадки АЭС в соответствии с требованиями нормативных документов) нет;

- на Краснополянской и Кукшиновской площадках существует потенциальная возможность активизации сульфидно-карстовых процессов, что является осложняющим фактором. Инженерно-геологические и гидрогеологические условия Кукшиновской площадки сложные (отсутствует закономерность в залегании грунтов различного состава и свойств, присутствуют напорные воды, пьезометрический уровень которых устанавливается близко от поверхности земли до 1,5 м).

- по совокупности факторов, имеющих существенное значение, Островецкая площадка имеет преимущественно перед Краснополянской и Кушиновской.

С учетом изложенного, а также рекомендаций МАГАТЭ и учитывая значимость вопросов обеспечения безопасности, в качестве приоритетной определена Островецкая площадка.

Список использованных источников

1. Криворотов, В.В. Экономика предприятий энергетики: учеб. пособие для студентов вузов, обучающихся по направлению подготовки «Экономика» / В.В. Криворотов, Ю.Б. Ключев, А.В. Калина. – М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2018. – 303 с.
2. Экономика и управление в энергетике: учебник для магистров / под общ. ред. Н.Г. Любимовой, Е.С. Петровского. – М. : Издательство Юрайт, 2014 с. – 485 с.
3. Можаяева, С.В. Экономика энергетического производства: учебное пособие. 6-е изд., доп. и перераб. – СПб.: Издательство «Лань», 2011. – 272 с.
4. Нагорнов, В.Н. Экономика и организация ядерной энергетики : пособие для студентов специальности 1-43 01 08 «Паротурбинные установки атомных и электрических станций» / В.Н. Нагорнов. – Минск : БНТУ, 2019. – 59 с.
5. Коршунова, Л.А. Управление энергетическим производством : учебное пособие / Л.А. Коршунова, Н.Г. Кузьмина. – Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2007. – 175 с.
6. Бабук, И.М. Экономика промышленного предприятия / И.М. Бабук, Т.А. Сахнович. – Минск: Инфра-М, 2013. – 439 с.
7. Русак, Е.С. Экономика предприятия : ответы на экзаменац. Вопр. / Е.С. Русак, Е.И. Сапелкина. – Минск : ТетраСистемс, 2008. – 144 с.
8. Синев, Н.М. Экономика ядерной энергетики: Основы технологии и экономики производства ядерного топлива. Экономика АЭС: учеб. Пособие для вузов. – 3-е изд., перераб и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 480 с.
9. Артюгина И.М. Экономика ядерной энергетики: учеб. пособие / И.М. Артюгина – 4-е изд, перераб. и доп., - СПб.: Изд-во Политехн. университета, 2009. – 129 с.
10. Полицарпова, Т.И. Экономика и организация электроэнергетического производства : учебное пособие / Т.И. Полицарпова, В.А. Финоченко. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2017. – 88 с.

11.Остроухова, Н.Г. Экономика, организация и управление на предприятиях топливно-энергетического комплекса: учеб.пособие / Н.Г. Остроухова. – Самара: самар. гос. техн. ун-т, 2015. – 106 с.

12.Бурков, А.Т. Маркетинг в электроэнергетике: учеб.пособие / А.Т. Бурков. — М.: Учебно-методический центр по образованию на железнодорожном транспорте, 2014. — 284 с.

13.Никитина, О.Л. Экономика энергетики:учеб. пособие / О.Л. Никитина. –Барнаул: Изд-во АлтГТУ, 2014. - 76 с.

2. ПРАКТИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

ПРИМЕР: По данным таблицы рассчитать показатели эффективности использования основных средств АЭС.

| показатели | единица измерения | значение |
|---|-------------------|-----------|
| 1. Тип реактора и его мощность | МВт | ВВЭР-1000 |
| 2. Количество энергоблоков | шт | 2 |
| 3. Число часов использования установленной мощности в год | час. | 6950 |
| 4. Расход электроэнергии на собственные нужды | % | 4,8 |
| 5. Среднегодовая стоимость основных средств | млн.руб | 4300 |
| 6. Штатный коэффициент | | 1,52 |
| 7. Тариф на электроэнергию | руб./кВт·ч | 0,189 |

Пример решения задачи:

1) Стоимость отпущенной электроэнергии АЭС определяется по формуле

$$C_{ОТП} = \mathcal{E}_{бр}(1 - \mathcal{E}_{с.н.}) \cdot \bar{T},$$

где $\mathcal{E}_{бр}$ - количество выработанной электроэнергии, квт час.

$\mathcal{E}_{с.н.}$ - коэффициент расхода электроэнергии на собственные нужды

\bar{T} - средний тариф за 1 квт·ч

$$\mathcal{E}_{бр} = N_y \cdot h,$$

где N_y - установленная мощность, МВт.

h - число часов использования установленной мощности

$$C_{ОТП} = 1000 \cdot 10^3 \cdot 2 \cdot 6950 \cdot (1 - 0,048) \cdot 0,189 = 2501 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

2) коэффициент фондоотдачи определяется

$$K_{\phi_0} = \frac{C_{ОТП}}{C_{ОС}},$$

где C_{OC} - среднегодовая стоимость основных средств

$$K_{\phi_0} = \frac{2501 \cdot 10^6}{4300 \cdot 10^6} = 0,582$$

3) коэффициент фондоемкости определяется

$$K_{\phi_e} = \frac{1}{K_{\phi_0}} = \frac{1}{0,582} = 1,718$$

4) коэффициент фондовооруженности труда определяется

$$K_{\phi_e} = \frac{\phi_0}{R_{cn}} = \frac{4300 \cdot 10^6}{2 \cdot 1000 \cdot 1,52} = 1,414 \cdot 10^6$$

$R_{cn} = Ny \cdot n_{шт}$, где $n_{шт}$ - штатный коэффициент

1. На начало года (на 1.01) общая стоимость основных средств, находящихся на балансе предприятия составила 757 тыс. у.е. В течение года предприятие вводило в действие новые основные средства и демонтировало устаревшие. Динамика движения основных средств представлена в таблице. Определить среднегодовую стоимость основных средств.

| № п/п | Действие | Дата ввода, демонтажа | Стоимость основных средств, тыс у.е. |
|-------|--|-----------------------|--------------------------------------|
| 1 | Ввод в действие новых основных средств | 1.04 | 20 |
| 2 | Демонтаж | 1.05 | 40 |
| 3 | Демонтаж | 1.07 | 50 |
| 4 | Ввод в действие новых основных средств | 1.07 | 30 |
| 5 | Демонтаж | 1.10 | 10 |

2. Балансовая стоимость основных средств предприятия составляет 150 тыс. у.е., за год было введено новых основных средств на сумму 30 тыс. у.е., выбыло старых основных средств на сумму 11 тыс. у.е., фактическое время работы предприятия 1710 час/год, календарное время - 2016 час/год Фактически предприятие выпустило продукции в размере 72 тыс. у.с., а могло выпустить на

95 тыс. ус, балансовая прибыль предприятия составила 19 тысяч у.е. Определить показатели использования основных средств.

3. Стоимость основных средств - 1,2 млрд у.е., отпуск электроэнергии в сеть энергосистемы 8 млрд. кВтч, потери в сетях 11% от отпуска, тариф на электроэнергию - 4 цент/кВтч, численность персонала - 2000 чел. Рассчитать показатели фондоотдачи, фондоемкости, фондовооруженности в энергосистеме.

4. На начало рассматриваемого года имеется КЭС с установленной мощностью 2400 МВт (8*300). Ввод дополнительных блоков не предусматривается. Годовая выработка электроэнергии 13,2 млрд. кВт-ч. Общее время работы блоков в году 53380 ч. Определить фактический коэффициент экстенсивности, интенсивности, а также общий коэффициент использования мощности КЭС.

5. На 01.01.2010 г. установленная мощность КЭС составляет 1200 МВт (4*300). 15.05.2010 г. вводится в эксплуатацию конденсационный блок 500 МВт. 26.09.2010 г. выводится из эксплуатации 2 блока по 300 МВт. Годовая выработка электроэнергии 6,9 млрд. кВт-ч. Общее время работы блока 500 МВт в 2008 г. составило 3840 ч. Два выведенных блока отработали 9640 ч. Два оставшихся блока по 300 МВт находились в работе 12780 ч. Определить фактический коэффициент интенсивности, экстенсивности, а также коэффициент использования мощности КЭС, среднегодовое число часов использования установленной мощности.

6. На АЭС установлены 8 энергоблоков типа ВВЭР-440. Определить, на сколько увеличится отпуск электроэнергии в энергосистему, если коэффициент на собственные нужды уменьшится с 0,053 до 0,049. Коэффициент использования установленной мощности 0,77.

7. На АЭС установлены 2 блока типа РБМК-1500. Известно, что в летний период по сравнению с зимним КПД энергоблока

снижается с 0,34 до 0,32. Полагая, что тепловая мощность ядерного реактора остается постоянной, рассчитать, на сколько изменится располагаемая электрическая мощность АЭС и соответственно уменьшится количество электроэнергии, отпущенной за 30 суток летнего времени. Эс.н.принять равным 0,068.

8. Стоимость основных средств АЭС на начало года составила 5320 тыс.гр. По плану намечено ввести в эксплуатацию новые средства с 1 мая- 330 тыс.руб., а вывести с 1 октября - 460 тыс. руб. Определить среднегодовую стоимость основных средств и плановый показатель фондоотдачи и фондоемкости, если плановая стоимость отпущенной электроэнергии—4000 тыс. руб.

9. Определить показатели использования основных средств и производственной мощности энергоблока, установленная мощность которого 1000 МВт, если время нахождения энергоблока в плановом ремонте - 1180 часов, в аварийном - 74 час. Средняя мощность в рабочем состоянии составила 925 МВт. Годовые амортизационные отчисления составили 6,2 млн.руб., средняя норма амортизации 6%. Расчетная стоимость 1 кВт.часа отпущенной электроэнергии – 0,15 руб.. Коэффициент расхода на собственные нужды-0,063.

АМОРТИЗАЦИЯ

10. Первоначальная стоимость основных средств КЭС 1200 МВт на 01. 01.2010 г составляет 960 млн. у.е. Срок полезного использования основных средств 15 лет. Ликвидная стоимость основных средств энергетического предприятия оценивается в 7,5% от первоначальной. Определить годовую величину и норму амортизации равномерным методом.

11. Приобретен объект основных средств амортизируемой стоимостью 450 млн у е со сроком полезного использования 5 лет. Определить годовую величину и норму амортизации методом суммы чисел лет.

12. Приобретен объект основных средств амортизируемой стоимостью 420 млн. у.е. со сроком полезного использования 5 лет.

Коэффициент ускорения 2. Определить годовую величину и норму амортизации методом уменьшаемого остатка.

13. Приобретен объект амортизируемой стоимости 700 тыс. у.е. Прогнозируемый в течение срока эксплуатации объекта объем продукции 25 тыс. ед. Выпущено за отчетный месяц 1500 ед. Определить амортизационные отчисления за месяц производственным методом.

ОБОРОТНЫЕ СРЕДСТВА

14. Полный отпуск электроэнергии от КЭС с установленной мощностью 2400 МВт потребителям энергосистемы должен составить 12,8 млрд. кВтч Фактический отпуск составляет 13,08 млрд. кВт-ч. Предприятие планировало свою деятельность исходя из среднегодовой цены полезно отпущенного кВт-ч 2,85 ц/кВт ч. Фактическая цена оказалась 3.02 ц/кВт ч Фактическая среднегодовая величина оборотных средств на КЭС составляет 37 млн. долл., что на 3% меньше плана. Определить эффективность использования оборотных средств КЭС, их экономию в результате изменения оборачиваемости.

15. Общая сумма оборотных средств по КЭС 2400 МВт по плану 7.9 млн. у.с. Фактическая среднегодовая величина оборотных средств 7,8 млн у.е. Электростанция должна была по плану отпустить в электрические сети энергосистемы 12.8 млрд. кВт-ч. Фактический отпуск составил 13,05 млрд, кВт-ч. По плану энергосистема должна была оплатить электростанции постоянные расходы равные 32, 3 млн у.е./год и переменные расходы исходя из стоимости кВтч 3,2 ц/кВтч. Фактически было оплачено 32,9 млн. у.е/год и стоимость кВт ч 3,25 ц/кВт ч. Объем капитальных ремонтов, выполненных самой КЭС за год, по плану намечался в сумме 6,2 млн. у.е, фактически было выполнено на сумму 6,35 млн. у.е. Определить плановые и фактические показатели использования оборотных средств по КЭС.

16. Определить норматив оборотных средств по производственным запасам топлива для АЭС с среднесуточной энерговыработкой 38000 МВт·ч, удельным расходом топлива на 1

кВт·ч 333 грамм условного топлива; интервал между поставками - 15 сут., транспортный запас - 3 сут., время на разгрузку-1 сут., страховой запас равный 45% от текущего; цена 1 т условного топлива –150 у.е.

17. Определить стоимость высвобождения оборотных средств предприятия, если стоимость реализованной продукции –438 тыс у.е., стоимость оборотных средств –85 тыс.у.е. , длительность оборота сокращается на 10 дней.

КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ

18. Определить общие капиталовложения в КЭС 2400 МВт, состоящей из восьми блоков К-300, работающих на мазуте. Зональный коэффициент $\gamma_1=8.1\%$ Поправки к стоимости на бурый уголь $\gamma_2=1,5\%$, на прямоточную систему водоснабжения $\gamma_3=-2\%$. Капиталовложения в головной блок $K_{\text{гол}}=68.1$ млн. у.е, в последующие $K_{\text{п.бл.}}=36,2$ млн. у.е.

19. На отопительной ТЭЦ планируется установить 3 блока Т-250 и 5 пиковых водогрейных котлов по 755 ГДж/ч. Капиталовложения в головной блок 268,5 млн. у.е., в каждый последующий блок 215 млн. у.е.. в каждый пиковый водогрейный котел 8,4 млн у.е., поправочный коэффициент на местные условия $(1+\gamma)=1.1$ Турбина Т-250 имеет теплофикационный отбор $Q_{\text{тфо}}=1385$ ГДж/ч. Определить полные и удельные капиталовложения в ТЭЦ.

20. На ТЭЦ общей мощностью 510 МВт установлены три турбоагрегата Т-110 и три ПТ-60, шесть котлоагрегатов производительностью по 420 т/ч и три пиковых водогрейных котла ПВК-180 производительностью 765 ГДж/ч каждый Капиталовложения в головной турбоагрегат Т-110 $K_{\text{т}}=16,4$ млн. у.е., а в каждый последующий $K_{\text{пт}}=8,56$ млн. у.е.; для ПТ-60 соответственно $K_{\text{гт}}=11,65$ млн. у.е. и $K_{\text{пф}}=6,02$ млн.у.е; для котлоагрегатов на мазуте $K_{\text{м}}=9,2$ млн. у.е. и $K_{\text{ны}}=6,48$ млн у.е., для пиковых котлов $K_{\text{пм}}=1,6$ млн. у.е Определить величину капиталовложений в ТЭЦ.

