

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ОРЕНБУРГСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ АГРАРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ДЛЯ ОБУЧАЮЩИХСЯ
ПО ОСВОЕНИЮ ДИСЦИПЛИНЫ**

Б1.Б.07 Экономика и управление

**Направление подготовки (специальность) 35.04.06 Агроинженерия
Профиль образовательной программы Электротехнологии и электрооборудование в сельском хозяйстве
Форма обучения очная**

СОДЕРЖАНИЕ

1. Конспект лекций.....	Ошибка! Закладка не определена.
1. 1 Лекция №1 Энергетика и ее основные функции.....	Ошибка! Закладка не определена.
1. 2 Лекция №2 Организация энергетического производства	5
1.3 Лекция №3 Экономическая деятельность энергетических предприятий.....	10
1.4 Лекция №4 Экономические показатели деятельности энергетических компаний	31
1.5 Лекция №5 Инвестиции и инвестиционная деятельность	43
1.6 Лекция №6 Методы оценки эффективности инвестиций	52
1.7 Лекция №7 Системы управления энергетическим предприятием	56
1.8 Лекция №8 Структуры управления энергетическим предприятием	61
2. Методические указания по проведению семинарских занятий.....	65
2.1 Семинарское занятие № - 1,2 - Энергетика и ее основные функции.....	65
2.1 Семинарское занятие № - 3,4 - Организация энергетического производства.....	66
2.3 Семинарское занятие № - 5,6 - Экономическая деятельность энергетических предприятий.....	66
2.4 Семинарское занятие № - 7,8 - Экономические показатели деятельности энергетических компаний.....	67
2.5 Семинарское занятие № - 9,10 - Инвестиции и инвестиционная деятельность.....	68
2.6 Семинарское занятие № - 11,12 - Методы оценки эффективности инвестиций	68
2.7 Семинарское занятие № - 13,14 - Системы управления энергетическим предприятием.....	6
Ошибка! Закладка не определена.	
2.8 Семинарское занятие № - 15,16 - Структуры управления энергетическим предприятием.....	69

1. КОНСПЕКТ ЛЕКЦИЙ

1.1 Лекция №1 (2 часа).

Тема: «Энергетика и ее основные функции.»

1.1.1 Вопросы лекции:

1. Электроэнергетика, ее миссия и основные функции
2. Экономическая эффективность электрификации
3. Хозяйствующие субъекты энергетической отрасли

1.1.2 Краткое содержание вопросов

1. Энергетика, ее миссия и основные функции

Энергетика — базовая инфраструктурная отрасль, в которой реализуются процессы производства, передачи, распределения энергии. Она имеет связи со всеми секторами экономики, снабжая их электричеством и теплом и получая от некоторых из них ресурсы своего функционирования.

Миссией энергетики является обеспечение потребности народного хозяйства и населения в тепловой и электрической энергии, а также экспорт электроэнергии в страны ближнего и дальнего зарубежья.

Производственно-технологическая основа отрасли представляет собой электрические станции разных типов, единую национальную электрическую сеть (ЕНЭС), территориальные распределительные сети, систему оперативно-технологического управления.

Экономическая основа включает систему отношений, связанных с производством и оборотом электроэнергии и мощности на оптовом рынке, электроэнергии и тепла на розничном рынке.

Функции энергетики:

- обеспечение спроса на энергию в кратко- и долгосрочном периоде;
- производство электроэнергии, тепла за счет возобновляемых и невозобновляемых ресурсов;
- передача электроэнергии по магистральным и распределительным сетям;
- сбыт электроэнергии;
- проектирование, строительство, эксплуатация и ремонт объектов электроэнергетики;
- соблюдение экологических нормативов.

Особенности отрасли:

- высокая капиталоемкость;
- высокая топливоемкость;
- низкая трудоемкость.

2. Экономическая эффективность электрификации

Электрификация — использование электроэнергии во всех сферах экономики и жизнедеятельности человека.

Эффективность электрификации определяется такими преимуществами электроэнергии как энергоносителя, как:

- возможность увеличения концентрации энергетических мощностей, деление потока мощности на более мелкие потоки, быстрая и с малыми потерями передача электроэнергии;
- легкая трансформация электроэнергии в другие виды энергии (механическую, тепловую, световую);
- экологическая чистота.

Показателями электрификации являются электроемкость ВВП и потребление электроэнергии на душу населения.

Электрификация производственных процессов увеличивает производительность труда, повышает качество продукции, в коммунально-бытовой сфере уменьшает время на выполнение бытовых операций.

3. Хозяйствующие субъекты энергетической отрасли

В процессе реформирования отрасли были созданы хозяйствующие субъекты энергетики, являющиеся также субъектами оптового и розничного рынков энергии и мощности.

Генерирующие компании:

- шесть ОГК на базе крупных КЭС (ГРЭС);
- четырнадцать ТГК на базе ТЭЦ;
- ОАО «РусГидро» на базе активов ГЭС;
- ОАО «Концерн Энергоатом» на базе активов АЭС.

Инфраструктурные субъекты рынка:

- ОАО «ФСК ЕЭС»;
- ОАО «Холдинг МРСК»;
- ОАО «СО ЕЭС»;
- НП «Совет рынка»; ОАО «АТС», ЗАО «ЦФР»;
- энергосбытовые компании (гарантирующие поставщики и независимые сбытовые компании).

Оптовые генерирующие компании (ОГК). Формирование ОГК базировалось на следующих принципах:

- включение в состав одной ОГК однотипных КЭС;
- ограничение возможности генерирующих компаний (1 К) манипулирования ценой на рынке за счет:
 - ограничения рыночной концентрации производства;
 - ограничения на вхождение ценообразующих станций в одну компанию (принцип экстерриториальности);
 - обеспечение сопоставимых стартовых условий ОГК на рынке в результате:
 - примерно одинаковой установленной мощности компаний (8—10 ГВт);
 - примерно одинаковой стоимости активов, среднего износа оборудования, себестоимости электроэнергии и рентабельности производства, для чего в состав ОГК были включены высоконадежные и низкорентабельные электростанции;
 - обеспечение надежного функционирования отрасли в период структурных преобразований, в том числе:
 - сохранение надежности работы электроэнергетики;
 - минимизация государственной поддержки отрасли.

Территориальные генерирующие компании (ТГК).

На базе энергетических активов, не вошедших в состав ОГК, в основном активов ТЭЦ, были созданы четырнадцать ТГК. И базовые принципы формирования ТГК следующие:

- объединение электростанций по территориальному признаку;
- создание крупных компаний (2—4 ГВт);
- минимизация возможностей для злоупотреблений монополистов на рынке;
- снижение доли госконтроля над генерацией энергии.

ОАО «Федеральная сетевая компания ЕЭС» (ОАО «ФСК ЕС»).

Для управления ЕНЭС в 2002 г. создано ОАО «ФСК ЕЭС», в уставной капитал которого переданы активы ЕНЭС.

Цели создания ФСК:

- укрепление интегрирующей роли ЕНЭС России;
- в будущем подключение всех регионов РФ к ЕНЭС;
- гарантия недискриминационного доступа продавцов и покупателей на рынок энергии и мощности;
- осуществление единой научно-технической политики в электрических сетях;
- повышение энергетической безопасности страны.

ОАО Холдинг «Межрегиональные распределительные

Сетевые компании» (ОАО «Холдинг МРСК»). Электросетевые активы (напряжением 330 кВ и выше) были переданы в уставный капитал ОАО «ФСК ЕЭС». Оставшиеся на территории бывших АО-энерго сетевые активы переданы в уставный капитал региональных сетевых компаний (РСК), которые интегрировались в более крупные компании — межрегиональные распределительные сетевые компании (МРСК)

В основу формирования МРСК положены следующие принципы:

- территориальная сопряженность РСК, вошедших в данную МРСК;
- примерно одинаковые стоимость и рентабельность активов МРСК.

Создание одиннадцати МРСК и холдинга МРСК позволяет осуществить единую научно-техническую политику в распределительных сетях и создать более крупные компании, эффективно работающие на рынке.

ОАО «Системный оператор ЕЭС» (ОАО «СО ЕЭС»), ОАО «СО ЕЭС» создан на базе активов ЦДУ ЕЭС России и призван оказывать участникам рынка следующие услуги:

- управление режимами ЕЭС России в реальном времени;
- составление и исполнение прогнозных и оперативных балансов мощности и энергии;
- оптимизация режимов работы электростанций и сетей;
- обеспечение надежности энергоснабжения и показателей качества электроэнергии;
- осуществление коммерческого отбора мощности на оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Некоммерческое партнерство «Совет рынка». Управляющей организацией оптового рынка является некоммерческое партнерство «Совет рынка», основными целями деятельности которого, являются:

- обеспечение функционирования коммерческой инфраструктуры оптового рынка;
- обеспечение эффективной взаимосвязи оптового и розничных рынков;
- формирование благоприятных условий для привлечения инвестиций в электроэнергетику;
- наличие общей позиции участников оптового и розничных рынков при разработке нормативных документов, регулирующих функционирование электроэнергетики.

Основные функции «Совета рынка» следующие:

- подготовка и корректировка правил оптового и розничных рынков электроэнергии и мощности;
- разработка и утверждение договора о присоединении с торговой системе оптового рынка, стандартных форм договоров, регламентов оптового рынка, правил доступа субъектов оптового рынка к торговой системе оптового рынка и иных документов, обеспечивающих куплю-продажу электрической энергии;
- контроль за соблюдением субъектами оптового рынка и организациями коммерческой и технологической инфраструктур правил ОРЭМ;
- контроль за действиями системного оператора в соответствии с правилами ОРЭМ;
- ведение реестра субъектов оптового рынка, принятие решения о присвоении или лишении статуса субъекта оптового рынка;

- организация системы досудебного урегулирования споров между субъектами ОРЭМ.