21. Определить укрупненным методом капиталовложения в одноцепную линию электропередачи 330 кВ протяженностью 200 км с сечением проводов 400 мм^2 (два провода в фазе на металлических опорах). Из общей длины ЛЭП 12 км проходит в районе городской и промышленной застройки, для этого участка должен быть применен коэффициент удорожания 1,6; 20 км приходится на болотистую и пойменную трассу с коэффициентом удорожания 1,5. Рельеф трассы равнинный, расчетная скорость ветра 33 м/с, что связано с коэффициентом удорожания 1,06. Удельные капиталовложения в ЛЭП при базисных условиях составляют 115 тыс. у.е. на км. Определить общие и удельные капиталовложения в ЛЭП.

СЕБЕСТОИМОСТЬ

22. КЭС установленной мощностью 2400 МВт с 8 блоками по 300 МВт работает на мазуте. Число часов использования установленной мощности 5800 часов. Удельная численность эксплуатационного персонала без ремонтно-административного 0,2 чел/МВт. Среднегодовой удельный расход условного топлива на один отпущенный кВт ч 0,335 кг у.т./ кВт ч. Удельные капиталовложения составляют 950 долл./ кВт. Амортизационные отчисления составляют 7% в год. Расходы на текущий ремонт составляют 15% от затрат на амортизацию. Стоимость тонны условного топлива 100 долл. Общестанционные и прочие расходы составляют 25% от расходов на амортизацию, текущий ремонт и заработную плату. Расходы электроэнергии на собственные нужды 3,2%. Среднегодовая заработная плата с начислениями на одного человека без административно-ремонтного 300 долл/чел. Определить проектную себестоимость отпущенного кВт ч.

23. На основании данных из предыдущей задачи определить зависимость себестоимости электроэнергии от величины числа часов использования установленной мощности при изменении его от 4500 до 6500 часов.

24. На ТЭЦ установлено 5 турбин Т-100. Годовая выработка электроэнергии 2,4 млрд. кВтч. Годовой отпук тепла 10,9 млн

ГДж. Средний КПД теплового цикла 0,86. Расход электроэнергии на собственные нужды ТЭЦ 7,5%, в том числе на выработку электроэнергии 5,1%, нетто КПД котельного цеха 0,86. Годовой расход топлива 996 тыс. т у.т. Удельные капиталовложения в ТЭЦ 800 долл/кВт. Норма амортизационных отчислений 7,3% от стоимости станции. Затраты на ремонт 14,7% от затрат на амортизацию. Общестанционные расходы составляют 10,5% от расходов на ремонт, амортизацию и заработную плату. Штатный коэффициент 0,6 чел/МВт. Среднегодовая заработная плата с отчислениями 3000 долл /чел. Цена тонны условного топлива 60 долл. Определить себестоимость кВт ч и ГДж, отпущенных от ТЭЦ.

25. Для АЭС установленной мощностью 2000 МВт число часов использования установленной мощности 7000 часов Себестоимость 1 кВтч 1,3 ц/ кВт ч. Доля условно-постоянных расходов 70% Удельный расход ядерного топлива 0,0045 г/ кВт-ч. Удельные капиталовложения в АЭС на 30% выше, чем на КЭС равной мощности Для КЭС установленной мощностью 2000 МВт на мазуте удельные капиталовложения равны 800 долл/ кВт Амортизационные отчисления по АЭС составляют 3,5%, общестанционные расходы 13% от остальных эксплуатационных расходов, кроме топлива Расходы на текущий ремонт 10% от затрат на амортизацию. Определить приближенное значение слагаемых себестоимости по основным экономическим элементам и цену ядерного топлива.

26. Определить себестоимость отпущенного кВт·ч электроэнергии на АЭС, установленная мощность которой составляет 2400 МВт, число часов работы на установленной мощности - 6300 час., средняя глубина выгорания ЯТ - 38МВт.сут./кг, коэффициент расхода на собственные нужды - 0,055, цена за 1 кг ЯТ - 1800 дол./кг, затраты на хранение и вывоз ОЯТ - 250 дол / кг, топливная составляющая занимает 37% в полной себестоимости электроэнергии.

ИНВЕСТИЦИОННОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ

27. Сопоставить два варианта сооружения электростанции. По первому варианту время строительства 3 года, по второму 4 года. Распределение капиталовложений для первого варианта по годам следующее: 1 год - 50 млн. долл., 2 год - 60 млн. долл., 3 год - 40 млн. долл.; по второму варианту 1 год - 20 млн. долл., 2 год - 30 млн. долл., 3 год - 50 млн. долл., 4 год - 40 млн. долл. По обоим вариантам объект вводится в эксплуатацию в одно и тоже время. По первому варианту эксплуатационные затраты на 20 млн. долл. Больше чем по второму варианту.

28. Намечается два варианта сооружения КЭС мощностью 1500 МВт. По первому варианту полный период сооружения 7 лет, при этом 7 год является годом нормальной эксплуатации. По второму варианту период сооружения и освоения 6 лет. Требуется выбрать оптимальный вариант, если коэффициент сравнительной эффективности 12%.

| Затраты, млн.у.е. | Годы | | | | | | |
|-------------------|------|----|----|----|----|----|----|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 1 вариант | | | | | | | |
| К | 20 | 25 | 30 | 35 | 40 | 30 | |
| И | - | - | - | 25 | 35 | 52 | 64 |
| 2 вариант | | | | | | | |
| К | - | 25 | 30 | 40 | 40 | 35 | |
| И | - | - | - | 30 | 40 | 51 | 60 |

29. Первоначальные инвестиции 30 ед. Срок амортизации 5 лет. Выручка от реализации по годам: 1-й год 0 20 ед., 2-й год – 22 ед., 3-й год – 25 ед., 4-й год – 24 ед., 5-й год – 23 ед. Текущие материальные издержки – 10 ед. и каждый год увеличивается на 2 %. Ставка налога на прибыль 30%. Коэффициент дисконтирования – 0,1. Определить: ЧДД, индекс доходности и срок окупаемости, внутреннюю норму доходности.

ТРУД И ОПЛАТА ТРУДА

30. Рабочий-повременщик отработал в текущем месяце 164ч. Часовая тарифная ставка равняется 4 руб. Установлена премия в

размере 20% часовой тарифной ставки за фактически отработанное время. Определить заработную плату.

31. Мастер отработал 18 дней согласно табеля учета рабочего времени. Оклад составляет 700 руб. Количество рабочих дней в месяце 24, премия – 10% от заработной платы за фактически отработанные дни. Определить заработную плату.

32. Рабочий-сдельщик изготовил 1500 деталей, часовая тарифная ставка – 3 руб. Норма времени на деталь – 0,13 ч. Премия 25% от сдельной заработной платы. Определить заработную плату.

33. Заработная плата рабочего наладчика, обслуживающего механический цех составляет по тарифу 630 руб. План выработки участка составляет 1200 ед, фактически изготовлено 1250 ед. Определить заработную плату.

34. Бригада из пяти человек заработала в течение месяца 7000 руб. Тарифный заработок составил 4741 руб., премия – 2259 руб. На основании данных, представленных в таблице, разделить между участниками бригады премию и определить полную заработную плату каждого рабочего, различными способами с учетом КТУ.

| ФИО | Тарифный заработок, руб. | Отработанное время за месяц, ч | КТУ |
|--------------|--------------------------|--------------------------------|-----|
| Иванов И.И. | 800 | 155 | 1,3 |
| Петров П.П. | 850 | 170 | 1,1 |
| Сидоров С.С. | 960 | 180 | 0,9 |
| Андреев А.А. | 1122 | 168 | 0,8 |
| Федоров Ф.Ф. | 1009 | 182 | 0,9 |

35. На АЭС установленной мощностью 1800 МВт проведена комплексная автоматизация, позволившая снизить штатный коэффициент с 1,2 на 10%, а число часов использования увеличить на 150 и достичь 7350 ч. Определить уровень и рост производительности труда в результате мероприятия.

3. КОНТРОЛЬ ЗНАНИЙ

Перечень контрольных вопросов и заданий для самостоятельной работы студентов

1. Основные средства в энергетике, их сущность и роль в расширенном воспроизводстве. Структура основных средств и факторы, ее определяющие
2. Физический и моральный износ основных средств. Нормы амортизации и методы их определения.
3. Виды стоимостных оценок основных средств.
4. Показатели эффективности использования основных средств АЭС.
5. Экономическая сущность, состав и структура оборотных средств энергетических предприятий.
6. Нормируемые и ненормируемые оборотные средства, показатели их использования и пути ускорения оборачиваемости.
7. Глубина выгорания ядерного топлива. Потребность АЭС в топливе. Удельный расход ядерного топлива. Пути повышения эффективности использования ядерного топлива.
8. Показатели эффективности использования оборотных средств. Основные направления улучшения использования основных и оборотных средств.
9. Организация и стадии проектирования в энергетике. Типовые проекты и нормативная база проектирования энергетических объектов, их экономическое значение.
10. Сметная стоимость строительства АЭС и пути ее снижения. Объектные и сводные сметы, их структура и назначение. Методы укрупненного расчета капитальных вложений в энергетические объекты.
11. Удельная численность персонала на электрической станции. Производительность труда на станции и способы ее изменения. Заработная плата, доходы. Системы оплаты труда. Планирование фонда заработной платы.
12. Классификация, структура и виды себестоимости промышленной продукции.

13. Поэлементная и калькуляционная классификация себестоимости на электростанциях разных типов, в сетевых предприятиях и энергосистемах.
14. Себестоимость электроэнергии на конденсационной электростанции.
15. Затраты на топливо, как основная составляющая затрат на производство энергии.
16. Условно-постоянные и условно переменные расходы на АЭС, их доля в удельной себестоимости.
17. Методы расчета полных и удельных расходов топлива.
18. Точка безубыточности.
19. Себестоимость электрической и тепловой энергии на теплоэлектроцентралях.
20. Особенности калькуляции себестоимости электрической и тепловой энергии на ТЭЦ. Методы разделения затрат по видам продукции. С помощью физического метода, его достоинства и недостатки.
21. Факторы снижения себестоимости энергетической продукции на АЭС. Увеличение глубины выгорания.
22. Себестоимость производства энергии на ГЭС и других электростанциях (ГАЭС, ГТЭС, ПТЭС).
23. Полная себестоимость энергии в энергетической системе. Факторы, оказывающие влияние на величину полной себестоимости энергии.
24. Себестоимость производства тепловой энергии в районных котельных.
25. Принципы ценообразования на промышленную продукцию. Задачи и политика ценообразования в условиях рыночной экономики.
26. Требования к ценообразованию на продукцию энергосистем.
27. Система тарифов на электрическую энергию (одноставочные, двухставочные, многоставочные).
28. Прибыль в энергетическом производстве, особенности ее формирования, направления использования и пути повышения
29. Основные этапы инвестиционного проекта
30. Понятие об абсолютной и сравнительной эффективности капитальных вложений и их показатели.

31. Основные показатели экономической эффективности: капитальные затраты, себестоимость, производительность труда, прибыль и рентабельность, стоимость.
32. Условия энергетической и экономической сопоставимости сравниваемых вариантов.
33. Метод срока окупаемости, его экономический смысл, достоинства и недостатки. Коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений и его экономический смысл.
34. Приведенные затраты. Вывод формулы приведенных затрат и обоснование ее экономического смысла.
35. Методы оценки финансово-экономической эффективности инвестиционного проекта с учетом фактора времени.
36. Принципы формирования динамических критериев оптимальности и их экономическое толкование.
37. Текущая дисконтированная стоимость.
38. Период окупаемости. Внутренняя норма доходности. Рентабельность. Фактор риска в экономических расчетах.
39. Характеристика и классификация энергетических ресурсов, методы их учета и соизмерения.
40. Мировые запасы, потребление и размещение энергоресурсов. Экономические показатели добычи и транспорта топлива.
41. Экономика использования ядерных энергоресурсов. Проблемы использования новых видов энергии: солнечной, геотермальной, ветра, приливов.
42. Общая характеристика и классификация балансов, используемых в топливно-энергетическом хозяйстве.
43. Понятие о топливно-энергетических балансах тепловых электростанций и энергосистем.
44. Общая характеристика и классификация балансов, используемых в топливно-энергетическом хозяйстве. Энергобаланс.
45. Методика расчета расходной части энергетического баланса района. Роль энергетики в размещении производственных сил, в том числе отраслей промышленности.
46. Графики энергопотребления, показатели режима и факторы, их определяющие. Экономика выбора источников и схем энергоснабжения районов и промышленных центров.

47. Характеристика источников энергоснабжения районов и принципы их размещения, в том числе АЭС, АТЭЦ и АСТ.
48. Понятие и экономическая эффективность повышения надежности энергоснабжения. Ущерб у потребителей от снижения надежности электроснабжения и аварийного недоотпуска энергии.
49. Концентрация энергетических мощностей как фактор технического прогресса в экономии капитальных и текущих затрат в энергетике и ее экологические последствия.
50. Анализ факторов, определяющих оптимум концентрации в энергетике.
51. Общая характеристика существующего уровня и задачи развития централизации энергоснабжения, методический подход к расчету. Экономически обоснованные радиусы энергоснабжения.
52. Экономическая эффективность комбинирования в энергетике.
53. Сущность и методический подход к определению экономической эффективности теплофикации, годовая экономия топлива.
54. основные понятия, классификация и экономические преимущества энергосистем. Характеристика крупнейших энергообъединений страны. Этапы, перспективы развития и эффективность формирования энергосистем и их объединений.
55. Энергоэкономическая характеристика электростанций различных типов. Балансы установленной и рабочей мощности в энергосистеме
56. Виды и назначения резервов в энергосистемах. Принципы и методика расчета величины резерва мощности в энергосистеме. Размещение резервов мощности в энергосистеме.
57. Методические основы определения перспективного развития энергосистем и обоснования оптимальной структуры генерирующих мощностей и необходимой располагаемой мощности энергосистемы.
58. Принципы экономического обоснования типа и мощности электростанции различных типов в энергосистеме как необходимой предпосылки оптимизации ее структуры. Экономика ГРЭС, ТЭЦ, АЭС и ГЭС как элементов энергосистемы.

59. Линейная, функциональная и линейно-функциональная структура организации управления производством.
60. Организационно-производственная структура тепловой электростанции. Факторы, определяющие производственную структуру электростанции (вид топлива, количество отпускаемой энергии, система водоснабжения и др.).
61. Организационно-производственная структура энергосистемы. Основные и вспомогательные предприятия энергосистемы и их функции. Производственные, организационные и экономические взаимосвязи энергосистемы.
62. Расходные энергетические характеристики ТЭС и атомных электростанций.
63. Оптимизация режимов работы электростанции. Основные режимы работы АЭС.
64. Организация ремонтного обслуживания энергетических предприятий.
65. Особенности ремонтного обслуживания АЭС.
66. Организация и выполнение ремонта на АЭС.
67. Техничко-экономические показатели ремонта энергооборудования. Планирование ремонтов.
68. Сетевые методы планирования
69. Основные направления повышения качества ремонтов на АЭС.
70. Энергетическое нормирование на электростанциях.
71. Классификация и структура норм расхода.
72. Организация нормирования и контроль за использованием топлива, тепловой и электрической энергии.
73. Разработка общепроизводственных цеховых и заводских норм. Разработка индивидуальных и групповых норм.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ
БЕЛОРУССКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ
КАФЕДРА «ЭКОНОМИКА И ОРГАНИЗАЦИЯ ЭНЕРГЕТИКИ»

ЭКОНОМИКА ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Пособие

для студентов специальности 1-43 01 08

«Паротурбинные установки атомных электрических станций»

Минск
БНТУ
2019

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.

Предлагаемое 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». В пособии излагаются методики технико-экономического обоснования строительства АЭС, выбора основного оборудования электростанции, расчета технико-экономических показателей ТЭС.

Автор выражает признательность С.М. Денисову за помощь, оказанную при подготовке параграфа 2.3.4.3. «Глубина выгорания ядерного топлива».

1. СОСТАВ И СОДЕРЖАНИЕ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

Главной целью курсовой работы по дисциплине «экономика и организация атомных станций» являются:

- Закрепление полученных за период обучения 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, расчет 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:

1. 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 и т. д.;
2. Выданный студенту заполненный бланк задания (с. 1);
3. Аннотацию с кратким изложением выполненного проекта и его особенностей (с. 2);
4. Оглавление с названием глав и их составных частей и с указанием страниц (с. 3);
5. Введение, в котором даются как наиболее общие, так и специфические характеристики АЭС перспективы развития и основные проблемы, требующие, решения, формулируются особенности задач выполняемой) проекта;
6. 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.

7. 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 рассчитанных в проекте показателей с показателями эксплуатирующихся

- АЭС того же типа;
8. 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 в энергосистеме (ЭС) 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:

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

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

ΔN_{nc} - потери мощности в сетях энергосистемы,

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

$N_{рез}$ - резерв мощности в энергосистеме;

N_y - установленная мощность энергосистемы;

$N_{пер}$ - 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

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

При результирующем перетоке из данной энергосистемы в соседнюю

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

При изолированной энергосистеме, т.е. Если $N_{пер} = 0$

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

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

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

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

$$\Delta N_{nc} \% = (1,07 \dots 1,1) \Delta \mathcal{E}_{nc} \%$$

Величина $\Delta \mathcal{E}_{сн} \%$ определяется структурой генерирующих мощностей энергосистемы, вида топлива, единичных мощностей агрегатов станций. Для энергосистем, состоящих в основном из тепловых электростанций, $\Delta \mathcal{E}_{сн} \%$ 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 $\Delta \mathcal{E}_{nc} \%$ 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, т.е. 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), (3), (4).

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

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

Отсюда

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

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;

$T_{расч}$ - расчетный период, число лет от начала строительства до выхода КЭС в режим нормальной эксплуатации, зависит от единичной мощности блоков, установленной мощности станции, вида топлива.

На основе $P_{\max}^{совм}$, 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

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

Здесь $N'_{nc} \% = (0,93...0,96)N_{nc} \%$, 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 СН снижается.

Если переток в исходном году из данной энергосистемы, то

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

Затем можно определить необходимый ввод мощности в энергосистеме за расчетный период

$$N_{ввода} = N_y - N'_y + N_{дем},$$

Где $N_{дем}$ - намеченная к демонтажу за расчетный период мощность устаревших агрегатов и блоков, принимаемая равной 0,5 -1,5 % за год.

При расчетах должны быть обеспечены следующие условия:

А) величина $N_{ввода}$ 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;

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

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

Далее 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:

$$N_y h_y^{эс} + N_{неп} h_{неп} = \mathcal{E}_{но} \frac{100}{100 - \Delta \mathcal{E}_{nc} \%} \cdot \frac{100}{100 - \Delta \mathcal{E}_{сн} \%} - N_{неп} h_{неп} \frac{100}{100 - \Delta \mathcal{E}_{сн} \%}. \quad (2.5)$$

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

$h_{неп}$ - число часов использования мощности перетока; вычитаемое в правой части, учитывает, что на электроэнергию, получаемую за счет перетока, расход электроэнергии на собственные нужды не распространяется.

Из (5) определяем величину полезного отпуска электроэнергии

$$\mathcal{E}_{но} = \frac{N_y h_y^{эс} + N_{неп} h_{неп} \left(1 + \frac{\Delta \mathcal{E}_{сн} \%}{100 - \Delta \mathcal{E}_{сн} \%}\right)}{\frac{100}{100 - \Delta \mathcal{E}_{nc} \%} \cdot \frac{100}{100 - \Delta \mathcal{E}_{сн} \%}}.$$

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

$$N_y h_y^{эс} = (\mathcal{E}_{но} + N_{неп} h_{неп}) \cdot \frac{100}{100 - \Delta \mathcal{E}_{nc} \%} \cdot \frac{100}{100 - \Delta \mathcal{E}_{сн} \%}.$$

2.1. Расчет аварийного резерва

При проектировании ТЭС учёт фактора надёжности заключается прежде всего в правильном выборе величины аварийного резерва мощности $N_{ав}$. Значение $N_{ав}$ должно выбираться с учётом 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 надёжности энергоснабжения достигается наличием аварийного резерва. Оптимальная степень надёжности определяется из сопоставления затрат на ввод и эксплуатацию резерва мощности и достигаемого при этом уменьшении ущерба от перебоев в энергоснабжении.

Уровень надежности принято определять равным 0,999, что условно характеризуется однократным аварийным перерывом в энергоснабжении длительностью 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_{cp} ранее установленных агрегатов и возможно допущение равенства мощностей всех агрегатов средней величине, то методика выбора величины аварийного резерва значительно упрощается.

Таблица 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 |

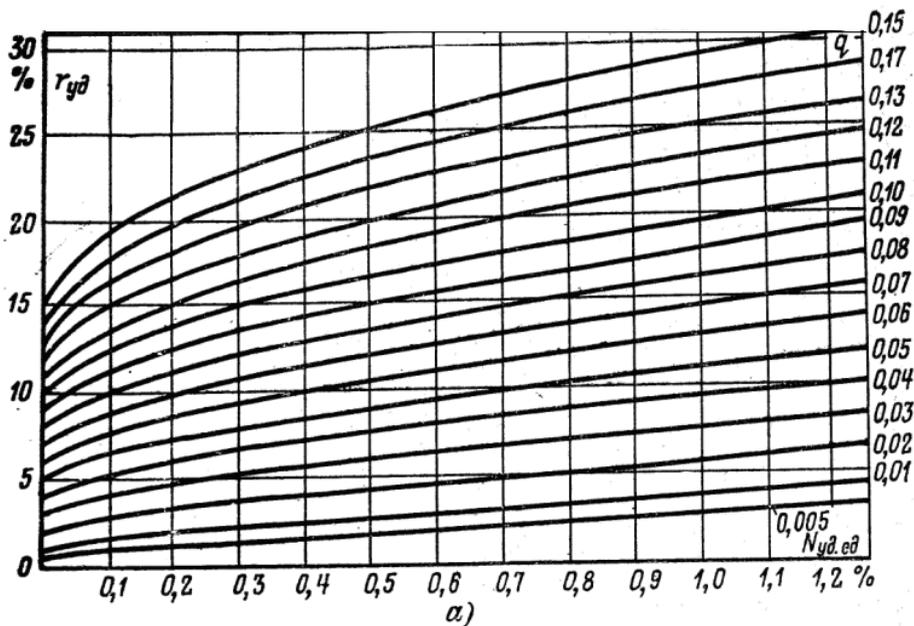
Упрощенная методика нахождения аварийного резерва базируется на применении универсальных характеристик удельного резерва, полученных на основе обобщения результатов определения аварийного резерва с помощью моделей.

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

$$N_{y\partial i} = \frac{N_i \cdot 100}{N_{\max}},$$

Где N_i - номинальная мощность агрегата;

N_{\max} - максимальная нагрузка энергосистемы.



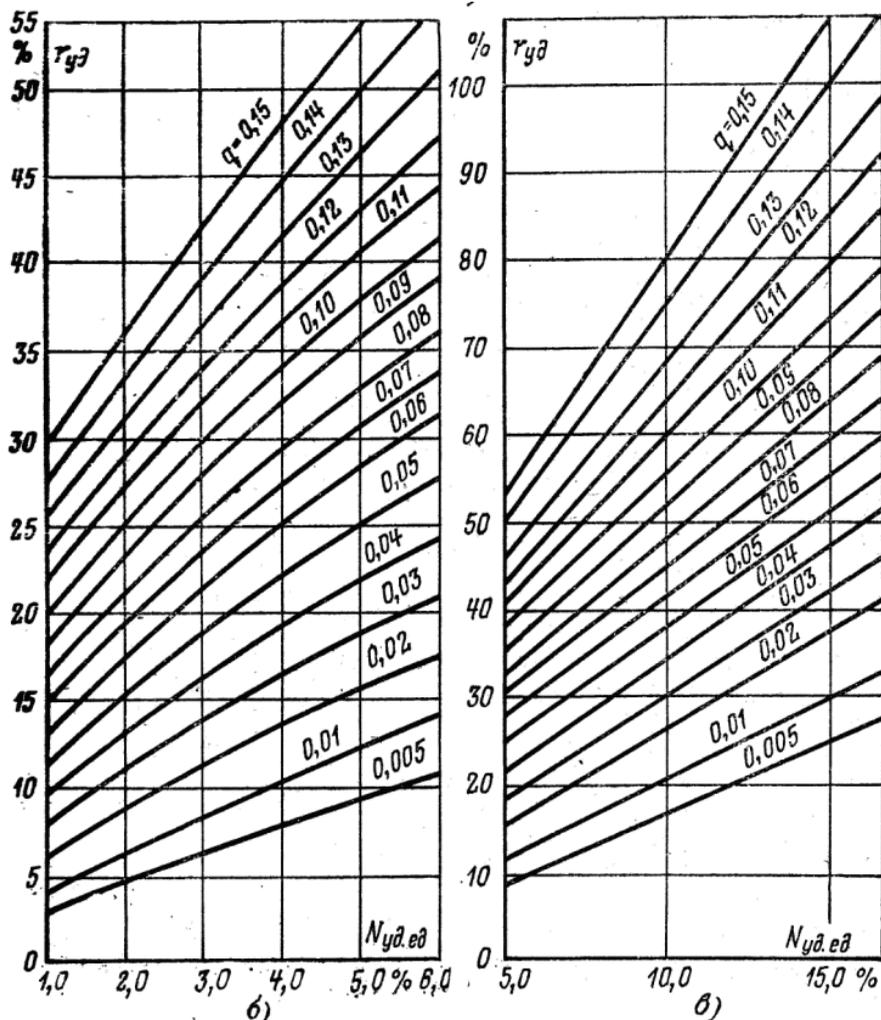


Рисунок 1 - Характеристики удельного резерва[2]

Из таблицы 1, полученной на основе обработки статистического материала, найдем для каждого вида электростанции среднюю аварийность агрегатов q_i . Затем для каждого агрегата по номограммам рисунок 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 $N_{y\partial i}$ и q_i . [1] тогда необходимый резерв для каждого вида оборудования определится

$$R_i = N_i n_i r_i,$$

где n_i - число агрегатов i -го вида.

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

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

Вариант, для которого общий резерв получается наибольшим, требует больших капиталовложений для своего осуществления. Величина дополнительных капиталовложений в вариант 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_p^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

$$K_{КЭС} = K^1 + \sum_{i=1}^{n-1} K_i^{носл} \cdot y.e.$$

Где K^1 – капиталовложения в головной блок,

$K_i^{носл}$ – капиталовложения в последующие блоки,

n – число блоков.

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

$$k = \frac{K_{КЭС}}{N_{уст}}$$

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

$$K_{КЭС} = k \cdot N_{уст}$$

2.3. Расчет себестоимости

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

существует два понятия себестоимости:

3. Общая себестоимость или I – издержки, затраты.
4. Удельная себестоимость

$$C = \frac{I}{Q}$$

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 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

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

Кроме того затраты делятся на условно-постоянные и условно-переменные.

Условно-постоянные затраты не зависят от степени загруженности предприятия, от объема выпускаемой продукции.

Условно-переменные затраты изменяются пропорционально объему выпускаемой продукции.

Себестоимость может формироваться по статьям калькуляции или по 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. Зарботная плата 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 производить по экономическим элементам.

2.3.3.Смета затрат по экономическим элементам:

8. Сырье и основные материалы (за вычетом возвратных отходов).
9. Вспомогательные материалы – это материалы, которые не входят в состав продукта, но необходимы для его изготовления.
10. Топливо, энергия со стороны (все топливо и энергия, которые потребляет предприятие).
11. Заработная плата основная и дополнительная.
12. Отчисления на социальное страхование.
13. Амортизация основных средств, затраты на ремонт основных средств.
14. Прочие денежные расходы.

Удельная себестоимость

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

где I – издержки;

Q – количество продукции;

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

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

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

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

Отпуск электроэнергии определится

$$\mathcal{E} = N \cdot h \cdot (1 - \Delta \mathcal{E}_{сн} / 100) = \sum \mathcal{E}_i \cdot (1 - \Delta \mathcal{E}_{сн} / 100),$$

где N – мощность ТЭС, МВт;

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

2.3.4. Расчет годового расхода топлива

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

$$Q_{Ti} = a \cdot Tr + r \cdot \mathcal{E}_{эки} + r' \cdot (\mathcal{E}_i - \mathcal{E}_{эки}),$$

где a – часовой расход тепла на холостой ход;

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

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

Tr – число часов работы турбины в году, час.

Выработка электроэнергии при загрузке блока больше экономической определяется из выражения

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

где $N_{ни}, N_{эки}$ – 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

$$B_{годi} = Q_{Ti} / \eta_{ка}^{\delta} \cdot K_n + B_n \cdot n, \text{ т у.т.}$$

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

B_n – расход топлива на пуск блока, т/ч;

n – число пусков блока в году,

K_n – коэффициент перевода: $K_n = 7$ (Гкал/т у.т.), $K_n = 29,31$ (ГДж/тут),

Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии

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

Годовой расход условного топлива

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

где n - число блоков
переменные годовые издержки

$$I_T = B \cdot C_T, \text{ у.е./год,}$$

где C_T - цена тонны условного топлива, у.е./т у.т..

Весьма важным для атомных электростанций 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 этой связи на АЭС существенно меньше затраты на транспорт и хранение топлива, что делает электростанцию не критичной и ее месторасположению.

Количество ядерного топлива загружаемое 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 загруженного в реактор топлива не возможно 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. Неперенесенная на себестоимость остаточная стоимость 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 ни работала. Отработавшее топливо после необходимой выдержки в бассейнах-хранилищах АЭС направляется для дальнейшей переработки во внешнем

топливном цикле и получения новых ценных материалов. Выгружаемые из реактора ТВС содержат не только невыгоревший уран-235, но также вновь образовавшиеся плутоний-239, плутоний-241 и другие продукты деления. Например, в 1 т урана с начальным обогащением 3,6% (т. е. при начальном содержании урана-235 в количестве 36 кг на 1 т урана) после достижения выгорания, соответствующего наработке 28 000 МВт·сут, при выгрузке содержится 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 также материалы и изделия, в которых он находится, т. е. ТВС, кассеты, технологические каналы и т. п.. Стоимость материалов или изделий для ТВС составляет 30% и более общей стоимости топливной загрузки, т. е. 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.