1. 2 Лекция №2 (2 часа).

Тема: «Организация энергетического производства.»

1.2.1 Вопросы лекции:

1. Особенности производственных процессов электроэнергетики
2. Энергетические характеристики оборудования
3. Оптимизация распределения тепловых и электрических нагрузок на тепловых электростанциях

1.2.2 Краткое содержание вопросов:

1. Особенности производственных процессов электроэнергетики

Производственные процессы в электроэнергетике характеризуются рядом особенностей, определяемых спецификой электротехнических процессов, протекающих в генерации и передаче энергии:

- технологическое единство и совпадение во времени процессов генерации, передачи и потребления энергии;
- быстрое развитие аварий, требующее автоматического управления режимами;
- невозможность в больших объемах эффективно складировать электроэнергию;
- обезличенность электроэнергии как товара, так как вся «электроэнергия поступает в общую сеть;
- невозможность выбраковки энергии;
- потребность в электроэнергии постоянна и повсеместна;
- соответствие объема и режима производства электроэнергии объему и режиму потребления;
- параллельная работа всех станций на совмещенный суточный график нагрузки района;
- обеспечение надежного энергоснабжения при невозможности складирования электроэнергии требует создания и отрасли резерва генерирующей мощности, резерва по пропускной способности ЛЭП, запаса воды на ГЭС, запаса топлива па ГЭС;
- динамичность во времени параметров энергетических процессов при синхронной работе электростанций требует автоматизации управления электростанциями и сетевыми объектами.

2. Энергетические характеристики оборудования

Основным оборудованием тепловой электростанции (ТЭС) являются паровые котлы (котлоагрегаты или парогенераторы), паровые и газовые турбины, газотурбинные и парогазовые установки, электрические генераторы, электрические трансформаторы подстанций, теплофикационные устройства на теплоэлектроцентралях (ТЭЦ), а именно — сетевые подогреватели (бойлеры), редукционно-охладительные установки и др.

Паровая турбина и генератор, объединенные общим валом, представляют собой паровой турбоагрегат. На современных мощных ТЭС турбоагрегаты объединяются с котельными агрегатами в «энергетические блоки», не имеющие между собой параллельных связей по пару.

Основным показателем каждого энергетического агрегата или его части является производственная мощность. Следует различать номинальную производственную мощность (максимально длительную мощность в проектных условиях или мощность по паспорту) и эксплуатационную производственную мощность (максимально длительную мощность в конкретных условиях эксплуатации).

Производственная мощность — это предельная мощность, которую длительно может развить энергетический агрегат (паровой котел, турбина, электрический генератор) или электростанция в целом в конкретных условиях работы при условии выполнения всех требований нормальной эксплуатации.

В процессе эксплуатации производственная мощность может меняться в зависимости от технического состояния и условий эксплуатации оборудования, поэтому производственная мощность агрегатов, электростанций, генерирующих компаний, энергосистем характеризуется:

- установленной мощностью;
- располагаемой мощностью;
- рабочей мощностью.

Производственная мощность агрегата, определяемая только его конструктивными данными, т.е. техническими характеристиками, называется установленной мощностью.

Установленная мощность агрегата (блока) — паспортная мощность, определенная заводом-изготовителем. Установленная мощность электростанции или энергетической компании определяется количеством агрегатов и их единичной установленной мощностью, т.е. суммой номинальных мощностей генераторов всех турбоагрегатов.

Установленная мощность — мощность объектов по производству электрической и тепловой энергии на момент их введения в эксплуатацию. Установленная мощность агрегата зависит от конструктивных и технических характеристик. Установленная мощность остается неизменной в течение срока эксплуатации, если агрегат не подвергается перекомпоновке. При отсутствии вводов нового или демонтажа устаревшего оборудования установленная мощность электростанции остается постоянной.

Располагаемая мощность (максимально доступная мощность) — это часть установленной мощности объектов по производству электрической энергии за исключением мощности, неиспользуемой по причине технических, сезонных и временных ограничений мощности.

Рабочая мощность — часть располагаемой мощности объектов по производству электрической и тепловой энергии за исключением мощности объектов, выведенных в установленном порядке из эксплуатации, в том числе в ремонт, реконструкцию, консервацию, и объектов, находящихся в вынужденном простое.

Рабочая или диспетчерская мощность должна обеспечивать покрытие нагрузки потребителей и необходимый резерв мощности, МВт:

$$P_{\text{раб}} = P_{\text{нагр}} + P_{\text{рез}}$$

Диспетчерская мощность — это сумма эксплуатационной мощности турбоагрегатов, которые работают или могут работать при заданных графиках нагрузки.

Паровые турбоагрегаты с конденсационными турбинами — «К» — при полной обеспеченности их свежим паром и охлаждающей водой можно считать агрегатами постоянной мощности.

Турбоагрегаты, имеющие турбины с противодавлением (без конденсатора) — «Р», — являются агрегатами переменной мощности, так как их электрическая мощность находится в прямой зависимости от величины тепловой нагрузки турбин.

Производственная мощность конденсационных турбоагрегатов с отборами пара, а именно теплофикационных и теплофикационных с производственным отбором (одним или несколькими) — «Г» и «ПГ» — может быть постоянной или переменной в зависимости от режимов их работы, а они в свою очередь зависят от электрических и тепловых графиков нагрузки потребителей.

Производственную мощность всех котельных агрегатов при условии полного обеспечения их топливом кондиционного качества, питательной водой и воздухом нормальной температуры можно считать постоянной.

Нижним пределом рабочей зоны паровых турбоагрегатов и паровых котлов является технический минимум нагрузки. Для турбин он определяется минимальным пропуском пара через ее проточную часть, необходимым для их устойчивой работы и регулирования.

Для турбин «Т» и «ПТ» технический минимум определяется минимальным пропуском пара в часть низкого давления для вентиляции лопаток хвостовой части турбины. Для котлов технический минимум нагрузки определяется минимальным часовым расходом сжигаемого топлива, необходимым для устойчивого режима его горения в топке.

Технический минимум нагрузки паровых турбин и котлов среднего давления составляет 15—25% от их номинальной мощности. Для турбин, котлов и блоков высокого и сверхвысокого давления технический минимум значительно выше, достигает до 60% номинальной мощности.

Верхним пределом рабочей зоны агрегата является его максимальная длительная мощность, которая может быть равна номинальной мощности или превышать ее (при возможности перегрузки). Возможности перегрузки различны для турбоагрегатов и котлов различного типа, определяются начальными параметрами пара и единичной мощностью агрегата. Допустимая перегрузка определяется для каждого типоразмера агрегата соответствующими заводскими расчетами и станционными испытаниями и фиксируется в эксплуатационных инструкциях агрегатов. Перегрузочная способность в значительной мере зависит также от физического срока службы оборудования.

Под маневренностью агрегата понимают большую или меньшую скорость его пуска и изменения нагрузки. Длительность пуска турбоагрегата, от подготовительных операций (прогрев паропровода, пуск циркуляционных насосов и пр.) до синхронизации и включения генератора на электрическую сеть, колеблется в широких пределах в зависимости от начальных параметров, единичной мощности и конструкции турбины. Скорость подъема нагрузки не должна превышать 2—3 МВт/мин для турбоагрегатов среднего и 1 МВт/мин для агрегатов высокого давления.

Общая длительность пуска и подъема нагрузки до номинальной величины для турбин среднего давления обычно не превышает 2 ч. С повышением начальных параметров пара длительность пусковых операций резко возрастает вследствие работы деталей и узлов агрегата в условиях высоких температур и давлений с высокими, близкими к предельным, напряжениями и необходимости точно выдерживать расчетные условия и нагрузки во всех переходных режимах пуска и нагружения. Так, для турбоагрегата К-50 суммарная длительность всех операций пуска—нагружения составляет около 12 ч., а для агрегата К-100 — около 16 ч. Длительность пуска (растопки) котлоагрегата от холодного состояния до включения в паропровод (большая растопка) находится в пределах от 2 до 6 ч. в зависимости от типа, параметров и производительности котлоагрегата, вида топлива и конструкции топки. Подъем нагрузки котлоагрегата от нуля до ее номинальной величины занимает около 1 ч.

При остывании турбины после ее останова вследствие прогиба ротора повторный пуск, ограниченный временем, возможен лишь до появления этих временных деформаций или после полного охлаждения турбины. Повторный пуск паровых турбин, не ограниченный временем, возможен при наличии «валоповоротных устройств», проворачивающих ротор турбины на малых оборотах во время ее останова и тем самым позволяющих избежать деформации ротора.

К ненормальным (ухудшенным) условиям эксплуатации турбоагрегатов относятся отклонения от нормы отдельных технических параметров турбины (начального давления и начальной температуры свежего пара, величины вакуума, параметров отборов пара и др.), отклонения от норм величины напряжения генератора, неравенство токов в фазах, пониженное сопротивление изоляции и т.п.

Ухудшение условий эксплуатации котлов связано с отклонениями от нормы качества топлива, качества и температуры питательной воды, температуры подогрева воздуха.

Допустимые отклонения от норм технических параметров и показателей, характеризующих условия эксплуатации, при которых еще допускается пуск и нагрузка агрегата, указываются в эксплуатационных инструкциях. Например, для генераторов

допускается отклонение от нормы напряжения до $\pm 5\%$ (при номинальной мощности генератора), неравенство токов в фазах — до 10%.