Затраты на топливо АЭС в связи с экономической сущностью и ролью в производственном процессе относятся к оборотным средствам, причем стоимость ядерного топлива составляет основную часть оборотных средств станции. Например, оборотные средства, связанные с топливом на современных АЭС, достигают 15 - 25% 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 стационарной штатной загрузки, как правило, меньшим средним обогащением топлива) для мощных реакторов на тепловых нейтронах (ВВЭР и РБМК) составляет 15 - 20% стоимости АЭС. Отнесение стоимости первоначальной топливной загрузки к оборотным фондам вызывает на практике, в условиях интенсивного ввода новых мощностей на АЭС, 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 основным производственным средствам, но по своему назначению и экономической сути топливная загрузка является частью оборотных средств АЭС, длительно, в течение многих лет, переносящих свою стоимость на отпускаемую электрическую энергию. Поэтому стоимость топливной загрузки, находящейся в топливном цикле АЭС, необходимо относить к долговременным оборотным средствам. Причем, если для начала эксплуатации ТЭС на органическом топливе требуемые оборотные фонды не превышают 3% 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 существенно отличаются от аналогичных показателей ТЭС. Если на ТЭС расходы на топливо являются основной статьей годовых производственных издержек, то главное 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 эксплуатационные и другие постоянные расходы, особенно отчисления на амортизацию и ремонт, существенно выше, чем на ТЭС.

В частности, на современных ТЭС топливная составляющая себестоимости равна примерно 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% всей себестоимости.

Из-за особенностей использования ядерного топлива учет топливной составляющей более сложен, так как на АЭС трудно 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 оказывают влияние на определение норм для амортизационных отчислений АЭС. При этом преобладающую

долю в отчислениях на ремонт и реновацию занимают 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 в 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. Эффективность использования топлива 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 определяются выражением:

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

Где N_T^K - тепловая мощность ТВС (или твэлов), МВт;

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

G_K - количества урана в ТВС, кг.

Средняя глубина выгорания всей топливной загрузки реактора находится по формуле:

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

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

энергонапряженность ядерного топлива, являющуюся одной из важных характеристик реакторов, то 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 применяемые на отечественных АЭС ТВС со стержневыми твэлами 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.

2.3.4.3. 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:

$$g_u = \frac{1000}{24} \cdot \frac{X_n - X_o}{X_e - X_o} \cdot \frac{1}{B\eta} \text{ г/(кВт}\cdot\text{ч)}$$

Где X_n - содержание урана-235 в свежих ТВС, кг;

X_o - 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 $X_o = 0,0025$ и $X_e = 0,00714$.

Эти долговременные оборотные средства определяются выражением

$$K_T = (C_T + P_T)t \text{ тыс. руб.},$$

где C_T - отпускная цена одной ТВС, тыс. руб.;

P_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% 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 большее время. Это объясняется многими причинами, в том числе спецификой АЭС, многообразием рабочих режимов, сложностью технологических процессов, особенностями топливного цикла и т. а. Так, для головных энергоблоков АЭС 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 не является дешёвой, 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 распространённый 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 обогащений ядерного топлива по изотопу ^{235}U в процентах: 1,6; 2,0; 2,4; 2,8; 3,0; 3,6; 4,0; 4,4; 5,0 (4,95). С учётом средних цен на технологию и сырьё для обогащения ядерного топлива [8], примерная зависимость стоимости 1 кг топлива от его обогащения представлена на рисунке 2 и в таблице 2.

Таблица 2. Зависимость стоимости 1 кг ядерного топлива от его обогащения

| | | | | | | | | | |
|---|-----|---|-----|-----|---|-----|---|-----|---|
| % | 1,6 | 2 | 2,4 | 2,8 | 3 | 3,6 | 4 | 4,4 | 5 |
|---|-----|---|-----|-----|---|-----|---|-----|---|

| обогащения | | | | | | | | | |
|-------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Стоимость 1 кг, у. е | 1070 | 1270 | 1460 | 1660 | 1760 | 2060 | 2255 | 2450 | 2750 |

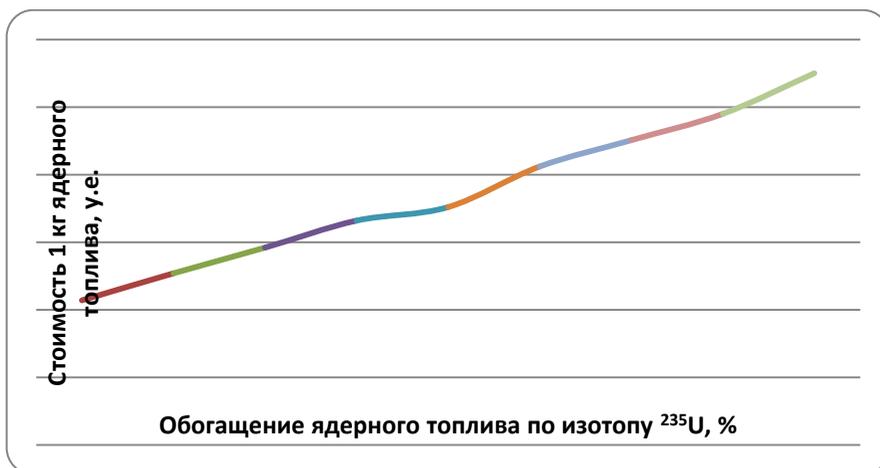


Рисунок 2 - Зависимость стоимости 1 кг ядерного топлива от его обогащения

В мире существует достаточно много моделей и типов реакторов. Наиболее распространены на сегодняшний день реакторы на тепловых нейтронах. В зависимости от страны-производителя, технологии и типа теплоносителя, они делятся на реакторы с гексагональной решёткой ТВС и кВАдратной, реакторы корпусные и каналные, реакторы легководные и тяжеловодные. В данном методическом пособии будут рассмотрены две наиболее распространённые на постсоветском пространстве технологии — легководные корпусные реакторы типа ВВЭР и графитовые каналные реакторы типа РБМК.

ВВЭР — водо-водяной энергетический реактор — это корпусной реактор, корпусная технология имеет ограничения по объёму загружаемого топлива, что является недостатком по сравнению с представителем каналных реакторов — РБМК.

РБМК (реактор большой мощности канальный) — 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 лёгкую воду, а в качестве замедлителя – графит. Графитовый замедлитель является более эффективным по сравнению с лёгкой водой, поскольку, несмотря на большую длину замедления нейтронов, он практически не имеет паразитного поглощения нейтронов (в отличие от лёгкой воды). В связи с этим теоретически РБМК способен работать даже на природном, необогащённом 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 нём 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 ТВСзависит в том числе и от количества перегрузок топлива, поскольку при перегрузке происходит выравнивание нейтронного потока 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 сходному с ВВЭР принципу, основная цель – выравнивание энерговыделения по активной зоне. Масса загрузки РБМК-1000 составляет 192 тонны. При расчёте реактора РБМК-1500 изменится масса загрузки – 189тонн, а также тепловая мощность реактора. Все остальные параметры в расчёте на 1 МВт остаются такими же, как и на РБМК-1500, что дополнительно подчёркивает гибкость канальной технологии.

В литературе, посвящённой различным типам реакторов (к примеру, в [10]), утверждается, что РБМК работает при более

низком обогащении топлива за счёт своей более высокой экономичности. В теории этот реактор способен работать на отработавшем топливе ВВЭР. Это объясняется физическим преимуществом РБМК, а именно большими размерами активной зоны и более глубоким выгоранием U-235 (до концентрации 0,5%, т.е. Даже ниже, чем его концентрация в природном уране) за счёт использования графитового замедлителя. В ВВЭР топливо выгорает до концентрации не ниже 1,1 % U-235.

Методика учёта расхода ядерного топлива на АЭС с РБМК

Основной проблемой при расчёте является определение массы выгорающего топлива. В источнике [9] предлагается общепринятая формула, основанная на данных, приведенных в [6]:

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

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 более удобная для инженерного расчёта методика. В качестве примера произведём расчет расхода 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 обогащённом 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:

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

Для РБМК $\alpha = -0,27$, т.е. Масса выгоревшего урана составит 785,4 кг.

Общая масса подпитки вычисляется по формуле (для обогащения 2,8%):

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

Учёт 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 всё более обогащённое 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 , посчитанной выше. Таким образом, стоимость топлива с обогащением 2,8%, загружаемого ежегодно, составит:

$$I_{\text{топл}} = m_{\text{подн}} \cdot C_{2,8\%} = 34147,8 \cdot 1660 = 56\,685\,348 \text{ у.е.}$$

Методика учёта 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%. Проведём исследования эффективности использования топлива по методике, предложенной выше для ВВЭР.

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

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

Для ВВЭР $\alpha = 0,17$, т.е. Масса выгоревшего урана составит 1180,8 кг.

Общая масса подпитки вычисляется по формуле (для обогащения 2,8%):

$$m_{\text{подн}} = m_{\text{выг}} \cdot \frac{100}{x_{\text{свеж}} - x_{\text{ост}}} = 1180,8 \cdot \frac{100}{2,8 - 1,1} = 69\,458,8 \text{ кг}$$

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

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

По аналогии с приведенным выше расчётом топливной составляющей в себестоимости электроэнергии на РБМК-1000, подсчитаем аналогичный параметр для АЭС с реактором ВВЭР-1000.

$$I_{\text{топл}} = m_{\text{топл}} \cdot C_{2,8\%} = 69\,458,8 \cdot 1660 = 115\,301\,608 \text{ у.е.}$$

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. Применявшаяся в социалистической экономике оценка эффективности капиталовложений 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 помноженным 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 внутривозвратного оборота. *Внутривозвратным 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:

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

2. Стоимость полуфабрикатов своего производства и продукции вспомогательных производств, отпущенных другим организациям, населению и своим непромышленным подразделениям за отчетный месяц;

3. Стоимость выполненных работ, оказанных услуг промышленного характера, выполненных по заказам других организаций, населения или своих непромышленных подразделений;

4. Стоимость тары, произведенной для отпуска другим организациям.

5. 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 промышленности, 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, на 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 промышленного цен, пересчитанным 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).

Полезноотпущенная 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:

— Полезноотпущенную 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 в энергетике наиболее часто применяется для выражения объема производства и формируется при продаже энергетической продукции – энергии, энергоносителей и энергетических услуг:

$$P_p = \mathcal{E}1T1 + \mathcal{E}2T2 + \mathcal{E}3T3 + \dots A + Y,$$

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;

$T1, m2, m3$ – 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 наиболее распространенными видами продукции в энергетике являются электрическая и тепловая энергия, формула расчета суммы реализации чаще выглядит:

$$P_p = \mathcal{E}T_e + QT_q \pm A + Y,$$

где \mathcal{E} – количество отпущенной электроэнергии;

Q – количество теплоты, отпущенной потребителям;

T_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 тепло- производителю, 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. Она вычисляется в большинстве случаев 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):

$$P = P_p - I = (C - c) \cdot Q,$$

где Π – прибыль.

Действующий в условиях товарно-денежных (рыночных) отношений закон максимальной прибыли 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 себестоимость 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. И, 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 не могут, как правило, 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 главным для повышения эффективности производства 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, остающаяся у производителя после реализации продукции, т.е. 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 соблюдение 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, т.е. обеспечивать одинаковый производственный эффект и учитывать все затраты, необходимые для его достижения. Для получения равенства энергетического эффекта (потребители обеспечиваются одинаковым количеством энергии, одинаковых параметров и режимов загрузки оборудования, одинаковой степенью надежности энергосбережения) производится уравнивание вариантов 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:

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

3.2.2. Приведенные затраты

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

$$T_{ок} \leq T_n; \mathcal{E} \geq E_n.$$

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, полученный по выражению (3.2) срок окупаемости надо сравнивать с величиной обратной процентной ставки реинвестирования.

Производя несложные преобразования выражений (3.1) и (3.2) с учетом требований (1...6) можно получить формулу для расчета приведенных затрат:

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

Формула приведенных затрат имеет ряд преимуществ перед критерием срока окупаемости:

1. Исключается необходимость ранжирования вариантов по капиталовложениям или издержкам.

2. При близких значениях K_1 и K_2 или I_1 и I_2 получаются более достоверные результаты, т.к. Исключаются ошибки, обусловленные свойствами деления.
3. Появляется возможность экономической оптимизации технических параметров на основе определения минимума функциональной зависимости:

$$Z_{np}(x) = E_n K(x) + I(x) \rightarrow \min,$$

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 трудно выполнимо, в этой связи рассмотрим некоторые способы уравнивания вариантов по производственному эффекту.

Предложим, что $\mathcal{E}_1 > \mathcal{E}_2$, тогда сравнивая варианты по сроку окупаемости, необходимо в варианте с меньшим отпуском электроэнергии к эксплуатационным издержкам добавить слагаемое $(\mathcal{E}_1 - \mathcal{E}_2) \cdot C_1$, где C_1 - себестоимость электроэнергии первого варианта.

$$C_1 = \frac{U_1}{\mathcal{E}_1}.$$

Выражение для расчета срока окупаемости будет иметь вид:

$$T_{ок} = \frac{K_1 - K_2}{U_2 - (U_1 + (\mathcal{E}_1 - \mathcal{E}_2)C_1)}.$$

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

$$z_{np} = \frac{Z_{np}}{\mathcal{E}} = \frac{E_k K + U}{\mathcal{E}} = \left(\frac{E_k k}{h} + C_1 \right) \rightarrow \min$$

Где k - удельные капиталовложения,

h - годовое число часов использования,

C - себестоимость электроэнергии.

Данное сравнение верно, если \mathcal{E}_1 и \mathcal{E}_2 отличаются не более чем на 20%, при большей разности в варианте с меньшим отпускem электроэнергии добавить слагаемое $(\mathcal{E}_1 - \mathcal{E}_2) \cdot z_{np1}$ и сравнение производить по минимуму приведенных затрат

$$z_{np1} = E_{\kappa} K + U \rightarrow \min$$

$$z_{np2} = E_{\kappa} K_2 + U_2 + (\mathcal{E}_1 - \mathcal{E}_2) \cdot z_{np1} \rightarrow \min.$$

3.2.4. Чистая дисконтированная стоимость

В условиях рыночной экономики разработаны 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 сравнивается стоимость будущих доходов 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:

$$\text{ЧДД} = - \sum_{t=0}^{t=T_{cmp}} \frac{K_t}{(1+r)^t} + \sum_{t=T_{cmp}}^{t=T_{cl}} \frac{\Pi_t}{(1+r)^t} \rightarrow \max.$$

где K_t – капиталовложения в год t ,

Π_t – прибыль в год t ,

r – ставка дисконтирования,

T_{cmp} – срок строительства,

T_{cl} – срок службы оборудования (период полезного использования).

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:

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

Чистый поток реальных денег можно определить по выражению:

$$\Pi_t = \text{ЧП}_t + I_{\text{амт}} - I_{\text{фвт}} - K_t - \Delta C_{\text{об.т}},$$

Где ЧП_t - чистая прибыль в год t ,

$I_{\text{амт}}$ - отчисление на амортизацию в год t ,

$I_{\text{фвт}}$ - финансовые издержки (плата за кредит) в год t ,

K_t - капиталовложения в год t ,

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

Чистая прибыль в год t :

$$\text{ЧП}_t = \sum P_i Q_{it} - I_t - H_{\text{ппт}},$$

Где P_i - цена i -ой продукции,

Q_{it} - объем реализации i -ой продукции в год t ,

I_t - суммарные издержки производства в год t ,

$H_{\text{ппт}}$ - налог на прибыль в год t .

Суммарные эксплуатационные затраты производства можно определить по экономическим элементам:

$$I^{\Sigma} = I_{\text{амт}} + I_P + I_{\text{зп}} + I_{\text{ном}} + I_{\text{нр}},$$

Где I_P – затраты на ремонт и обслуживание,

$I_{ЗП}$ – затраты на оплату труда,

$I_{ном}$ – затраты на сырье (потери энергии) ,

$I_{пр}$ – 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, т.е.

$$r_p = r_n - r_{инф},$$

Где r_n - номинальная банковская ставка рефинансирования,

$r_{инф}$ - средний процент инфляции

Внутренняя норма доходности ($E_{вн}$), это то значение нормы дисконта, при котором дисконтированная стоимость инвестиций равна дисконтированной стоимости чистой прибыли, т.е. 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:

$$\sum_{t=0}^{t=T_{cmp}} \frac{K_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=T_{cmp}}^{t=T_{cn}} \frac{\Pi_t}{(1+r)^t},$$

Где r является искомой величиной, т.е. $r = E_{вн}$.

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 собственно капитала, 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:

- $ЧДД > 0$;
- $E_{вн} >$ ставки дисконтирования;
- Динамический срок окупаемости < 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 высокой их 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 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 эффективности общих инвестиционных затрат, например, это может быть максимальная процентная ставка по кредитам, при оценке эффективности использования собственно капитала, 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.

Срок окупаемости служит для определения степени рисков реализации проекта и ликвидности инвестиций. Различают простой срок окупаемости и динамический. Простой срок окупаемости проекта - это период времени, 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. Расчет динамического срока окупаемости проекта осуществляется 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. Годовые затраты на топливо

$$U_m = B \cdot Ц,$$

Где B - годовой расход топлива, $Ц$ - цена топлива.

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

2. Годовые отчисления на амортизацию

$$U_a = C_{осн.с}^n \cdot \frac{H_a}{100} = K \frac{H_a}{100},$$

Где $C_{осн.с}^n$ - первоначальная стоимость основных средств ТЭС, в год выхода на проектную мощность она равна общим капиталовложениям

K , H_a - годовая норма амортизации, рассчитывается по следующему выражению.

$$H_a = \frac{C_{осн.с}^n - C_{осн.с}^л}{C_{осн.с}^n \cdot T_{ни}} \cdot 100 [\%/год],$$

где $C_{осн.с}^л$ - ликвидная стоимость основных средств, примерно может быть принята равной $C_{осн.с}^л = (0,8...0,1)C_{осн.с}^n$.

3. Годовые затраты на зарплату

$$U_{zn} = N \cdot k_{ум} \cdot з_{см},$$

где N - мощность ТЭС, $k_{ум}$ - штатный коэффициент, $з_{см}$ - среднегодовая зарплата с начислениями.

4. Годовые затраты на ремонт

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

5. Прочие годовые затраты ТЭС

$$U_{np} = (0,1...0,15)(U_a + U_{zn} + U_p).$$

Суммарные годовые затраты на производство электроэнергии.

$$U = U_m + U_a + U_{zn} + U_p + U_{np}.$$

Себестоимость 1 кВт·ч на шинах ТЭС.

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

Где \mathcal{E} - годовое производство электроэнергии,

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

Таблица 3. Структура себестоимости

| Наименование экономического элемента | Значение в денежных единицах | Значение в % |
|--------------------------------------|------------------------------|--------------|
| 1. Издержки на топливо | | |
| 2. Отчисления на амортизацию | | |
| 3. Издержки на зарплату | | |
| 4. Затраты на ремонт | | |
| 5. 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 отложим на оси ординат полные капиталовложения в АЭС, соединив полученную точку с точкой начала координат «S» -

образной кривой, получим график освоения капиталовложений с нарастающим итогом (см. рисунок 3). Капиталовложения в каждый t -й год находятся как разность ординат t -ого и $(t-1)$ -ого года.

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

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

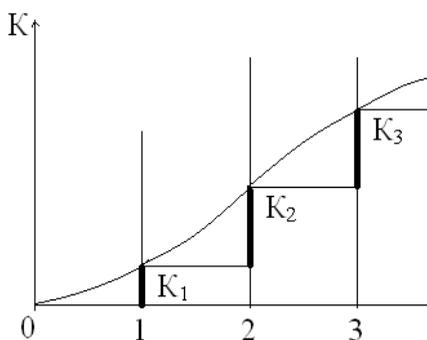


Рисунок 3 - График освоения капиталовложений с нарастающим итогом

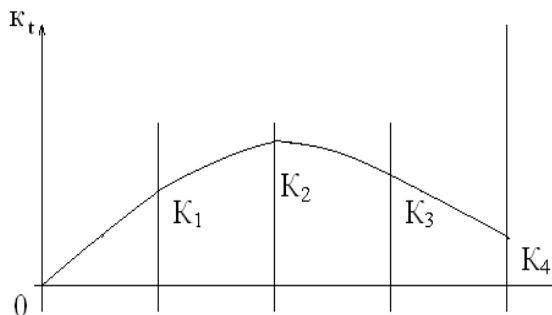


Рисунок 4 - График освоения капиталовложений по годам строительства

На основе рисунка 3 необходимо построить график освоения капиталовложений по годам строительства (рисунок 4) и выполнить проверку:

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

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

Определим отпуск энергии в год ввода первого блока

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

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:

$$B_1 = \mathcal{E}_1 \cdot \epsilon_{\text{гг}},$$

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

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 будут равны

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

где $U_{\text{норм}}$ - 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.

$$V_p = \mathcal{E} \cdot \tau_{\text{гг}},$$

где $\tau_{\text{гг}}$ - тариф на электроэнергию, примерно может быть равен:

$$\tau_{\text{гг}} = c_{\text{гг}}(1,2...1,3)$$

Объем реализованной продукции при вводе первого блока

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

Чистая прибыль при выходе ТЭС на расчетные параметры

$$\Pi_p = V_p - (U_m + U_{\text{норм}}) + U_a.$$

Чистая прибыль в год ввода первого блока (начало эксплуатации)

$$\Pi_{p1} = V_{p1} - (U_{m1} + U_{\text{норм1}}) + U_{a1},$$

где U_{m1}, U_{a1} - издержки на топливо, амортизацию в год начала эксплуатации ТЭС.

$$U_{m1} = C_{\text{топ}} \cdot B_1,$$

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

На основе рассчитанных параметров строится график изменения чистой прибыли по годам эксплуатации ТЭС (рис. 5).

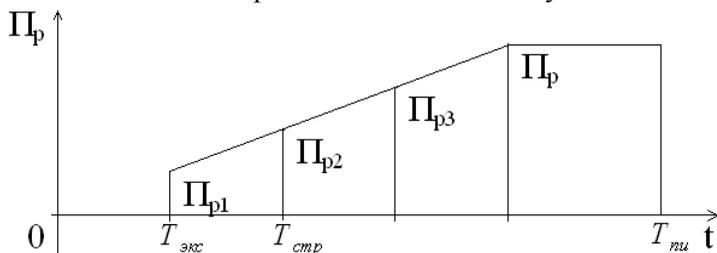


Рисунок 5 - График изменения чистой прибыли

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

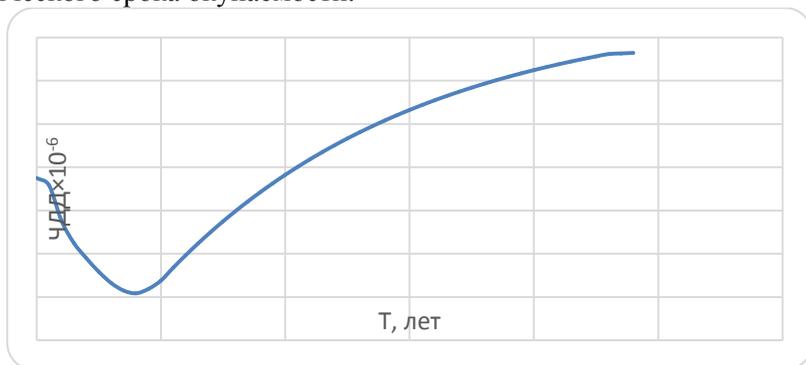


Рисунок 6 - Зависимость ЧДД от времени

Построив график изменения чистой дисконтированной стоимости в зависимости от ставки рефинансирования определим

для сравниваемых вариантов значение внутренней нормы доходности.

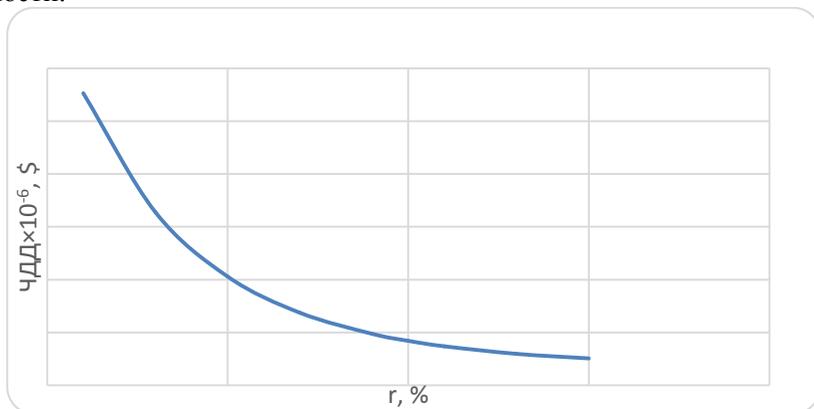


Рисунок 7 - Зависимость ЧДД от ставки рефинансирования

4. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОЕКТА

4.1. Технико-экономические показатели турбоагрегатов

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

$$Q_{турб} = a + \tau_m N_{эк} + \tau_m (N - N_{эк}), \text{ при } N > N_{эк},$$

При $N \leq N_{эк}$ - без последнего слагаемого.

Для определения годового расхода тепла энергетическая характеристика трансформируется следующим образом:

$$Q_{турб}^{год} = a T_{раб} + \tau_m \mathcal{E}_{год}^{эк} + \tau'_m (\mathcal{E}_{год} - \mathcal{E}_{год}^{эк})$$

Где $T_{раб}$ - число работы турбины за год; $\mathcal{E}_{год}$ - суммарная годовая выработка электроэнергии; $\mathcal{E}_{год}^{эк}$ - годовая выработка при $N \leq N_{эк}$.

Величина $T_{раб} = 8760 - (T_{рем} + T_{рез} + T_{ав})$, где $T_{рем}, T_{рез}, T_{ав}$ - общая длительность нахождения в ремонте, резерве и авариях за год. Для новых проектируемых электростанций блоки как самые экономичные, в резерве не находятся. Величину $T_{раб}$ - можно принять в следующих размерах: к-160- 6000ч.; к-200- 6200ч.; к-300- 6500ч.; к-500- 6600ч.; к-800-6700 ч.

Годовая выработка $\mathcal{E}_{год}$ принимается равной $\mathcal{E}_{год} = N_{ном} h_{уст}$, где $h_{уст}$ - из обоснования строительства КЭС. Величина $\mathcal{E}_{год} - \mathcal{E}_{год}^{эк}$ - т.е. Выработка при нагрузке блока больше экономической должна определяться на основе графиков нагрузки КЭС. Приближено $\mathcal{E}_{год} - \mathcal{E}_{год}^{эк}$ определяется из выражения

$$(\mathcal{E}_{год} - \mathcal{E}_{год}^{эк})\% = \frac{N_{ном} N_{эк}}{N_{ном}} \beta * 100\%.$$

Где величина β зависит от $N_{ном}$ блока и $h_{уст}(T_{уст})$

| | | | | | |
|-----|--|------|------|------|------|
| Q | | 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;
 $K - 160 - Q_{турб} = 24,85 + 1,922N_{ЭК} + 2,0(N - N_{ЭК})$, где

$$N_{ЭК} = 124,2 \text{ МВт}.$$

$K - 200 - Q_{турб} = 29,50 + 1,839N_{ЭК} + 1,957(N - N_{ЭК})$, где

$$N_{ЭК} = 173,4 \text{ МВт}.$$

$K - 300 - Q_{турб} = 42 + 1,828N_{ЭК} + 1,92(N - N_{ЭК})$, где

$$N_{ЭК} = 260,0 \text{ МВт}.$$

Для блоков к-500 и к-800 приближенные характеристики
 $K - 500 - Q_{турб} = 58,00 + 1,823N_{ЭК} + 1,9(N - N_{ЭК})$, где

$$N_{ЭК} = 450 \text{ МВт}.$$

$K - 800 - Q_{турб} = 87 + 1,818N_{ЭК} + 1,88(N - N_{ЭК})$, где

$$N_{ЭК} = 700 \text{ МВт}.$$

Полный расход тепловой энергии на выработку электроэнергии турбиной $Q_3 = Q_{турб}^{год} \left(1 \pm \frac{\sum \Delta n * c\%}{100}\right) + \sum q_{пуск}^{турб}$.

Здесь Δn - отклонение параметров от номинальных значений, $c\%$ - нормы поправки на отклонения; $\sum q_{пуск}^{турб}$ - расходы тепла на пуски турбин. Последняя величина учитывается при определении технико-экономических показателей ПГ и в Q_3 условно не включается. Ниже даны значения поправок для блоков (с%).

Таблица 4. Поправки к расходу тепла на отклонение параметров от номинальных, %

| | $P_{нач}$ | $t_{пер}$ | $t_{нев}$ | $t_{после\ промперегрева}$ |
|-----------|--------------------------|--------------|--------------|----------------------------|
| | $\pm I_{ата}$ | $\pm 10^0 C$ | $\pm 10^0 C$ | $\pm 10^0 C$ |
| 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 2-3-х поправок с тем, чтобы увеличение расхода тепла было в пределах 1-1,5%.

Далее определяется удельный расход тепла брутто по турбинам

$$q_T = \frac{Q_3}{\mathcal{E}_{200}} \text{ ккал/кВт*ч.} \quad \text{Для блоков к-300 и выше}$$

$$q_T = \frac{Q_3}{\mathcal{E}_{200} + \mathcal{E}_{импн}} \text{ ккал/кВт*ч.}$$

Величина $\mathcal{E}_{импн}$ определяется ниже.

Затем определяется удельный расход тепла нетто турбины

$$q_T^H = q_T \frac{100 + q_T^{сн}}{100 - \mathcal{E}_T^{сн}} \text{ ккал/кВт*ч.}$$

Здесь $q_T^{сн}$ - % расхода тепла для турбоустановки на собственные нужды и $\mathcal{E}_T^{сн}$ - % расхода электроэнергии на СН Турбоустановки.

Величину $q_T^{сн}$ - можно принять в пределах 0,4-0,6%. Величина $\mathcal{E}_T^{сн}$ % 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 $\Delta \mathcal{E}_{сн}$ %. $\mathcal{E}_T^{сн} \% = (0,25 \div 0,4) \Delta \mathcal{E}_{сн} \% .$

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

По ранее найденному значению q_T^H определяем КПД

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

нетто

4.2. технико-экономические показатели парогенератора

Общий годовой отпуск тепловой энергии от парогенератора определяется из выражения:

$$Q_{пг}^{год} = (Q_3 \frac{100 + q_T^{CH}}{100} + Q_{роу(год)}^{бл}) * \frac{100}{(100 - q_T^{CH} \%) \eta_{mn}}$$

Здесь $Q_{роу(год)}^{бл}$ - отпуск тепла через РОУ приходящийся на I блок

$$Q_{роу(год)}^{бл} = \frac{Q_{год}^{noc} + Q_{год}^{кф} + Q_{год}^{мх}}{\eta_{бл}}.$$

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

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

$$\xi = (1 - \lambda)(1 + \kappa\lambda)$$

$$\lambda = 1 - \gamma$$

ГДЕ y - коэффициент недовыработки, а $k = 0,35$.