Оперативная надежность оборудования тепловых электростанций, обеспечивающая бесперебойность их работы, зависит в первую очередь от качества изготовления агрегатов, их монтажа, наладки и эксплуатационного обслуживания. Влияние этих факторов тем сильнее, чем сложнее конструкция агрегатов, машин и аппаратов и чем выше требования к материалам, из которых они изготовлены. При удовлетворении всех качественных требований к оборудованию, его монтажу и эксплуатации оперативную надежность следует считать одинаковой для агрегатов всех видов, типов, параметров и размеров. При нарушении этих требований оперативная надежность агрегатов более мощных, более сложных по конструкции, работающих в более тяжелых условиях (высокое давление, высокие температуры, большие скорости), окажется ниже надежности агрегатов меньшей мощности, меньшей конструктивной сложности и т.д.

Оперативная надежность котельных агрегатов зависит также от вида и качества используемого топлива, от бесперебойности его поступления в бункера котельной.

Кроме того, на оперативную надежность основных агрегатов ТЭС влияет качество конструктивного и технологического исполнения вспомогательного оборудования станции — агрегатов собственного расхода и элементов тепловой схемы, простота и надежность схемы их соединений и взаимодействия и качество их эксплуатационного обслуживания.

3. Оптимизация распределения тепловых и электрических нагрузок на тепловых электростанциях

Для оперативного управления электростанцией необходимо определить рациональные режимы ее работы. Основным, нормальным режимом работы оборудования является установившийся режим, при котором обеспечивается мощность и выработка энергии (тепловой и электрической либо электрической) в соответствии с графиками нагрузки (соответствующими данному режиму) в заданный период времени.

Одной из особенностей энергетического производства является необходимость обеспечения баланса между производством и потреблением электроэнергии и тепла. Режимы работы электростанций определяются в результате распределения нагрузки между параллельно работающими в одной зоне графика нагрузки энергосистемы электростанциями, исходя из экономичности их работы. При оперативном планировании режимов электростанции используются графики характерных суток рассматриваемого периода.

Основой расчетов оптимальных режимов нагрузки оборудования электростанций, являются его характеристики, т.е. зависимости расхода первичной энергии (энергоресурсов) от нагрузки агрегатов.

Под оптимальным режимом понимается такое распределение нагрузки между параллельно работающими генерирующими источниками, при котором обеспечивается минимальный расход энергоресурсов на выработку требуемого количества энергии. В зависимости от постановки задачи оптимизации энергоресурсами могут быть расходы топлива, тепла, водных ресурсов. Оптимизация может проводиться и в целях минимизации затрат на энергоресурсы.

Для определения оптимальных нагрузок используются различные методы, в том числе методы математического моделирования.

Одной из важнейших задач эксплуатации является оптимальное распределение электрической нагрузки между электростанциями энергосистемы и их отдельными блоками и агрегатами.

Электрическая нагрузка, заданная тепловой электростанции, должна быть распределена между конденсационными турбоагрегатами или энергоблоками таким образом, чтобы при полном выполнении поставленных производственно-технических задач расход топлива был минимальный. При этом топливная составляющая себестоимости производства электроэнергии также будет минимальна.

Такое распределение электрической нагрузки между конденсационными турбоагрегатами ТЭС и соответствующие режимы их совместной работы называются экономическими.

При блочной структуре ТЭС, если установлены несколько однотипных конденсационных блоков равной мощности и их энергетические характеристики одинаковы, то электрическая нагрузка распределяется между блоками равномерно, при минимально необходимом числе работающих агрегатов, что позволяет обеспечить каждому достаточно высокую электрическую нагрузку.

Так же распределяется электрическая нагрузка между конденсационными турбоагрегатами турбинного цеха при цеховой структуре ТЭС, если все агрегаты однотипны и равновелики.

Если основное оборудование ТЭС состоит из разнотипных, различных по мощности и экономичности конденсационных турбоагрегатов и котлоагрегатов, должно быть произведено экономическое распределение нагрузки, как между турбоагрегатами, так и между котлоагрегатами.

Если в котельном цехе ТЭС установлены одинаковые котло- агрегаты, работающие на одном и том же топливе, то распределение нагрузки может быть ограничено турбинным цехом, при равномерной загрузке минимально необходимого числа котлоагрегатов.

При этом следует учитывать, что вследствие относительно более высокого КПД котлоагрегатов, по сравнению с КПД турбоагрегатов, влияние повышения экономичности распределения нагрузки между котлоагрегатами на тепловую экономичность станции в целом значительно меньше соответствующего влияния распределения нагрузки между турбоагрегатами.

Поэтому в случаях, не требующих большой точности расчетов, можно ограничиваться распределением нагрузки между агрегатами турбинного цеха.

Рассмотрим простейший случай распределения электрической нагрузки ТЭС, в турбинном цехе которой установлены два агрегата одинаковой мощности.

При этом возможны следующие основные случаи:

1) нагрузка ТЭС может быть покрыта полностью каждым из двух турбоагрегатов;

2) нагрузка ТЭС может быть покрыта только при совместной работе обоих турбоагрегатов.

Расходные характеристики обеих турбоагрегатов представлены линейными уравнениями:

$$Q_{\text{час}(1)}^* = Q_{xx(1)} + q'_1 P_1$$

$$Q_{\text{час}(2)}^* = Q_{xx(2)} + q'_2 P_2$$

Их взаимная конфигурация на графике, определяемая соотношением величин параметров Q_{xx1} и q' , может быть различной.

При соотношении параметров: $Q_{xx(1)} < Q_{xx(2)}$, $q'_1 < q'_2$, линии характеристик расходятся (рис. 3.42).

1.3 Лекция №3 (2 часа).

Тема: «Экономическая деятельность энергетических предприятий.»

1.3.1 Вопросы лекции:

1. Основной капитал энергетических компаний.
2. Оборотный капитал энергетических компаний
3. Производственная мощность и производственные показатели энергетических компаний.
4. Затраты на производство и передачу энергии.

1.3.2 Краткое содержание вопросов:

1. Основной капитал энергетических компаний.

Капитал — авансированные в имущество компании средства, приносящие доход.

Капитал включает:

- основной капитал — стоимость долгосрочных активов компании со сроком полезного использования более одного года ($T_{\text{пп}} > 1$ года);
- оборотный капитал — стоимость краткосрочных активов ($T_{\text{ш}} < 1$ года).

Активы — это ресурсы, контролируемые компанией, являющиеся результатом прошлых событий и источником будущих выгод.

В состав основного капитала входят:

- финансовые активы — ценные бумаги, вложения средств в уставный капитал других компаний и проч.;
- нематериальные активы (НМА) — стоимость интеллектуальной собственности;
- материальные активы — стоимость материальных объектов или основные средства (ОС).

Основные средства — часть имущества, используемая более одного года в качестве средств труда при производстве продукции или оказании услуг либо для управленческой деятельности.

Для ОС характерны следующие черты:

- срок полезного использования более одного года и они не предназначены для перепродажи;
- стоимость ОС переносится на себестоимость продукции частями по мере износа основных средств;
- ОС многократно используются в производственном цикле и не меняют свою форму.

В зависимости от отношения к процессу производства в составе ОС выделяются:

- основные производственные средства (ОПС) — основные средства, участвующие в производственном процессе, в том числе:
 - активные ОПС, которые непосредственно участвуют в производстве продукции (основное и вспомогательное оборудование, контрольно-измерительные приборы и автоматика, транспортные средства). Активные ОПС в процессе производства продукции воздействуют на предметы труда, перемещают их в производственном процессе и осуществляют контроль за ходом производства;
 - пассивные ОПС (земельные участки под производственными объектами, производственные здания, сооружения, внутрихозяйственные дороги) создают условия для нормальной работы активных ОПС;
 - основные непроизводственные средства — это основные средства, не участвующие в производственном процессе, но создающие нормальные условия для его осуществления (жилые дома, детские сады, спортивные учреждения, находящиеся на балансе компании).

Особенности ОПС энергетики

К особенностям ОПС энергетики относятся:

- высокая капиталоемкость;
- длительные нормативные сроки эксплуатации (для основного оборудования ТЭС и АЭС — 30 лет, для оборудования ГЭС — 40 лет, для гидротехнических сооружений — 100 лет);
- в стоимость ОПС включается стоимость резервных мощностей и стоимость сетевых объектов;
- удельная стоимость ОПС индивидуальна для каждого типа электростанций — она максимальная для ГЭС и минимальная для ГТУ.

На структуру ОПС энергетических объектов влияют следующие факторы:

- для электростанций:

- тип станции ($ОПС^ТМ = 50\%$, $ОПС^C = 50-60\%$, $ОПС^{*-*} = 20\%$) и вид топлива для ТЭС;
- мощность станций и число блоков (чем больше мощность блоков, тем больше доля $ОПС_{акт}$);
- соотношение цен на строительные материалы, оборудование и расценок на строительные и монтажные работы;
- для сетевых объектов:
- тип опор ЛЭП (деревянные, железобетонные, металлические);
- класс напряжения;
- число и мощность силовых трансформаторов.

Износ основных средств

Износ как экономическая категория — это постепенная утрата стоимости ОС в процессе функционирования.

Виды износа:

- физический (материальный) износ, в том числе:
- эксплуатационный;
- естественный (под воздействием природных факторов);
- моральный (экономический) износ, в том числе:
 - первого рода в результате использования прогрессивных технологий в отраслях, производящих ОС и изменения экономических условий производства;
 - второго рода в результате использования в электроэнергетике нового высокозэкономичного оборудования;
 - социальный износ (снижение стоимости ОПС в результате повышения аварийности и увеличения опасности эксплуатации объекта);
 - экологический износ (снижение стоимости ОПС ввиду несоответствия экологическим стандартам).

Физический, социальный и экологический износ устраняются в процессе ремонта и замены оборудования. Моральный износ частично устраняется в процессе реконструкции и модернизации и полностью устраняется при замене устаревшего оборудования на более прогрессивное.