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

Величина q_t^{ch} % - процент расхода тепла на собственные нужды парогенератора (кроме калориферов и мазутного хозяйства) принимаются в пределах 0,8-1,2% (обдувка, продувка, расшлаковка, водоподготовка, отопление и вентиляция).

КПД теплового потока

$$\eta_{mn} \% = 100 - q_{mn} \% \frac{N_{ном}}{N_{ср}}; N_{ср} = \frac{\mathcal{E}_{вер}}{T_{раб}}, \quad \text{где } q_{mn} \% -$$

потери тепла в паропроводах и турбоприводах между парогенераторами и турбинами принимается 1-1,2%.

Годовой расход условного топлива на парогенератор определяется из выражения:

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

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

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

$$Q_{nз}^{ср} = \frac{Q_{nз}^{год}}{T_{раб}}, f = \frac{Q_{nз}^{год}}{Q_{nз}^{ном}} * 100\%.$$

Изменения η_{nz} в зависимости от f можно принимать по следующей таблице.

Таблица 6. Изменение КПД парогенератора.

| | | | | | | | |
|--|-------|-------|-------|-------|------|------|-----------|
| Паропроизводительность парогенератора в% | 100 % | 90% | 85% | 80% | 70 % | 60 % | |
| КПД $\eta_{nz}^{бр}$ в % | 100 | 100,4 | 100,6 | 100,4 | 100 | 99,3 | Газ мазут |
| КПД при $Q_{nz} = 100\%$ | 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 нормальных по качеству топлива, $t_{nz}, t_{возд}$ загрязнению поверхностей и др. Можно принять 1,03-0,01.

$\eta_{пуск}$ количество пусков блока за год 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.

Таблица 5. Расход топлива на пуск 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_{nz} найдем среднегодовой КПД нетто парогенератора $\eta_{nz}^{шт} = \eta_{nz}^{бр} \frac{100 - q_k^{ch} \%}{100} * \frac{100 - \mathcal{E}_z^{ch} \%}{100 - \mathcal{E}_T^{ch} \%}$ - для блоков К-160 К-200.

Для блоков К-300 и более высокой единичной мощности

$$\eta_{нз}^{шт} = \eta_{нз}^{бр} \frac{100 - q_k^{ch} \%}{100} * \frac{100 - \mathcal{E}_9^{ch} \%}{100 + \mathcal{E}_{имнн} - \mathcal{E}_T^{ch} \%}.$$

Здесь $\mathcal{E}_9^{ch}, \mathcal{E}_T^{ch}$ общий расход электроэнергии на собственные нужды в %, $\mathcal{E}_{имнн}$ - приведенная величина расхода электроэнергии на питательный турбонасос.

$$\mathcal{E}_{имнн} \% = \frac{\mathcal{E}_{имнн}}{\mathcal{E}_{год}} * 100; \mathcal{E}_{имнн} = N_{имнн} \tau_{имнн} \text{тыс кВт} * \text{ч}$$

ГДЕ $\tau_{имнн} = T_{раб}$. Величина $N_{имнн}$ определяется в зависимости от среднечасового расхода питательной воды $G_{нб}^{cp} \text{ м}^3 / \text{ч}$.

$$N_{имнн} = G_{нб}^{cp} (10 \div 11) \text{ кВт}; G_{нб}^{cp} = D_{нб}^{cp} * 1,1; D_{нб}^{cp} = \frac{Q_{нб}^{cp}}{\Delta i} = \frac{Q_{нб}^{cp}}{0,7}.$$

4.3. Техничко-экономические показатели блока или АЭС в целом

Удельный расход условного топлива на I отпущенный кВт*ч

$$\epsilon_9^{омн} = \frac{B_9 * 10^3}{\mathcal{E}_{год}^{омн}} = \frac{B_9 * 10^3}{\mathcal{E}_{год} (1 - \Delta \mathcal{E}_{сн} \% / 100)}.$$

B_9 - годовой расход топлива на производство электроэнергии определяется как и $B_{нз}$ с исключением $Q_{год}^{noc}$.

Полученная величина $\epsilon_9^{омн}$ 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)

$$\eta_{кэс} = \frac{860}{7000 * \epsilon_9^{омн}} = \frac{0,123}{\epsilon_9^{омн}}.$$

Топливная составляющая себестоимость электроэнергии на АЭС:

$$C_{\text{ЭЭ}}^T = b_{\text{ЭЭ}} C_{\text{ТУТ}}, \text{ у.е./кВт}\cdot\text{ч},$$

Где $C_{\text{ТУТ}}$ - цена тонны условного топлива.

$$C_{\text{ТУТ}} = \frac{(C_{\text{ТНТ}} + T_{\text{ЖД}}) \cdot 29300}{Q_n^p}, \text{ у.е./т.м.т.}$$

Себестоимость 1 кВт.ч на шинах АЭС:

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

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

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

Удельные приведенные затраты в КЭС на производство электроэнергии:

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

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:

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

Где $C_{\text{ЭЭ}}^H$ - 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 таблицу 7. Техничко-экономических показателей сравниваемых вариантов и сделать общее заключение по работе.

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_b - относительный прирост блока (т у.т./МВт ч)

η - коэффициент полезного действия агрегата (КПД)

Таблица 7 - 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 | $\mathcal{E}_{отпр}$ | МВт·ч | $12,96 \cdot 10^6$ | $15,12 \cdot 10^6$ |
| 5. | Удельные капиталовложения | $K_{уд}$ | \$/кВт·ч | 1500 | 6000 |
| 6. | Полные капиталовложения | K | млрд. \$ | $4,05 \cdot 10^9$ | $14,4 \cdot 10^9$ |
| 7. | Штатный коэффициент | $k_{шт}$ | чел/МВт | 0,7 | 0,9 |
| 8. | Среднегодовая заработная плата | $Z_{ср}$ | \$/год | 12000 | 21000 |
| 9. | Норма амортизации | H_a | % | 3,5 | 1,67 |
| 10. | КПД.по производству энергии | $\eta_{э}$ | % | 55 | 37,5 |
| 11. | Удельный расход условного топлива на производство э/э | $b_{ум}$ | кгу.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_T | млн. \$/год | 649,1 | 358,15 |
| 14. | Издержки на амортизацию | I_a | млн. \$/год | 101,25 | 240,48 |
| 15. | Издержки на ремонт | I_p | млн. \$/год | 40,5 | 84,17 |
| 16. | Издержки на заработную плату | $I_{зн}$ | млн. \$/год | 30,78 | 45,36 |
| 17. | Прочие издержки | $I_{пр}$ | млн. \$/год | 25,88 | 55,5 |
| 18. | Себестоимость э/э | $C_{ээ}$ | \$/кВт·ч. | 0,063 | 0,052 |
| 19. | Топливная составляющая себестоимости э/э | $C_{ээ}^{топл}$ | \$/кВт·ч. | 0,050 | 0,024 |
| 20. | Приведенные затраты | $Z_{пр}$ | млн.\$ | 1334 | 2512 |
| 21. | Удельные приведенные затраты | $Z_{пр}^y$ | \$/кВт.ч. | 0,103 | 0,150 |
| 22. | Коэффициент использования | КИУМ | - | 0,571 | 0,799 |

| | | | | | |
|-----|-------------------------------|----------|--------------|-------|-------|
| | установленной мощности | | | | |
| 23. | Фондоотдача | Φ_o | \$\$ | 0,384 | 0,127 |
| 24. | Фондоёмкость | 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 |

Приложение

Таблица III – 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 |
| AP-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 | - |
| ACR-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 | | СО ₂ -Теплоноситель | | Гелиевый теплоноситель | Легководный теплоноситель |
| | | | Естественный уран (CANDU-BLW) | Обогащенное топливо (SGHWR) | Естественный уран (Magnox) | Обогащенное топливо (AGR) | | |

Таблица ПЗ. 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 пиролитически 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 регулирующие 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.

Таблица П4. Выведенные из эксплуатации ВТГР

| Показатели | АЭС (страна) | | | | |
|--|-------------------|-----------------------------------|---------------------------|--------------------|------------------------------|
| | AVR (Германия) | «Dragon» (Велико- британия) | вPeach Bottom (США) | THTR (Германия) | ВFort-St.- Vrein (США) |
| Тепловая мощность, МВт | 46 | 20 | 115 | 750 | 842 |
| Электричес кая мощность, МВт | 15 | – | 40 | 300 | 330 |
| Назначение | Экспериме нт | Экспериме нт | Экспериме нт | Экспериме нт | Экспериме нт |
| Тип твэлов | Шаровой | Стержнево й | Стержнево й | Шаровой | Блочный |
| Максимальн ая температура гелия, °С | 950 | 750 | 770 | 750 | 842 |
| Годы эксплуатаци и | 1995–1998 | 1966–1975 | 1965–988 | 1985–1988 | 1976–1989 |
| Состояние | Остановле н | В стадии демонтажа | В стадии демонтажа | Остановле н | Частично демонтиров ан |
| Тепловая мощность, МВт | 46 | 20 | 115 | 750 | 842 |

Таблица П5. Проектируемые, строящиеся и введенные в эксплуатацию

| Показатели | Реактор (страна) | | | | |
|---|--------------------------------|-----------------------------------|--------------------------------|---|---|
| | HTR-10 (Китай) | HTR-10 (Китай) | HTR-10 (Китай) | HTR-10 (Китай) | HTR-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 |

Таблица П6. Технические характеристики реакторов HTTR

| | |
|---|--|
| Тепловая мощность, МВт | 30 |
| Теплоноситель | Газообразный гелий |
| Температура n_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 |

Таблица П7. 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 n_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 |

Таблица П8. 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 регуляторов | легководных | 14 |
| Количество кадмиевых стержней | | 4 |
| Количество стальных стержней | | 21 |
| Аварийная защита | | |
| Количество остановки | кадмиевых блоков | 28 |
| Количество устройств раствора гадолиния В замедлитель | впрыска | 6 |
| Первый контур | | |
| Расход теплоносителя активную зону, т/с | через | 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 |

4. ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЙ РАЗДЕЛ

Белорусский национальный технический университет

УТВЕРЖДАЮ

Проректор по учебной работе
Белорусского национального
технического университета

 А.Г. Баханович

Регистрационный № УД-ЭЭЧЧ-27 /уч.

ЭКОНОМИКА ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ И ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА

Учебная программа учреждения высшего образования
по учебной дисциплине для специальности

1-43 01 08 «Паротурбинные установки атомных электрических станций»

2017 г.

Учебная программа составлена на основе образовательного стандарта ОСВО 1-43 01 08-2013

СОСТАВИТЕЛЬ:

В.Н. Нагорнов, доцент кафедры «Экономика и организация энергетики» Белорусского национального технического университета, кандидат экономических наук, доцент;

РЕЦЕНЗЕНТЫ:

Н.Б. Карницкий, заведующий кафедрой «Тепловые электрические станции» Белорусского национального технического университета, доктор технических наук, профессор;

В.В. Васильченко, заместитель генерального директора республиканского унитарного предприятия электроэнергетики «ОДУ»

РЕКОМЕНДОВАНА К УТВЕРЖДЕНИЮ:

Кафедрой «Экономика и организация энергетики» Белорусского национального технического университета
(протокол № 5 от 24.12 2014 г.)

Заведующий кафедрой



Т.Ф. Манцерова

Методической комиссией Энергетического факультета Белорусского национального технического университета
(протокол № 1 от 15.01 2018 г.)

Председатель методической комиссии



И.Е. Мигуцкий

Научно-методическим советом Белорусского национального технического университета (протокол № 2 секции №1 от 22.02, 2018 г.)

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Учебная программа по учебной дисциплине «Экономика ядерной энергетики и организации производства» разработана для специальности 1-43 01 08 «Паротурбинные установки атомных электрических станций».

Целью изучения учебной дисциплины является овладение основами экономики ядерной энергетики и организации производства на АЭС.

Основными задачами преподавания учебной дисциплины является получение знаний по общим вопросам развития энергетики и ядерной энергетики; топливно-энергетического комплекса; топливных циклов ядерной энергетики; основных и оборотных производственных фондов АЭС.

Учебная дисциплина базируется на знаниях, полученных при изучении таких дисциплин как: «Турбины АЭС», «Атомные электрические станции», «Техническая термодинамика» и т.д. Знания и умения, полученные студентами при изучении данной дисциплины, необходимы для освоения последующих специальных дисциплин и дисциплин специализаций.

В результате изучения учебной дисциплины «Экономика ядерной энергетики и организации производства» студент должен:

знать:

- методы расчета и анализа технико-экономических показателей предприятий энергетики;
- критерии эффективности сооружения и эксплуатации объектов атомной энергетики;
- принципы ценообразования в энергетике;
- экономику энерго- и ресурсосбережения;

уметь:

- рассчитывать и анализировать технико-экономические показатели атомных электростанций;
- проводить технико-экономическое сравнение вариантов развития объектов теплоэнергетики по различным экономическим критериям;
- осуществлять экономическую оценку эффективности мероприятий по энерго- и ресурсосбережению;

владеть:

- методами расчета технико-экономических показателей атомных электрических станций;
- методиками обоснования выбора инвестиционных проектов;
- методиками оценки экономической эффективности оборудования атомных электрических станций в течение всего жизненного цикла.

Освоение данной учебной дисциплины обеспечивает формирование следующих компетенций:

ПК-3. Самостоятельно или в составе группы специалистов проектировать тепловую часть (второй контур) атомных электрических станций, выполнять их технико-экономическое обоснование и планы реконструкции.

ПК-9. Разрабатывать режимы работы и рассчитывать экономическую и экологическую эффективность внедряемых проектных и технологических решений при производстве электрической энергии с использованием ядерного топлива.

На изучение учебной дисциплины «Экономика ядерной энергетики и организации производства» отведено всего 150 часов, из них — 104 аудиторных часов.

Распределение аудиторных часов по курсам, семестрам и видам занятий приведено в таблице 1.

Таблица 1.

| Очная форма получения высшего образования | | | | | |
|---|---------|------------|--------------------------|--------------------------|---------------------------------|
| Курс | Семестр | Лекции, ч. | Лабораторные занятия, ч. | Практические занятия, ч. | Форма текущей аттестации |
| 4 | 8 | 28 | - | 28 | зачет |
| 5 | 9 | 32 | - | 16 | защита курсовой работы, экзамен |

СОДЕРЖАНИЕ УЧЕБНОГО МАТЕРИАЛА

РАЗДЕЛ I. ОСНОВЫ ЭКОНОМИКИ ЭНЕРГЕТИКИ

Тема 1.1. ВВЕДЕНИЕ

Общая характеристика электроэнергетических источников. Структура курса. Роль и место экономической подготовки инженерных кадров. Связь курса со специальными техническими дисциплинами.

Тема 1.2. Энергетика и электрификация в системе народного хозяйства

Особенности и роль энергетики как отрасли промышленности. Роль энергетики в развитии национальной экономики. Топливо-энергетический комплекс (ТЭК). Характеристика структуры и характерных особенностей комплекса. Топливо-энергетические ресурсы. Роль ядерной энергетики. Структура генерирующих мощностей. Ядерная энергетика. Основные задачи, перспективы развития и направления совершенствования структуры ТЭК. Перспективы развития электроэнергетики и электрификации.

Тема 1.3. Основные и оборотные средства энергопредприятий. Производственные мощности в энергетике

Основные средства в энергетике, их сущность и роль в расширенном воспроизводстве. Структура основных средств и факторы, ее определяющие экономическое значение повышения роли активной части основных средств. Виды стоимостных оценок. Физический и моральный износ основных средств. Нормы амортизации и методы их определения. Порядок использования амортизационных отчислений. Капитальный ремонт и модернизация оборудования. Показатели использования основных средств в энергетике. Показатели эффективности использования основных средств АЭС. Производственные мощности энергопредприятий. Показатели использования производственной мощности энергопредприятия. Основные пути и экономическая эффективность улучшения использования производственных мощностей в энергетике. Понятие об оптимальном уровне загрузки

оборудования. Экономическое значение интенсивного использования и обновления основных фондов в условиях конкуренции.

Экономическая сущность, состав и структура оборотных средств энергетических предприятий. Нормируемые и ненормируемые оборотные средства, показатели их использования и пути ускорения оборачиваемости. Источники образования оборотных средств. Экономическое значение сокращения производственных запасов оборотных средств, применение экономически обоснованных норм их расхода. Глубина выгорания ядерного топлива. Потребность АЭС в топливе. Удельный расход ядерного топлива. Пути повышения эффективности использования ядерного топлива. Показатели эффективности использования оборотных средств. Основные направления улучшения использования основных и оборотных средств.

Тема 1.4. Капитальное строительство и проектирование в энергетике

Экономическое содержание, назначение и масштабы капиталовложений в энергетике. Принципы планирования и источники финансирования капитального строительства.

Основные задачи и пути повышения эффективности капиталовложений в промышленности. Отраслевая капиталоемкость в энергетике, удельные капиталовложения в энергетические объекты. Пути улучшения этих показателей. Модернизация и реконструкция как пути повышения эффективности капитальных вложений в энергетике.

Организация и стадии проектирования в энергетике. Типовые проекты и нормативная база проектирования энергетических объектов, их экономическое значение.

Сметная стоимость строительства АЭС и пути ее снижения. Объектные и сводные сметы, их структура и назначение. Методы укрупненного расчета капитальных вложений в энергетические объекты.

Тема 1.5. Кадры энергопредприятий

Классификация и структура кадров энергопредприятий. Определение численности персонала и производительности труда. Удельная численность персонала на электрической станции. Производительность труда на станции и способы ее изменения. Заработная плата, доходы. Системы оплаты труда. Планирование фонда заработной платы.

Тема 1.6. Себестоимость энергии

Классификация, структура и виды себестоимости промышленной продукции. Себестоимость продукции энергосистемы. Особенности структуры себестоимости ТЭС и АЭС.

Основные объекты расчета себестоимости в энергосистемах: себестоимость производства энергии на электростанциях, себестоимость передачи, распределения энергии в электрических станциях и тепловых сетях, себестоимость полезно отпущенной потребителям энергии в энергосистемах.

Поэлементная и калькуляционная классификация себестоимости на электростанциях разных типов, в сетевых предприятиях и энергосистемах.

Себестоимость электроэнергии на конденсационной электростанции. Затраты на топливо, как основная составляющая затрат на производство энергии. Анализ факторов, влияющих на величину топливной составляющей энергии. Методы расчета полных и удельных расходов топлива. Технический прогресс в энергетике (повышение начальных параметров пара, укрупнение единичных мощностей и др.) И его влияние на экономию топлива. Методика расчета затрат на топливо.

Себестоимость электрической и тепловой энергии на теплоэлектроцентралях. Особенности калькуляции себестоимости электрической и тепловой энергии на ТЭЦ. Методы разделения затрат по видам продукции. С помощью физического метода, его достоинства и недостатки. Современные методы распределения затрат между электроэнергией и теплотой.

Группировка затрат. Условно-постоянные и условно-переменные затраты на тепловых электростанциях. Факторы

снижения себестоимости энергетической продукции на АЭС. Увеличение глубины выгорания ядерного топлива. Химическая переработка отработавшего топлива. Реакторы размножители. Эксплуатационная экономическая характеристика АЭС.

Себестоимость производства энергии на ГЭС и других электростанциях (ГАЭС, ГТЭС, ПТЭС).

Себестоимость передачи и распределения энергии.

Себестоимость производства тепловой энергии в районных котельных.

Полная себестоимость энергии в энергетической системе. Факторы, оказывающие влияние на величину полной себестоимости энергии.

Основные пути снижения себестоимости энергии в энергосистемах.

РАЗДЕЛ П. ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИНВЕСТИЦИЙ

Тема 2.1. Ценообразование, прибыль и рентабельность в энергетике

Принципы ценообразования на промышленную продукцию. Задачи и политика ценообразования в условиях рыночной экономики. Требования к ценообразованию на продукцию энергосистем. Система тарифов на электрическую энергию (одноставочные, двухставочные, многоставочные). Принципы построения тарифов и области их применения. Принципы установления тарифов на межсистемные передачи электроэнергий. Пути совершенствования тарифов на энергию.

Прибыль в энергетическом производстве, особенности ее формирования, направления использования и пути повышения. Рентабельность – показатель эффективности энергетического производства. Основные финансовые документы предприятия. Критерии финансового состояния энергопредприятия.

Тема 2.2. Финансово-экономическая эффективность инвестиций в энергообъекты

Понятие инвестиций. Типы и классификации инвестиций. Основные экономические концепции инвестиций. Роль финансово-экономической оценки инвестиций. Основные этапы инвестиционного проекта. Проблема экономической эффективности капитальных затрат в условиях рыночной экономики. Понятие об абсолютной и сравнительной эффективности капитальных вложений и их показатели.

Основные показатели экономической эффективности: капитальные затраты, себестоимость, производительность труда, прибыль и рентабельность, стоимость. Задачи технико-экономических расчетов в энергетике. Требования к критерию оптимальности плановых и проектных решений.

Условия энергетической и экономической сопоставимости сравниваемых вариантов.

Метод срока окупаемости, его экономический смысл, достоинства и недостатки. Коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений и его экономический смысл.

Приведенные затраты. Вывод формулы приведенных затрат и обоснование ее экономического смысла.

Методы оценки финансово-экономической эффективности инвестиционного проекта с учетом фактора времени. Принципы формирования динамических критериев оптимальности и их экономическое толкование. Текущая дисконтированная стоимость. Период окупаемости. Внутренняя норма доходности. Рентабельность. Фактор риска в экономических расчетах. Анализ чувствительности решений с целью определения устойчивости результирующих показателей. Понятие о точке безубыточности. Учет инфляции при проведении экономических расчетов.

Методы выбора оптимальных решений в энергоэкономических расчетах в условиях неопределенности исходной информации и многокритериальности.

Оценка экономической эффективности инвестиций в реконструкцию и техническое перевооружение энергетических объектов. Бизнес-план инвестиционного проекта АЭС

Тема 2.3. Энергетические ресурсы, направления и экономика их использования

Характеристика и классификация энергетических ресурсов, методы их учета и соизмерения. Энергетическое и технологическое топливо. Вторичные энергоресурсы, задачи повышения эффективности их использования. Направления использования энергетических ресурсов. Виды топлива, используемого в энергетике, их качественная характеристика.

Мировые запасы, потребление и размещение энергоресурсов.

Экономические показатели добычи и транспорта топлива.

Экономика выбора топлива для тепловой электростанции.

Гидроэнергетические ресурсы. Их количественная и качественная характеристика.

Экономика использования ядерных энергоресурсов. Проблемы использования новых видов энергии: солнечной, геотермальной, ветра, приливов.

Тема 2.4. Энергетический баланс и основы экономики энергопотребления

Общая характеристика и классификация балансов, используемых в топливно-энергетическом хозяйстве. Энергобаланс. Динамика абсолютных и структурных изменений баланса топливно-энергетических ресурсов. Понятие о топливно-энергетических ресурсах. Понятие о топливно-энергетических балансах тепловых электростанций и энергосистем.

Методика расчета расходной части энергетического баланса района. Роль энергетики в размещении производственных сил, в том числе отраслей промышленности.

Направления электрификации и основы экономики энергетики промышленности. Энергетическая классификация промышленных производственных процессов.

Нормы удельных расходов энергии. Графики энергопотребления, показатели режима и факторы, их определяющие. Экономика выбора источников и схем энергоснабжения районов и промышленных центров.

Тема 2.5. Формы организации промышленного производства. Эффективность концентрации, централизации и комбинирования в энергетике

Формы организации промышленного производства. Характеристика источников энергоснабжения районов и принципы их размещения, в том числе АЭС, АТЭЦ и АСТ. Параметры, характеризующие качество электрической и тепловой энергии. Оценка от ухудшения качества энергоснабжения.

Понятие и экономическая эффективность повышения надежности энергоснабжения. Ущерб у потребителей от снижения надежности электроснабжения и аварийного недоотпуска энергии.

Экономическое значение концентрации, централизации и комбинирования. Экономическая эффективность концентрации в энергетике.

Концентрация энергетических мощностей как фактор технического прогресса в экономии капитальных и текущих затрат в энергетике и ее экологические последствия.

Анализ факторов, определяющих оптимум концентрации в энергетике.

Перспективы увеличения единичных мощностей агрегатов и установления мощности станции в целом, зарубежный опыт.

Централизация энергосбережения как одно из важнейших направлений развития энергетики, ее сущность. Общая характеристика существующего уровня и задачи развития централизации энергоснабжения. Экономически обоснованные радиусы энергоснабжения.

Экономическая эффективность комбинирования в энергетике.

Сущность и методический подход к определению экономической эффективности теплофикации, годовая экономия топлива. Типы теплофикационных агрегатов. Факторы, определяющие экономику строительства и эксплуатации ТЭЦ. Часовой коэффициент теплофикации и экономические основы его выбора. Теплоэлектрический коэффициент. Методы рационального покрытия отопительной нагрузки. Технический прогресс и перспективы развития теплофикации.

Тема 2.6. Экономические основы формирования и развития энергосистемы

Основные понятия, классификация и экономические преимущества энергосистем. Этапы, перспективы развития и эффективность формирования энергосистем и их объединений.

Дальние электропередачи как фактор создания межрайонных энергетических объединений.

Энерго-экономическая характеристика электростанций различных типов. Балансы установленной и рабочей мощности в энергосистеме. Виды и назначения резервов в энергосистемах. Принципы и методика расчета величины резерва мощности в энергосистеме. Размещение резервов мощности в энергосистеме.

Методические основы определения перспективного развития энергосистем и обоснования оптимальной структуры генерирующих мощностей и необходимой располагаемой мощности энергосистемы.

Принципы экономического обоснования типа и мощности электростанции различных типов в энергосистеме как необходимой предпосылки оптимизации ее структуры. Экономика ГРЭС, ТЭЦ, АЭС и ГАЭС как элементов энергосистемы.

РАЗДЕЛ III. ОРГАНИЗАЦИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПРОИЗВОДСТВА

Тема 3.1. Организация производства на предприятиях и типы организационных структур управления

Понятие о производственном процессе. Структура его. Классификация производственных процессов. Значение рациональной организации производственных процессов.

Основные понятия об организационных и производственных структурах и особенностях их формирования в электроэнергетике. Понятие о рабочем месте, зоне обслуживания и производственном участке. Линейная, функциональная и линейно-функциональная структура организации управления производством.

Тема 3.2. Организация производства электрической и тепловой энергии

Производственное объединение энергетики - основное производственно-хозяйственное звено энергосистемы.

Организационно-производственная структура тепловой электростанции. Факторы, определяющие производственную структуру электростанции (вид топлива, количество отпускаемой энергии, система водоснабжения и др.). Организационные структуры тепловых электростанций. Блочно-цеховая организационно-производственная структура электростанций. Особенности организационно-производственных структур управления электростанций других типов.

Тема 3.3. Организация передачи и распределения электрической энергии

Организационно-производственная структура электрических сетей. Понятие о функциональной, территориальной и смешанной организационно-производственной структуре электрических сетей. Особенности организационно-производственной структуры тепловых сетей.

Организационно-производственная структура энергосистемы. Основные и вспомогательные предприятия энергосистемы и их функции. Производственные, организационные и экономические взаимосвязи энергосистемы.

Направления развития организационно-производственных структур белорусской энергосистемы.

Тема 3.4. Планирование производственно-хозяйственной деятельности в энергетической отрасли

Методы и принципы планирования. Виды планов. Оптимизация режимов работы электростанции. Основные режимы работы АЭС. Пути обеспечения надежной и безопасной эксплуатации АЭС. Расходные энергетические характеристики ТЭС и атомных электростанций. Оптимальное использование производственных мощностей электростанций в энергетической системе.

Тема 3.5. Организация и планирование ремонтного обслуживания в энергетике и на АЭС

Организация ремонтного обслуживания энергетических предприятий. Особенности ремонтного обслуживания АЭС. Основные принципы организации планово-предупредительного ремонта. Организация и выполнение ремонта на АЭС. Технико-экономические показатели ремонта энергооборудования. Планирование ремонтов. Сетевые методы планирования и управления ремонтными работами на АЭС. Основные направления повышения качества ремонтов на АЭС.

Тема 3.6. Энергетическое нормирование

Энергетическое нормирование на электростанциях. Энергетическое нормирование на сетевых предприятиях.

Значение и задачи нормирования энергопотребления. Классификация и структура норм расхода. Размерность, техническое обоснование и исходные данные для расчета норм. Организация нормирования и контроль за использованием топлива, тепловой и электрической энергии. Установление технологических норм. Разработка общепроизводственных цеховых и заводских норм. Разработка индивидуальных и групповых норм.

Требования к курсовому проекту

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

- Закрепление полученных за период обучения 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.

Согласно учебному плану на курсовую работу отведено всего 40 часов самостоятельной работы.