Виды оценки стоимости основных средств

Учет и планирование ОС осуществляется в натуральном и стоимостном виде. ОС принимаются к бухгалтерскому учету по первоначальной стоимости. По мере износа, изменения цен на рынке оборудования стоимость основных фондов меняется, в результате чего они оцениваются по первоначальной, восстановительной, остаточной и ликвидационной стоимости.

Первоначальная стоимость ОС — стоимость ОС в момент принятия их на баланс компаний.

- Стоимость ОС, созданных самой компанией, определяется по суммарным затратам на изготовление ОС.
- Стоимость ОС, приобретенных компанией на рынке, равна цене на момент их приобретения.
- Стоимость ОС, внесенных в качестве вклада в уставный капитал, соответствует денежной оценке, согласованной между учредителями. В случае, если стоимость превышает 200 МРОТ, их оценка должна производиться независимым оценщиком.
- Стоимость ОС, полученных по договору дарения, оценивается по текущей рыночной цене на дату зачисления ОС на баланс.
- Стоимость ОС, являющихся предметом лизинга, равна сумме расходов лизингодателя, за исключением возмещаемых налогов.

Восстановительная стоимость ОС — стоимость воспроизведения ОС в новых производственных и экономических условиях. Восстановительная стоимость определяется в процессе переоценки основных средств:

- индексным методом по индексам Росстата(кинд), дифференцированным по регионам, видам ОС, сроку их эксплуатации и т.д.:

$$OC_{вост}^t = OC_{перв (вост)}^{t-1} k_{инд}^t$$

где $OC_{перв (вост)}^{t-1}$ — первоначальная или восстановительная стоимость ОС на момент предыдущей переоценки; $k_{инд}^t$ — индекс переоценки ОС в t-году. Индексный метод используется при высоких темпах инфляции. Преимущества индексного метода: простота расчета, отсутствие дополнительных затрат ввиду переоценки ОС персоналом компании. Недостаток — несоответствие стоимости ОС их рыночной стоимости по причине невозможности через $k_{инд}^t$ учесть все многообразие факторов, влияющих на изменение стоимости;

- метод прямого счета с использованием рыночных цен. Для его использования требуется информация о ценах на ОС, документально подтвержденная заводом-изготовителем или продавцом. Преимущество метода — стоимость ОС соответствует рыночной стоимости в регионе. Недостаток метода — для переоценки ОС необходимо привлечение специалистов-оценщиков, не связанных экономическими интересами с данной компанией, что вызывает дополнительные затраты на оплату их услуг.

Восстановительная стоимость учитывает моральный износ первого рода. Коммерческая организация имеет право не чаще одного раза в год переоценивать основные средства. При принятии решения о переоценке следует учитывать, что в последующем ОС должны переоцениваться регулярно.

Остаточная стоимость ОС — стоимость ОС, еще не перенесенная на себестоимость продукции (несамортизированная):

$$OC_{ост} = OC_{перв} - \sum_{t=1}^{l=t} I_{amt}$$

При данном методе расчета остаточной стоимости через сумму амортизации $\sum_{t=1}^{l=t} I_{amt}$ учитывается физический износ

и моральный износ второго рода, если начисляется ускоренная амортизация:

$$OC_{ост} = OC_{вост} - \sum_{t=1}^{l=t} I_{amt}$$

$OC_{вост.}$, учитывает моральный износ первого рода; $\sum_{t=1}^{l=t} I_{amt}$, учитывает физический износ и моральный износ второго рода, если амортизация начисляется нелинейным методом.

Ликвидационная стоимость ОС — стоимость, полученная при реализации ОС за исключением затрат на их ликвидацию (затраты на демонтаж, транспорт и реализацию ОС).

Амортизация основных средств

Амортизация ОС — это процесс постепенного возмещения первоначальной (восстановительной) стоимости ОС и нематериальных активов путем перенесения части их стоимости на себестоимость продукции.

Амортизационные отчисления включаются в себестоимость продукции, но являются виртуальными затратами, так как компания не несет эти затраты в данный момент, она возвращает средства, затраченные в период строительства объекта.

Амортизация начисляется независимо от финансовых результатов деятельности компаний в соответствие с выбранной амортизационной политикой компании, основными параметрами которой являются:

- классификация ОС по амортизационным группам;
- обоснование сроков полезного использования ОС;
- выбор решения по переоценке ОС;
- выбор вида амортизации и метода ее начисления;
- использование (или отказ от использования) амортизационной премии.

Срок полезного использования ОС и норма амортизации

Амортизационные отчисления определяются по формуле

$$I_{am} = P_{am} OC (\text{руб/год})$$

где P_{am} — норма амортизационных отчислений, характеризует долю (процент) стоимости ОС, ежегодно переносимую

на себестоимость продукции (%/год или 1/год)

В соответствии с Постановлением Правительства РФ № 1 от 01.01.2002 «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы» основные средства объединены в десять амортизационных групп. Для каждой группы установлен или срок или диапазон срока полезного использования, в рамках которого компания по каждой амортизационной группе ОС должна самостоятельно обосновать срок полезного использования ($T_{\text{пп}}$), учитывая при этом:

- ожидаемый срок использования объекта;
- ожидаемую производительность или мощность основных средств;
- ожидаемый физический износ;
- нормативно-правовые и другие ограничения используемого объекта.

В случае невозможности определения $T_{\text{пп}}$ он принимается равным нормативному сроку эксплуатации объекта.

Норма амортизационных отчислений определяется по формуле:

$$P_{\text{ам}} = 1/T_{\text{пп}} \cdot 100\% (\%/\text{год})$$

где $T_{\text{пп}}$, — срок полезного использования ОС, т.е. период времени, в течение которого ОС и НМА приносят доход компании.

Виды амортизации ОС

В зависимости от скорости перенесения стоимости ОС на себестоимость продукции выделяются три вида амортизации:

- обычная (равномерная) амортизация, при которой стоимость ОС переносится на себестоимость продукции равными долями в течение всего $T_{\text{пп}}$;
- замедленная амортизация, в соответствии с которой стоимость ОС переносится на себестоимость продукции медленнее по сравнению с обычной амортизацией;
- ускоренная амортизация, которая предполагает более быстрое списание стоимости ОПС на себестоимость продукции по сравнению с обычной амортизацией за счет:
 - сокращения срока амортизации по сравнению с $T_{\text{пп}}$;
 - неравномерного по годам списания стоимости ОПС;
 - одновременного сокращения срока амортизации и неравномерного по годам списания стоимости.

Ускоренная амортизация позволяет за более короткий срок накопить средства для замены физически и морально устаревшего оборудования.

Амортизация начисляется:

- при применении нелинейного метода — по каждой амортизационной группе;
- при применении линейного метода — по каждому объекту.

Методы начисления амортизации

Методы (способы) начисления амортизации классифицируются по следующим признакам:

- по степени равномерности списания стоимости ОС на себестоимость продукции:
 - линейный метод;
 - нелинейные методы;
- в зависимости от сферы использования:
 - методы, используемые в бухгалтерском учете;
 - методы, используемые в налоговом учете.

Следует учесть, что в бухгалтерском и налоговом учете могут применяться разные методы начисления амортизации.

В бухгалтерском учете начисление амортизации объектов основных средств производится одним из следующих способов:

- линейным способом;
- нелинейным способом, в том числе:
- способом уменьшающего остатка;

- способом списания стоимости по сумме чисел лет срока полезного использования;
- способом списания стоимости пропорционально объему продукции в натуральных единицах.

В соответствии с Г1БУ1/06 «Учет основных средств» выбранный способ начисления амортизации применяется в течение всего срока полезного использования объектов, входящих в данную амортизационную группу.

В целях налогообложения налогоплательщики вправе выбрать линейный или нелинейный метод. Метод начисления выбирается налогоплательщиком самостоятельно и отражается в учетной политике компании. Налогоплательщик вправе перейти от нелинейного к линейному методу не чаще одного раза в пять лет.

Вне зависимости от принятого в учетной политике метода начисления амортизации для целей налогообложения, линейный метод начисления амортизации применяется в отношении зданий, сооружений, передаточных устройств, НМА, входящих в 8—10-ю амортизационные группы независимо от года ввода в эксплуатацию данного объекта. В отношении прочих объектов амортизации, независимо от года ввода их в эксплуатацию, компания самостоятельно выбирает метод начисления амортизации.

Либерализация амортизационной политики в последние годы коснулась не только возможности выбора компанией методов начисления амортизации, но и начисления амортизационной премии, предоставляющей возможность относить на расходы текущего периода до начал а начисления а мортизации определенную долю расходов на приобретение или создание основных средств. В частности, Налоговым кодексом (НК) (гл. 25) для основных средств, относящихся к 3—7 амортизационным группам, разрешается начислять амортизационную премию в размере 30% от первоначальной стоимости амортизуемого имущества.

Линейные методы начисления амортизации, используемые в бухгалтерском учете. Линейный метод предусматривает списание стоимости ОПС на себестоимость продукции равными долями в течение Г_ш и используется для начисления обычной, замедленной и ускоренной амортизации:

- обычная амортизация определяется:

$$Иам = ОПС_{перв(вост)}Р_{ам}; Р_{ам}=1/T_{пи};$$

- замедленная амортизация рассчитывается по формуле

$$Иам = ОПС_{перв(вост)} 1/2T_{пи}$$

Преимущества замедленной амортизации: за счет уменьшения нормы амортизации в два раза, снижается амортизационная составляющая себестоимости и себестоимость продукции. Недостаток замедленной амортизации — увеличение длительности эксплуатации физически и морально изношенных ОПС. Замедленная амортизация вводится распоряжением Гендиректора в случае тяжелого финансового состояния компании;

• ускоренная амортизация предполагает увеличение нормы амортизации в два раза (для ОПС, сданных в лизинг — в три раза):

$$Иам = ОПС_{перв(вост)} 2 Р_{ам}; Р_{ам}=1/T_{пи};$$

Цель ускоренной амортизации — ускорить накопление средств для замены изношенного оборудования.

Нелинейные методы начисления ускоренной амортизации, используемые в бухгалтерском учете:

- метод уменьшающего остатка:

$$Иам = Р_{ам}k_{ускор}ОПС_{ост}; Р_{ам}=1/T_{пи};$$

где ОПС_{ост} — остаточная стоимость ОПС, k_{ускор} — коэффициент ускорения начисления амортизации (одинаковый по годам или максимальный в первый и минимальный в последний год T_{пи}, но не > 2);

- метод суммы чисел лет срока полезного использования:

$$Иам = ОПС_{перв(вост)}Р_{ам}$$

$$Р_{амт} = Число лет, оставшихся до окончания T_{ш}/Сумма лет T_{нн}$$

- метод начисления амортизации пропорционально годовому натуральному объему продукции, произведенному данными ОПС:

$$Иам = (\sum Эвыр_t / \sum Эвыр_{t-1}) ОПС_{перв(восст)}$$

где $\sum Эвыр_t$ — соответственно годовая и суммарная за T_{pi} выработка электроэнергии.

Недостатки метода:

- в энергетике ОПС имеют длительный Г (30 и более лет), что затрудняет прогноз выработки энергии на такой период;
- невозможность использования данного метода в энергетике объясняется зависимостью выработки электроэнергии и отпуска тепла от климатических условий (температуры наружного воздуха, длительности светового дня) и как результат — недостоверностью прогнозов отпуска тепла и выработки электроэнергии;
- при одинаковой по годам выработке энергии нелинейный метод превращается в линейный.

Все вышеперечисленные нелинейные методы используются для начисления амортизации в бухгалтерском (экономическом) учете.

Нелинейный метод начисления амортизации, используемый в налоговом учете. Порядок начисления амортизации с использованием нелинейного метода для целей налогового учета определен статьей 259 НК РФ (часть II), в которой

1 О «Экономика и управление в энергетике» налогоплательщикам разрешено начислять амортизационные отчисления либо линейным, либо нелинейным методом.

Рекомендуемый линейный метод расчета обычной амортизации идентичен линейному методу, используемому в целях бухгалтерского учета.

Для целей налогового учета разрешается использование единственного нелинейного метода в соответствии с которым:

- на первое число каждого месяца для каждой амортизационной группы с учетом стоимости вновь принятых и списанных с баланса в предыдущем месяце ОГ1С определяется остаточная стоимость, от которой начисляется амортизация:

$$ОСП_{ост}^t = ОСП_{ост}^{t-1} + ОСП_{пр}^{t-1} - ОСП_{ми}^{t-1} - И_{ам}^{t-1}$$

где $ОСП_{ост}^t$, $ОСП_{ост}^{t-1}$ — остаточная стоимость ОПС, соответственно на первое число месяца t предыдущего месяца ($t - 1$); $ОСП_{пр}^{t-1}$ — стоимость принятых и списанных ОГ1С в месяц $t-1$; $И_{ам}^{t-1}$ — амортизационные отчисления в месяц ($t-1$);

- амортизационные отчисления в месяц t определяются:

$$И_{ам}^t = ОСП_{ост}^t Р_{ам}$$

где $P_{ам}$ — норма амортизации соответствующей амортизационной группы; $ОСП_{ост}^t$ — остаточная стоимость ОПС на начало месяца t .

• налогоплательщику не требуется самостоятельно определять нормы амортизации, они указаны в статье 259 НК РФ «Методы и порядок расчета сумм амортизаций» для каждой амортизационной группы (табл. 4.1).

В итоге следует отметить, что независимо от вида амортизации и метода ее начисления сумма амортизационных отчислений за период начисления амортизации одинакова и равна первоначальной или восстановительной стоимости ОГ1С. Отличие заключается лишь в скорости списания стоимости ОПС на себестоимость продукции.

Показатели технического состояния и эффективности использования ОПС энергетики

Для оценки технического состояния и движения ОГ1С используются следующие показатели:

коэффициент износа:

$$Кизноса = (\sum И_{ам} / ОПС_{перв(восст)}) 100\%$$

Износ электрических сетей ФСК в 2010 г. в целом по стране составил 50,6%, в том числе подстанционного оборудования — 60%, линий электропередачи — 53,5%, зданий и сооружений — 39%;

коэффициент годности:

$k_{годн}=1-k_{износа}$, %

коэффициент обновления:

$$k_{обн} = (\text{ОПС}_{\text{перв(вост)}}^{\text{введ}} / \text{ОПС}_{\text{перв(вост)}}^{\text{на конец года}}) * 100\%$$

По итогам 2012 г. в России введено 6,134 ГВт генерирующих мощностей¹, в результате коэффициент обновления составил 2,75%;

- коэффициент выбытия:

$$k_{выб} = (\text{ОПС}_{\text{перв(вост)}}^{\text{выб}} / \text{ОПС}_{\text{перв(вост)}}^{\text{на начало года}}) * 100\%$$

возрастная структура ОПС. На 01.01.2012 структура установления мощности электростанций России по срокам эксплуатации составила: до 10 лет — 7,27%, от 10 до 30 лет — 30,5%, 30—50 лет — 54,07%, свыше 50 лет — 8,16%²

удельный вес оборудования, выработавшего парковый ресурс. Данный показатель для ТЭС по прогнозам в 2015 г. составит: для паровых и газовых турбин — 63,73%; энергетических котлов — 52,90%; для генераторов и трансформаторов — 80,16%²;

- доля затрат на ремонт оборудования в себестоимости продукции;
- показатели эффективности использования ОПС:

Фондоотдача = $(\text{Выручка от реализации продукции} / \text{Среднегодовая стоимость ОПС}) * 100\%$

Рентабельность = $(\text{Чистая прибыль} / \text{Среднегодовая стоимость ОПС}) * 100\%$.

2. Оборотный капитал энергетических компаний

Экономическое содержание, состав и особенности оборотного капитала энергетических компаний

Оборотный капитал (оборотные средства) — это предметы труда, выраженные в денежной форме и денежные средства в обороте.

Черты оборотного капитала:

- срок использования менее одного года;
- однократно участвует в производственном цикле;
- полностью переносит стоимость на себестоимость продукции за один производственный цикл;
- изменяет вещественную форму в процессе оборота.

Оборотные средства группируются:

- по сфере использования (рис. 4.1.):
 - оборотный капитал в сфере производства;
 - оборотный капитал в сфере обращения;
- по методу планирования:
 - нормируемые оборотные средства;
 - ненормируемые оборотные средства;
- по источникам финансирования:
 - собственные оборотные средства — это уставный капитал и прибыль, остающаяся в распоряжении компании после уплаты всех налогов и приравненные к собственным оборотным средствам устойчивые пассивы, в том числе неснижаемый остаток кредиторской задолженности по зарплате, перед бюджетом, по отчислениям в фонды социального страхования;
 - заемные оборотные средства — краткосрочные кредиты банков, используемые для восполнения оборотных средств.

В энергетике состав оборотного капитала, указанный на рис. 4.1, характерен для ремонтных компаний. Для генерирующих и сетевых компаний в его составе отсутствуют: сырье, покупные полуфабрикаты и полуфабрикаты собственного производства, незавершенное производство, готовая продукция на складе и в пути, так как

полуфабрикатов и незавершенного производства киловатт-часа и гигакалории в природе не существует, а также ввиду невозможности складирования энергии.

В состав оборотного капитала в атомной энергетике в элемент «Топливо» входит стоимость первоначальной топливной

загрузки, обладающей чертами оборотного и основного капитала.

Черты основного капитала: ядерное топливо находится в активной зоне (А3) реактора и переносит свою стоимость на себестоимость энергии в течение кампании реактора (2—3 года), стоимость топлива в А3 реактора и в бассейнах выдержки значительная и составляет 20—30% от стоимости ОПС.

Черты оборотного капитала: первоначальная топливная загрузка используется в одном производственном цикле, длившемся 2—3 года, и ее стоимость переносится на себестоимость продукции за один производственный цикл (компанию реактора). Учитывая сказанное, стоимость первоначальной топливной загрузки классифицируется как долговременные оборотные средства.

Нормирование оборотного капитала, основные понятия, принципы и методы

Нормирование оборотного капитала заключается в определении на основе норм и нормативов его минимальной величины, достаточной для выполнения производственной программы в плановом периоде.

Нормирование включает:

- разработку норм расхода — научно обоснованных максимально допустимых величин расхода ресурса на производство единицы продукции при данной технологии, режиме производства, уровне организации производства;
- установление норм запаса оборотных средств, в сутках;
- определение норматива оборотных средств как произведения среднесуточного расхода ресурса на норму запаса.

В энергетике очень важным является нормирование расхода топлива. Нормирование удельных расходов топлива осуществляется на базе типовых энергетических характеристик турбин и котлов, которые должны пересматриваться не реже одного раза в 5—7 лет.

Нормирование удельных расходов топлива обеспечивает:

- проведение объективного анализа работы оборудования ТЭС;
- выявление причин нерационального использования топлива;
- выявление резервов снижения удельных расходов топлива.