Тема курсовой работы : «Выбор оптимальной схемы электроснабжения региона»

**Учебно-методическая карта учебной дисциплины
Очная форма получения высшего образования**

| Номер раздела, темы | Название раздела, темы | Количество аудиторных часов | | | | | Количество часов УСР | Форма контроля знаний |
|---------------------|---|-----------------------------|-------------------------|------------------------|-------------------------|------|-------------------------|-----------------------|
| | | Лекции | Практические Занятия | Семинарские Занятия | Лабораторные Занятия | Иное | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| | 8 семестр | | | | | | | |
| 1. | Основы экономки энергетики | 28 | 28 | | | | | |
| 1.1 | Введение | 1 | - | | | | | опрос |
| 1.2 | Энергетика и электрификация в системе народного хозяйства | 2 | - | | | | | опрос |
| 1.3 | Основные и оборотные средства энергопредприятий. Производственные мощности в энергетике | 5 | 6 | | | | | опрос |
| 1.4 | Капитальное строительство и проектирование в энергетике | 2 | 2 | | | | | опрос |
| 1.5 | Кадры энергопредприятий | 2 | 2 | | | | | опрос |
| 1.6 | Себестоимость энергии | 4 | 6 | | | | | опрос |
| 1.7 | Ценообразование, прибыль и рентабельность в энергетике | 4 | 4 | | | | | опрос |
| 1.8 | Энергетические ресурсы, направления и экономика их использования | 2 | 2 | | | | | опрос |
| 1.9 | Энергетический баланс и основы экономики энергопотребления | 2 | 2 | | | | | опрос |
| 1.1 | Формы организации промышленного производства. Эффективность концентрации, централизации и комбинирования в энергетике | 4 | 4 | | | | | опрос |
| 0 | Итого за семестр | 28 | 28 | | | | | зачет |
| | 9 семестр | | | | | | | |
| 2 | Финансово-экономическая эффективность инвестиций | 10 | 4 | | | | | |
| 2.1 | Финансово-экономическая эффективность инвестиций в энергообъекты | 8 | 4 | | | | | опрос |
| 2.2 | Экономические основы формирования и развития энергосистемы | 2 | | | | | | опрос |
| 3 | Организация энергетического производства | 22 | 12 | | | | | |

| | | | | | | | | |
|-----|---|-----------|-----------|------------|--|--|--|------------------------|
| 3.1 | Организация производства на предприятиях и типы организационных структур управления | 4 | | | | | | опрос |
| 3.2 | Организация производства электрической и тепловой энергии | 6 | 4 | | | | | опрос |
| 3.3 | Организация передачи и распределения электрической энергии | 2 | 2 | | | | | опрос |
| 3.4 | Планирование производственно-хозяйственной деятельности в энергетической отрасли | 4 | 2 | | | | | опрос |
| 3.5 | Организация и планирование ремонтного обслуживания в энергетике и на АЭС | 4 | 4 | | | | | опрос |
| 3.6 | Энергетическое нормирование | 2 | 2 | | | | | опрос |
| | Курсовая работа | | | | | | | Защита курсовой работы |
| | Итого за семестр | 32 | 16 | | | | | экзамен |
| | Всего аудиторных часов | | | 104 | | | | |

ИНФОРМАЦИОННО-МЕТОДИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Список литературы

Основная литература

1. Гулбрандсен, Т.Х. Энергоэффективность и энергетический менеджмент : учебно-методическое пособие / Т. Х. Гулбрандсен, Л. П. Падалко, В. Л. Червинский. – Минск : БГАТУ, 2010. – 240 с.
2. Коршунова, Л. А. Управление энергетическим производством : учебное пособие /Л. А. Коршунова, Н. Г. Кузьмина. – Томск : Изд-во Томский политехнический университет, 2007.
3. Нагорная, В. Н. Экономика энергетики : учебное пособие / В. Н. Нагорная. – Владивосток : Изд. ДВГТУ, 2007. – 157 с.
4. Научные основы управления энергетическим производством / в. Р. Окорочков [и др.]; под ред. В. Р. Окорочкова. – Москва : Высшая школа, 1985.
5. Падалко, Л. П. Экономика электроэнергетических систем : учебное пособие / Л. П. Падалко, Г. П. Пекелис. – Минск : Вышэйшая школа, 1985.
6. Панова, А. В. Экономика энергетики : учебное пособие / А. В. Панова. – Владимир : Владим. Государственный университет им. А.Г. и Н.Г. Столетовых, 2013. – 87 с.
7. Прузнер, С. Л. Организация, планирование и управление энергетическим предприятием / С. Л. Прузнер, Х. Н. Златопольский, В. Г. Журавлев. – М. : Высшая школа, 1998.
8. Ребрин, Ю. И. Основы экономики и управления производством : конспект лекций / Ю. И. Ребрин. – Таганрог : Изд-во ТРТУ, 2000.
9. Рогалев, Н. Д. Экономика энергетики : учебное пособие для вузов / Н. Д. Рогалев, А. Д. Зубкова, И. А. Мастерова [и др.]. – М. : МЭИ, 2005. – 288 с.
10. Розова, В. И. Экономика промышленной энергетики : учебное пособие / под общ.ред. проф. В. В. Кобзева. – СПб. : Изд-во СПбГПУ, 2003.
11. Самсонов, В. С. Экономика предприятий энергетического комплекса : учебник / В. С. Самсонов, М. А. Вяткин. – М. : Высшая школа, 2003.
12. Фомина, В. Н. Экономика энергетики / В. Н. Фомина. – Изд-во ГОУ ВПО Государственный университет управления, 2005.

Дополнительная литература

13. Стерман, Л.С. Тепловые и атомные электростанции: учебник для вузов/ Л.С. Стерман, С.А. Тевлин, А.Т. Шарков. – 2-е изд. перераб. и доп. – Москва: Энергоатомиздат, 1982. – 456 с.
14. Организация и планирование энергохозяйств промышленных предприятий - Москва : Энергоатомиздат, 1988.
15. Синягин, Н. Н. Система планово-предупредительного ремонта оборудования и сетей промышленной энергетики / Н. Н. Синягин, Н. А. Афанасьев, С. А. Новиков. – Москва : Энергоатомиздат, 1984.
16. Чернухин, А. А. Экономика энергетики СССР / А.А. чернухин, Ю. Н. Флаксерман. – М. : Энергоатомиздат, 1985. – 423 с.
17. Экономика энергетики СССР / под ред. А. Н. Шишова. – Москва : Высшая школа, 1986. – 373 с.

Методические рекомендации по организации и выполнению самостоятельной работы студентов

При изучении дисциплины рекомендуется использовать следующие формы самостоятельной работы:

- решение индивидуальных заданий (задач);
- подготовка рефератов по индивидуальным темам;
- подготовка сообщений, тематических докладов, презентаций по заданным темам;
- подготовка курсовой работы по индивидуальным заданиям;
- проработка тем (вопросов), вынесенных на самостоятельное изучение;
- изготовление макетов;
- составление тематической подборки литературных источников, интернет-источников.

Средства диагностики результатов учебной деятельности

Оценка уровня знаний студента производится по десятибалльной шкале в соответствии с критериями, утвержденными Министерством образования Республики Беларусь.

Для оценки достижений студента рекомендуется использовать следующий диагностический инструментарий:

- устный и письменный опрос во время практических занятий;
- проведение текущих контрольных работ (заданий) по отдельным темам;
- защита выполненных на практических занятиях индивидуальных заданий;
- защита выполненных в рамках самостоятельной работы индивидуальных заданий;
- собеседование при проведении индивидуальных и групповых консультаций;
- выступление студента на конференции по подготовленному реферату;
- защита курсовой работы;
- сдача зачета по дисциплине;
- сдача экзамена.

Перечень тем практических занятий

1. Основные и оборотные средства энергопредприятий. Производственные мощности в энергетике.
2. Капитальное строительство
3. Себестоимость энергии
4. Ценообразование, прибыль и рентабельность в энергетике
5. Финансово-экономическая эффективность инвестиций в энергообъекты
6. Энергетические ресурсы, направления и экономика их использования
7. Эффективность концентрации, централизации и комбинирования в энергетике
8. Экономические основы формирования и развития энергосистемы
9. Организация производства электрической и тепловой энергии.
10. Планирование производственно-хозяйственной деятельности в энергетической отрасли

11. Организация и планирование ремонтного обслуживания в энергетике и на АЭС

**Перечень контрольных вопросов и заданий
для самостоятельной работы студентов**

1. Основные средства в энергетике, их сущность и роль в расширенном воспроизводстве. Структура основных средств и факторы, ее определяющие
2. Физический и моральный износ основных средств. Нормы амортизации и методы их определения.
3. Виды стоимостных оценок основных средств.
4. Показатели эффективности использования основных средств АЭС.
5. Экономическая сущность, состав и структура оборотных средств энергетических предприятий.
6. Нормируемые и ненормируемые оборотные средства, показатели их использования и пути ускорения оборачиваемости.
7. Глубина выгорания ядерного топлива. Потребность АЭС в топливе. Удельный расход ядерного топлива. Пути повышения эффективности использования ядерного топлива.
8. Показатели эффективности использования оборотных средств. Основные направления улучшения использования основных и оборотных средств.
9. Организация и стадии проектирования в энергетике. Типовые проекты и нормативная база проектирования энергетических объектов, их экономическое значение.
10. Сметная стоимость строительства АЭС и пути ее снижения. Объектные и сводные сметы, их структура и назначение. Методы укрупненного расчета капитальных вложений в энергетические объекты.
11. Удельная численность персонала на электрической станции. Производительность труда на станции и способы ее изменения. Заработная плата, доходы. Системы оплаты труда. Планирование фонда заработной платы.

12. Классификация, структура и виды себестоимости промышленной продукции.
13. Поэлементная и калькуляционная классификация себестоимости на электростанциях разных типов, в сетевых предприятиях и энергосистемах.
14. Себестоимость электроэнергии на конденсационной электростанции.
15. Затраты на топливо, как основная составляющая затрат на производство энергии.
16. Условно постоянные и условно переменные расходы на АЭС, их доля в удельной себестоимости.
17. Методы расчета полных и удельных расходов топлива.
18. Точка безубыточности.
19. Себестоимость электрической и тепловой энергии на теплоэлектроцентралях.
20. Особенности калькуляции себестоимости электрической и тепловой энергии на ТЭЦ. Методы разделения затрат по видам продукции. С помощью физического метода, его достоинства и недостатки.
21. Факторы снижения себестоимости энергетической продукции на АЭС. Увеличение глубины выгорания.
22. Себестоимость производства энергии на ГЭС и других электростанциях (ГАЭС, ГТЭС, ПТЭС).
23. Полная себестоимость энергии в энергетической системе. Факторы, оказывающие влияние на величину полной себестоимости энергии.
24. Себестоимость производства тепловой энергии в районных котельных.
25. Принципы ценообразования на промышленную продукцию. Задачи и политика ценообразования в условиях рыночной экономики.
26. Требования к ценообразованию на продукцию энергосистем.
27. Система тарифов на электрическую энергию (одноставочные, двухставочные, многоставочные).
28. Прибыль в энергетическом производстве, особенности ее формирования, направления использования и пути повышения
29. Основные этапы инвестиционного проекта

30. Понятие об абсолютной и сравнительной эффективности капитальных вложений и их показатели.
31. Основные показатели экономической эффективности: капитальные затраты, себестоимость, производительность труда, прибыль и рентабельность, стоимость.
32. Условия энергетической и экономической сопоставимости сравниваемых вариантов.
33. Метод срока окупаемости, его экономический смысл, достоинства и недостатки. Коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений и его экономический смысл.
34. Приведенные затраты. Вывод формулы приведенных затрат и обоснование ее экономического смысла.
35. Методы оценки финансово-экономической эффективности инвестиционного проекта с учетом фактора времени.
36. Принципы формирования динамических критериев оптимальности и их экономическое толкование.
37. Текущая дисконтированная стоимость.
38. Период окупаемости. Внутренняя норма доходности. Рентабельность. Фактор риска в экономических расчетах.
39. Характеристика и классификация энергетических ресурсов, методы их учета и соизмерения.
40. Мировые запасы, потребление и размещение энергоресурсов. Экономические показатели добычи и транспорта топлива.
41. Экономика использования ядерных энергоресурсов. Проблемы использования новых видов энергии: солнечной, геотермальной, ветра, приливов.
42. Общая характеристика и классификация балансов, используемых в топливно-энергетическом хозяйстве.
43. Понятие о топливно-энергетических балансах тепловых электростанций и энергосистем.
44. Общая характеристика и классификация балансов, используемых в топливно-энергетическом хозяйстве. Энергобаланс.
45. Методика расчета расходной части энергетического баланса района. Роль энергетики в размещении производственных сил, в том числе отраслей промышленности.

46. Графики энергопотребления, показатели режима и факторы, их определяющие. Экономика выбора источников и схем энергоснабжения районов и промышленных центров.
47. Характеристика источников энергоснабжения районов и принципы их размещения, в том числе АЭС, АТЭЦи АСТ.
48. Понятие и экономическая эффективность повышения надежности энергоснабжения. Ущерб у потребителей от снижения надежности электроснабжения и аварийного недоотпуска энергии.
49. Концентрация энергетических мощностей как фактор технического прогресса в экономии капитальных и текущих затрат в энергетике и ее экологические последствия.
50. Анализ факторов, определяющих оптимум концентрации в энергетике.
51. Общая характеристика существующего уровня и задачи развития централизации энергоснабжения, методический подход к расчету. Экономически обоснованные радиусы энергоснабжения.
52. Экономическая эффективность комбинирования в энергетике.
53. Сущность и методический подход к определению экономической эффективности теплофикации, годовая экономия топлива.
54. основные понятия, классификация и экономические преимущества энергосистем. Характеристика крупнейших энергообъединений страны. Этапы, перспективы развития и эффективность формирования энергосистем и их объединений.
55. Энергоэкономическая характеристика электростанций различных типов. Балансы установленной и рабочей мощности в энергосистеме
56. Виды и назначения резервов в энергосистемах. Принципы и методика расчета величины резерва мощности в энергосистеме. Размещение резервов мощности в энергосистеме.
57. Методические основы определения перспективного развития энергосистем и обоснования оптимальной структуры генерирующих мощностей и необходимой располагаемой мощности энергосистемы.

58. Принципы экономического обоснования типа и мощности электростанции различных типов в энергосистеме как необходимой предпосылки оптимизации ее структуры. Экономика ГРЭС, ТЭЦ, АЭС и ГЭС как элементов энергосистемы.
59. Линейная, функциональная и линейно-функциональная структура организации управления производством.
60. Организационно-производственная структура тепловой электростанции. Факторы, определяющие производственную структуру электростанции (вид топлива, количество отпускаемой энергии, система водоснабжения и др.).
61. Организационно-производственная структура энергосистемы. Основные и вспомогательные предприятия энергосистемы и их функции. Производственные, организационные и экономические взаимосвязи энергосистемы.
62. Расходные энергетические характеристики ТЭС и атомных электростанций.
63. Оптимизация режимов работы электростанции. Основные режимы работы АЭС.
64. Организация ремонтного обслуживания энергетических предприятий.
65. Особенности ремонтного обслуживания АЭС.
66. Организация и выполнение ремонта на АЭС.
67. Техничко-экономические показатели ремонта энергооборудования. Планирование ремонтов.
68. Сетевые методы планирования
69. Основные направления повышения качества ремонтов на АЭС.
70. Энергетическое нормирование на электростанциях.
71. Классификация и структура норм расхода.
72. Организация нормирования и контроль за использованием топлива, тепловой и электрической энергии.
73. Разработка общепроизводственных цеховых и заводских норм. Разработка индивидуальных и групповых норм.

Тематика рефератов

1. Основные средства предприятия

2. Обратные средства предприятия
3. Себестоимость энергии
4. Выбор оптимального варианта строительства энергетического объекта
5. Многоставочные тарифы на энергию
6. Альтернативные источники энергии.
7. Децентрализованная генерация.
8. Когенерация и тригенерация
9. Атомная энергетика.
10. Местные виды топлива

Методы (технологии) обучения

Основными методами (технологиями) обучения, отвечающими целям изучения дисциплины, являются:

- элементы проблемного обучения (проблемное изложение, вариативное изложение, частично-поисковый метод), реализуемые на лекционных занятиях;
- элементы учебно-исследовательской деятельности, творческого подхода, реализуемые на практических занятиях (или лабораторных работах) и при самостоятельной работе;
- коммуникативные технологии (дискуссия, учебные дебаты, мозговой штурм и другие формы и методы), реализуемые на практических занятиях и конференциях;
- проектные технологии, используемые при проектировании конкретного объекта, реализуемые при выполнении курсовой работы.