Поскольку удельный расход топлива зависит от множества факторов, на которые не может повлиять персонал, в процессе нормирования рассчитываются следующие удельные расходы топлива:

• исходно-номинальный удельный расход ($\bar{b}_{исх}$ ном) — удельный расход топлива на отпущеный с шин станции (коллекторов) кВтч (Гкал). Рассчитывается на основе утвержденных энергетических характеристик агрегатов при фиксированных значениях внешних факторов;

• номинальный расход топлива ($\bar{b}_{ном}$) — удельный расход топлива на отпущеный с шин станции кВтч, рассчитанный путем введения к исходно-номинальному удельному расходу топлива поправок на отклонение фактических значений внешних факторов от их фиксированных значений (АБ):

$$\bar{b}_{ном} = \bar{b}_{исх,ном} \pm \Delta b_t$$

• нормативный удельный расход топлива ($\bar{b}_н$) — максимально допустимый, технически обоснованный удельный расход топлива на отпущеный с шин станции кВтч:

$$\bar{b}_{ном} = \bar{b}_{ном} [1 + kp(1 - \mu)]$$

где k_p — коэффициент резерва тепловой экономичности; μ — степень использования резерва тепловой экономичности в данном периоде;

• на основании $\bar{b}_{ном}$ рассчитывается средне суточный расход топлива:

$$B_{ср,сут} = \bar{b}_{ном} * \dot{E}_{отп,сшина} / \dot{t}_{сут}$$

Принципы нормирования

Плановость — нормы должны периодически пересматриваться и основываться на планах по инновациям и инвестициям.

Системность — отражает связь финансовых норм с системой технологических норм и нормативов. Финансовые (стоимостные) нормы основываются на технологических нормах и нормативах. В свою очередь, стоимостные нормы оказывают стимулирующее влияние на технологические нормы (высокая цена на топливо стимулирует к снижению удельных расходов топлива).

Научная обоснованность — научно обоснованные нормы и нормативы активизируют использование внутренних резервов для снижения расхода топлива.

Прогрессивность — этот принцип проявляется в разработке мероприятий по ускорению оборачиваемости оборотных средств за счет сокращения норм расхода ресурсов, ускорения документооборота, сокращения дебиторской задолженности.

Особенности нормирования оборотных средств в энергетике:

- в энергетике важный элемент нормирования оборотных средств для ТЭС и АЭС — топливо, для ГЭС и электрических сетей — вспомогательные материалы и запасные части;
- поквартальное установление норматива оборотных средств, ввиду сезонных изменений электрической и тепловой нагрузки, и проведения ремонтной кампании в весенне- летний период;
- нормативы следует устанавливать дифференцированно по видам оборотных средств из-за неодинаковых интервалов поставки и разной интенсивности их использования;
- группировка запасов по функциональному назначению (текущий, страховой и т.д.) производится исключительно для упрощения нормирования и не отражается на порядке хранения и учета этих запасов;
- производственный запас предназначен для обеспечения нормального режима работы, стратегический и аварийный запасы не входят в состав производственного запаса.

Методы нормирования оборотных средств

Метод прямого счета основан на использовании норм расхода и норм запаса по каждой номенклатурной позиции нормируемых оборотных средств. Норматив оборотных средств устанавливается:

- отдельно по номенклатурным позициям оборотных средств (например, СОН2, Н2S04);
- по группам оборотных средств (химические реагенты);
- по видам оборотных средств (основные материалы);
- по элементам оборотных средств (производственные запасы).

В генерирующих и сетевых компаниях подлежат нормированию в сфере производства: производственные запасы, расходы будущих периодов; в сфере обращения — дебиторская задолженность.

Последовательность нормирования с использованием прямого метода включает:

- определение сводных норм запаса по всем позициям нормируемых материально-технических запасов:

$$t_i = t_{cek} + t_{подгот} + t_{гарант} + t_{транс} + t_{сезон}$$

где i — вид ресурса;

- расчет среднесуточного расхода ресурса:

$$B_{ср.сут} = b_{норм} * \text{Этц. с шинср.сут}$$

где $b_{норм}$ — норма расхода ресурса на единицу продукции;

- определение норматива запаса по i -му ресурсу в натуральной и стоимостной форме:

$$Знормнат = B_{ср.сут} * t_i; Знормстоим = Знормнат * Ц_i$$

где $Ц_i$ — цена i -го ресурса; t_i — норма запаса i -го ресурса, суток.

Метод прямого счета является основным методом нормирования оборотных средств. Преимущества метода: обеспечивает научно-обоснованный расчет величины оборотных

средств и достаточную точность; недостаток — большая трудоемкость при широкой номенклатуре нормируемых оборотных средств.

Аналитический метод используется при укрупненном расчете норматива оборотных средств. В основу метода положена аналитическая зависимость между величиной нормируемых оборотных средств в денежном выражении и несколькими наиболее важными нормообразующими факторами. Этот метод определяет величину нормируемых оборотных средств в целом по компании без предварительного расчета норматива по структурным подразделениям. Данный метод менее точен по сравнению с методом прямого счета, и точность результатов зависит от степени агрегированности расчетов.

Метод коэффициентов. Норматив оборотных средств на плановый период устанавливается исходя из фактической величины оборотных средств за отчетный период. В плановом периоде отчетная величина корректируется с учетом поправок на излишки, ненужные запасы, изменения условий производства или поставок.

Нормирование производственных запасов и дебиторской задолженности

ДЛЯ бесперебойной работы энергетические компании должны создавать запасы ресурсов, используемых в производственном процессе.

Производственные запасы классифицируются:

- по видам материальных ресурсов: запасы топлива, запасы основных и вспомогательных материалов, запасы запасных частей;
- по функциональному назначению: текущий, страховой (гарантийный), подготовительный, транспортный, сезонный запас.

Для ТЭС важнейшим является запас топлива, включающий:

- текущий запас — запас топлива, обеспечивающий бесперебойную работу электростанции в период между двумя очередными плановыми поставками топлива:

Втек = Вср.сут * тнормтек

где тнормтек — норма текущего запаса топлива в сутках;

• страховой (гарантийный) запас создается на случай непредвиденной задержки в пути очередной поставки, срыва поставки, уменьшения размера поставки. Единый подход к определению нормы гарантийного запаса отсутствует и, поэтому f устанавливается в пределах от 3 до 5 суток или в размере 10% нормы текущего запаса, если ресурс поставляется от иногородних поставщиков. Возможно использование статистического метода, согласно которому страховой запас определяется по формуле

Вгарант = Вср.сут * $\sqrt{\sum_{i=1}^n (t_i - t_{i-1}) * B_i / \sum_{i=1}^n B_i}$

Где B_i — фактический объем поставки; t_i — фактический интервал поставки; t_{i-1} — средний интервал поставки; n — число учитываемых поставок;

- подготовительный (технологический) запас — обеспечивает ТЭС топливом в период между началом приемки топлива на склад и подачей его в энергетический котел.

Вподгот = $k_{техн} * (V_{тек} + V_{струч.зап})$,

где $k_{техн}$ — коэффициент технологичности топлива, установленный комиссией. Как правило, период времени между моментом поставки топлива на электростанцию и подачей его в котел составляет несколько часов, поэтому подготовительный запас может определяться:

Вподгот = $V_{час} \cdot t_{подгот}$,

где $V_{час}$ — часовой расход топлива котлом, $t_{подгот}$ — время на под-готовку топлива (дробление, размол и проч.);

- сезонный запас создается для покрытия возрастающей потребности в топливе в осенне-зимний период в соответствии с графиком заполнения топливного склада, разрабатываемым самой компанией;

- транспортный запас создается при значительной удаленности электростанции от поставщика ресурса:

Втр = $V_{ср.сут} * t_{нормтр}$

Норма транспортного запаса устанавливается исходя из продолжительности пробега груза от поставщика до потребителя (t_p) за вычетом времени документооборота, сут.:

$$t_{tr} = t_p - (t_1 + t_2 + t_3 + t_4)$$

где t_1 — время, необходимое поставщику для составления платежного требования и обработки документов в банке поставщика; t_2 — время почтового пробега платежного требования; t_3 — время на акцепт счета платежного требования; t_4 — время на обработку документов в банке покупателя;

- производственный запас топлива на станции включает:

$$V_{зап} = V_{тек} + V_{гарант} + V_{подг} + V_{сезон} + V_{трансп}$$

На величину запаса влияют: выработка электроэнергии и отпуск тепла, режим эксплуатации, удельный нормативный расход топлива, вид топлива, емкость топливных складов, расстояние транспорта топлива;

Запас запасных частей. К моменту начала ремонта на площадке станции должен быть запас запчастей, определяемый регламентом проведения данного вида ремонта (капитального, среднего, текущего).

В общем случае обеспеченность компании определенным видом ресурса оценивается по коэффициенту обеспеченности:

$$K_{зап} = \text{Фактический запас ресурса} / \text{Нормативный запас ресурса}$$

Если $K_{зап} > 1$ — налицо излишний запас, если $K_{зап} < 1$ — дефицит запаса.

В энергетике подлежит нормированию дебиторская задолженность (ДЗ) — задолженность за потребленную энергию, не оплаченную потребителями по договору энергоснабжения за данный период платежа до окончания следующего за ним периода платежа.

По истечении второго срока платежа текущая задолженность переходит в ранг просроченной. Норма текущей ДЗ в сутках устанавливается для каждой категории потребителей и соответствует времени, необходимому для выписки платежных документов, отправки документов в банк и совершения банковских проводок. Норматив текущей ДЗ равен произведению среднесуточной задолженности на норму текущей задолженности в сутках.

Показатели эффективности использования оборотного капитала

Коэффициент оборачиваемости — характеризует число оборотов оборотного капитала за год и рассчитывается по формуулам:

- в целом для оборотного капитала:

$K_{оборот\ об} = \text{Выручка от реализации продукции} / \text{Среднегодовая стоимость оборотного капитала}$

- для производственных запасов:

$K_{оборот\ зап} = \text{Годовые затраты на производство продукции} / \text{Среднегодовая стоимость производственных запасов}$

- для дебиторской задолженности:

$K_{оборот\ ДЗ} = \text{Выручка от реализации продукции} / \text{Среднегодовая величина дебиторской задолженности}$

Оборачиваемость (продолжительность) оборота оборотных средств:

- в целом для оборотного капитала:

$$t_{оборот\ об} = 360 / K_{оборот\ об}$$

- для производственных запасов, сут.:

$$t_{оборот\ зап} = 360 / K_{оборот\ зап}$$

- для дебиторской задолженности, сут.:

$$t_{оборот\ ДЗ} = 360 / K_{оборот\ ДЗ}$$

- Рентабельность оборотного капитала:

$$P = \text{Чистая прибыль} / \text{Среднегодовая стоимость оборотного капитала}$$

3. Производственная мощность и производственные показатели энергетических компаний.

Основным методом планирования энергетического производства является балансовый метод — метод соответствия имеющихся ресурсов и потребности в них.

Отличительной особенностью балансового метода в энергетике является необходимость обеспечения не только баланса потребления и выработки энергии, но и соблюдение баланса мощности, так как энергетика не может работать на склад.

Балансы энергии и мощности составляются по электростанциям, энергосистемам, регионам, генерирующими и сетевыми компаниям, отражая потребности в энергии и мощности потребителей и источники их покрытия.

Производственная мощность электростанции — это предельная мощность, которую может развить станция в конкретных условиях работы при выполнении правил технической эксплуатации.

Производственная мощность электрических сетей (про пускная способность сетей) — мощность, которую можно передать по сети при соблюдении правил технической эксплуатации. Производственный потенциал электросетевых компаний характеризуют показатели: пропускная способность и протяженность сетей, класс напряжения, число и мощность трансформаторных подстанций, количество трансформаторов.

Расход энергии и мощности на собственные нужды электростанций

Расход энергии на собственные нужды станции ($\mathcal{E}_{\text{сн}}$) включает расход электроэнергии котельным, турбинным, электрическим и другими цехами.

В технико-экономических расчетах для определения $\mathcal{E}_{\text{сн}}$ используют коэффициент расхода энергии на собственные нужды:

$$K_{\text{сн}} = \sum_{i=1}^{i=n} \mathcal{E}_{\text{сн}} / \mathcal{E}_{\text{вып}}$$

где $\sum_{i=1}^{i=n} \mathcal{E}_{\text{сн}}$ — суммарный расход электроэнергии механизмами собственных нужд электростанции; $\mathcal{E}_{\text{вып}}$ — выработка электроэнергии электростанцией.

Расход энергии на собственные нужды планируется, исходя из норм расхода электроэнергии на единицу работы (тонну размолотого топлива, кубометр подаваемой воды) и объема выполняемых работ.

Факторы, влияющие на $K_{\text{сн}}$ и $\mathcal{E}_{\text{сн}}$:

- тип станции: $k_{\text{сн}}^{\text{АЭС}} > k_{\text{сн}}^{\text{ТЭЦ}} > k_{\text{сн}}^{\text{КЭС}} > k_{\text{сн}}^{\text{ГТУ}} > k_{\text{сн}}^{\text{ГАЭС}} > k_{\text{сн}}^{\text{ГЭС}}$.
- вид топлива на ТЭС: $k_{\text{сн}}^{\text{уголь}} > k_{\text{сн}}^{\text{газ}}$;
- число и мощность блоков на электростанции: чем меньше мощность и больше число блоков (вместо одного крупного), тем больше число единиц вспомогательного оборудования, тем больше $K_{\text{сн}}$
- организация и культура эксплуатации.

Потери энергии и мощности в электрических сетях

Технологические потери мощности и энергии в электрических сетях являются важным показателем экономичности работы электросетевых компаний. В их состав входят технические потери и потери, обусловленные погрешностью системы учета³.

В составе технических потерь выделяются:

- условно постоянные потери, не зависящие от нагрузки сети (потери на холостой ход трансформаторов, потери на корону, потери в компенсирующих устройствах) составляют 30—40% от технических потерь;
- переменные (нагрузочные) потери, зависящие от передаваемой мощности и энергии (60—70%).

Технические потери определяются расчетным путем. Относительная величина потерь энергии и мощности оценивается коэффициентами потерь по мощности и энергии:

$$K_{\text{пот}}^N = (N_{\text{пот}} / N_{\text{пер в сеть}}) * 100\%, k_{\text{пот}}^E = (\mathcal{E}_{\text{пот}} / \mathcal{E}_{\text{пер в сети}}) * 100\%$$

где $\mathcal{E}_{\text{пер в сети}}$ — объем электроэнергии переданной в сеть, $\mathcal{E}_{\text{пот}}$ — потери энергии при передаче по сетям.

Потери электроэнергии и мощности в сетях нормируются в зависимости от класса напряжения и района. С увеличением класса напряжения потери снижаются. По международным меркам считается допустимым $\kappa_{\text{пот}} = 10\%$.

Пути снижения технических потерь:

- своевременное проведение ремонта сетей и трансформаторных подстанций;
- внедрение современного высокотехнологичного сетевого оборудования;
- повышение напряжения передачи постоянным и переменным током;
- замена недогруженных и перегруженных трансформаторов;
- отключение трансформаторов на подстанциях с сезонной нагрузкой;
- установка сертифицированных приборов учета.

Потери, обусловленные погрешностью системы учета, вызваны недостоверностью, недостаточностью учета и хищением электроэнергии.

Данный вид потерь включает:

- потери, вызванные погрешностями системы учета (неправильные показания счетчиков, ошибки при снятии показаний, хищения вследствие незаконного подключения к сетям);
- потери при выставлении счетов клиентам и потери в результате ошибок при заключении договоров;
- потери при востребовании оплаты (безнадежные долги потребителей).

Потери, обусловленные погрешностью системы учета, определяются как:

$$\mathcal{E}_{\text{пот}} = \mathcal{E}_{\text{пот}} - \mathcal{E}_{\text{пот}}^{\text{тех}}$$

Направления снижения потерь, обусловленных погрешностью системы учета:

- выявление источника потерь;
- точный учет и контроль потерь на всех этапах;
- обеспечение единобразия учетных принципов;
- организация рейдов для выявления несанкционированного, безучетного и бездоговорного потребления;
- организация снятия показаний счетчиков в строго установленные сроки, а также установка интервальных приборов учета в составе автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ).

Графики электрической нагрузки

Суточный график электрической нагрузки потребителей характеризует изменение активной нагрузки потребителей по часам суток. Конфигурация и параметры суточного графика зависят от факторов:

- природных (времени года, температурного режима, времени восхода и захода солнца);
- производственных, в том числе специфики технологии, сменности;
- бытовых (город/село, оснащенность бытовыми приборами).

К показателям, характеризующим режим потребления, относятся:

- минимальная, максимальная и средняя за сутки нагрузка потребителей (P_{\min} , P_{\max} , $P_{\text{ср}} = \mathcal{E}_{\text{сут}}^{\text{потр}} / 24$);
- число часов использования максимальной нагрузки потребителей, т.е. число часов в году, в течение которого потребитель мог бы работать с максимальной нагрузкой при данном годовом электропотреблении:

$$h_{\max} = \mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{потр}} / P_{\max}$$

Конфигурация и параметры суточных графиков нагрузки энергосистемы зависят от графиков нагрузки потребителей:

- суточный график нагрузки магистрального электрифицированного транспорта равномерный и имеет пики при одновременном трогании с места нескольких составов;
- график нагрузки электрифицированного городского транспорта и график осветительной нагрузки имеют два пика нагрузки: утренний и вечерний;

- график коммунальной нагрузки строится путем совмещения графиков нагрузки наружного освещения, системы водоснабжения, системы канализации и имеет ярко выраженный пик утром и вечером;

- график нагрузки населения формируют осветительная, мелкомоторная нагрузка, электрические плиты. Он имеет утренний и вечерний пик.

Суммарная нагрузка всех потребителей за каждый час суток формирует **совмещенный суточный график нагрузки энергосистемы**, который учитывает также N_m , $N_{\text{с}}$, $N_{\text{хоз и прошв нужды}}$.

Обобщающими параметрами суточных графиков нагрузки энергосистемы являются:

- максимальная, минимальная и средняя нагрузка энергосистемы (N_{\min} , N_{\max} , $N_{\text{ср}}$);

- коэффициент плотности (заполнения) суточного графика нагрузки энергосистемы ($\beta = N_{\text{ср}}^{\text{энергосистемы}} / N_{\max}^{\text{энергосистемы}}$)

- коэффициент неравномерности суточного графика ($j = N_{\min}^{\text{энергосистемы}} / N_{\max}^{\text{энергосистемы}}$)

Чем ближе β к единице, тем равномернее (плотнее) суточный график нагрузки.

Типовой суточный график нагрузки энергосистемы имеет три характерные зоны: базовую, пиковую и полупиковую. В типовом суточном графике: для зимних суток утренний пик наступает в 8—9 часов, вечерний пик — в 18—19 часов; для летних суток утренний пик сдвигается влево — на 7—8 часов утра, вечерний пик приходится на 22 часа, ввиду увеличения продолжительности светового дня.

На основе суточных графиков строится годовой график электрической нагрузки по продолжительности (рис. 4.2).

4. Затраты на производство и передачу энергии.

Затраты на производство энергии электрическими станциями, передачу энергии по сетям и в целом по энергокомпаниям рассчитываются в двух документах: в смете затрат и в калькуляции себестоимости.

Смета затрат — документ, в котором отражаются совокупные затраты, связанные с производством или передачей продукции (услуг) без подразделения затрат по видам продукции. В смете затраты группируются по одноименным экономическим элементам затрат: материальные затраты, в том числе:

- затраты на сырье и основные материалы (включают стоимость приобретаемых со стороны сырья и материалов, которые образуют основу вырабатываемой продукции или являются необходимыми компонентами при ее производстве);

- затраты на вспомогательные материалы (включают стоимость покупных материалов, расходуемых на производственные и хозяйственные нужды);

- услуги производственного характера (в них входят затраты на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых сторонними организациями или подразделениями самой компании, не относящимися к основному виду деятельности);

- затраты на топливо (включают стоимость приобретаемого со стороны топлива всех видов, расходуемого компанией);

- покупная энергия (включают стоимость покупной энергии всех видов, в том числе расходуемой на производственные и хозяйственные нужды компании и потери в электрических сетях);

- оплата труда (начисления работникам по тарифным ставкам, выплаты стимулирующего характера и компенсационные надбавки, расходы, связанные с содержанием работников, предусмотренные трудовыми договорами и коллективными соглашениями);

- страховые взносы в социальные фонды (предназначены для мобилизации средств, необходимых для медицинского обслуживания, государственного пенсионного и социального обеспечения граждан);

- амортизация (отражается сумма амортизационных отчислений на полное восстановление основных производственных средств);
- прочие затраты, в том числе:
- затраты на ремонтное обслуживание при подрядном способе проведения ремонта (затраты на поддержание основных производственных средств в работоспособном состоянии, затраты на проведение текущего, среднего и капитального ремонтов);
- расходы на рекламу (издержки компании по целенаправленному информированию потребителей о продвижении продукции на рынках сбыта);
- представительские расходы (расходы, связанные с коммерческой деятельностью компании);
- расходы на командировки, связанные с производственной деятельностью;
- расходы на подготовку и переподготовку кадров (расходы, связанные с подготовкой и переподготовкой персонала в соответствии с договорами с образовательными учреждениями);
- экологические платежи, не превышающие предельно допустимую концентрацию, взимаемые с природопользователей, хозяйственная деятельность которых оказывает негативное воздействие на биосферу;
- арендные (лизинговые) платежи (расходы, связанные с арендой основных средств у других юридических или физических лиц);
- плата за услуги СО и АТС;
- амортизация нематериальных активов;
- расходы на обязательное и добровольное страхование имущества (включают страховые взносы по всем видам обязательного страхования, а также по некоторым видам добровольного страхования);
- расходы на НИОКР;
- расходы на содержание служебного автотранспорта;
- расходы на оплату юридических, информационных, консультационных, аудиторских услуг;
- расходы на изучение конъюнктуры рынка;
- расходы обслуживающих производств и хозяйств;
- расходы на содержание военизированной, пожарной охраны;
- расходы по охране труда;
- природоохранные мероприятия за счет себестоимости;
- водный налог (расходы, связанные с общим или специальным водопользованием в соответствии с законодательством РФ);
- земельный налог (расходы, связанные с использованием земли РФ);
- отчисления в целевые фонды.

Калькуляция себестоимости

Группировка затрат по калькуляционным статьям характеризует затраты по их производственному назначению и видам продукции. Калькуляция составляется **для каждого вида продукции (услуг)**, на ее основе рассчитывается себестоимость единицы продукции (услуг).

В отличие от других отраслей, в которых себестоимость рассчитывается на единицу выработанной продукции, в энергетике себестоимость рассчитывается на единицу отпущенной с шин или коллекторов энергии, так как в отрасли часть энергии расходуется на собственные нужды станций.

В основе калькулирования себестоимости лежит группировка затрат по определенным признакам:

- по роли в процессе производства: производственные, непроизводственные;
- по характеру производства: затраты относимые на основное и вспомогательное производство;
- в зависимости от отношения к основным технологическим процессам: основные затраты (основные материалы, топливо, заработка плата основных рабочих,

амortизация); накладные затраты (заработка плата административно- управленческого персонала, отопление, освещение помещений);

- по месту возникновения затрат: цеховые, общехозяйственные затраты;
- по способу отнесения затрат на себестоимость продукции: прямые, косвенные (подлежат распределению между видами продукции);
- по степени зависимости от объема производства продукции: затраты постоянные, переменные;
- по видам продукции;
- по стадиям технологического процесса (по центрам затрат).

Содержаниестатей калькуляции

В калькуляции затраты группируются по следующим калькуляционным статьям:

- топливо на технологические цели;
- вода на технологические цели;
- основная оплата труда производственных рабочих;
- дополнительная оплата труда производственных рабочих;
- страховые взносы в социальные фонды от оплаты труда производственных рабочих;
- расходы по содержанию и эксплуатации оборудования;
- расходы по подготовке и освоению производства (пусковые расходы);
- цеховые расходы;
- общехозяйственные расходы;
- покупная энергия.

По статье **«Топливо на технологические цели»** отражается стоимость топлива непосредственно израсходованного на технологические цели, т.е. на производство электроэнергии и тепла.

В статье **«Вода на технологические цели»** планируются и учитываются затраты на воду, расходуемую на технологические цели (на подпитку энергетических и пиковых котлов, на подпитку системы охлаждения конденсаторов турбин, на подпитку тепловой сети).

Статья **«Основная оплата труда производственных рабочих»** учитывает оплату труда производственных рабочих и инженерно-технических работников (вахтенного персонала), непосредственно участвующих в технологическом процессе производства, передачи, распределения электрической и тепловой энергии.

Статья **«Дополнительная оплата труда производственных рабочих»** учитывает дополнительную оплату труда производственных рабочих и инженерно-технических работников (вахтенного персонала). Сюда включаются выплаты, предусмотренные законодательством о труде или коллективными договорами за непроработанное на производстве время (оплата отпусков, оплатаочных часов, праздничных дней, выплата за выслугу лет).

В статье **«Страховые взносы в социальные фонды»** учитываются предусмотренные законодательством страховые взносы в фонды социального назначения от основной и дополнительной оплаты труда производственных рабочих.

Статья «Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования» включает:

- расходы на содержание оборудования и рабочих мест (обтирочные, смазочные материалы);
- расходы на амортизацию производственного оборудования;
- расходы на ремонт производственного оборудования, в том числе стоимость запчастей, оплата труда ремонтников;
- расходы по содержанию и эксплуатации собственных и привлеченных транспортных средств;
- прочие расходы, не предусмотренные в других статьях, но связанные с эксплуатацией и содержанием оборудования.

Статья **«Расходы по подготовке и освоению производства (пусковые расходы)»** учитывает пусковые расходы, связанные с комплексным опробованием оборудования,

наладочными работами и испытаниями после ввода в эксплуатацию нового оборудования или после реконструкции действующего.

В статью «**Цеховые расходы**» включаются затраты по обслуживанию и управлению цехами:

- затраты на основную и дополнительную оплату труда служащих и специалистов цеха;
- затраты на содержание цеховых зданий и цехового инвентаря (затраты на содержание осветительной электросети, отопление, водоснабжение);
- затраты на ремонт цеховых зданий и инвентаря;
- амортизация цеховых зданий и инвентаря;
- расходы по испытаниям, опытам, исследованиям, производимым в цехе;
- расходы по охране труда в цехе.

В отчетную калькуляцию по статье «Цеховые расходы» дополнительно включаются расходы непроизводительного характера: потери от простоев по вине цеха, оплата труда рабочих во время простоев по причине персонала цеха, потери от порчи материальных ценностей, потери топлива при хранении на складе, стоимость недостачи материальных ценностей, выявленная при инвентаризации.

По статье «**Общехозяйственные расходы**» учитываются расходы по управлению компанией: административно-управленческие расходы, общепроизводственные расходы, отчисления на целевые расходы, общехозяйственные расходы непроизводительного характера.

В состав административно-управленческих расходов входят: расходы по оплате труда и страховые взносы в социальные фонды от основной и дополнительной оплаты труда административно-управленческого персонала (АУП); расходы на командировки АУП; расходы по эксплуатации и ремонту зданий, инвентаря административного назначения.

В состав общепроизводственных расходов включаются расходы на амортизацию основных средств общехозяйственного назначения; расходы по охране труда общехозяйственного персонала; расходы на содержание военизированной и пожарной охраны.

В состав отчислений на целевые расходы входят: расходы на НИОКР; налоги, сборы и прочие обязательные отчисления; экологические платежи в пределах предельно допустимых концентраций.

Общехозяйственные расходы непроизводительного характера учитываются при составлении калькуляции за отчетный период и аналогичны по номенклатуре одноименным цеховым расходам.

По статье «**Покупная энергия**» учитываются затраты на покупаемую на рынке электрическую и тепловую энергию, в том числе оплата энергии, расходуемой на производственно- хозяйственные нужды и потери в сетях.

В итоге себестоимость единицы продукции определяется:

$$S^3_{\text{отпшн}} = I_{\mathcal{E}} / \mathcal{E}_{\text{отпшн};} S^3_{\text{пол}} = I_{\mathcal{E}} / \mathcal{E}_{\text{пол}} [\text{руб}/\text{kВт.ч}]; S_q = I_q / Q_{\text{отпсколл}} [\text{руб}/\text{Гкал}];$$

где $I_{\mathcal{E}}$, I_q — затраты относимые соответственно на производство электроэнергии и отпуск тепла; $\mathcal{E}_{\text{пол}}$, $\mathcal{E}_{\text{отпшн};}$ — соответственно полезный отпуск и отпуск электроэнергии с шин станции; $Q_{\text{отпсколл}}$ — отпуск тепла с коллекторов ТЭЦ и котельных.

График безубыточности

В процессе анализа экономической деятельности компании широко используется модель «объем — затраты — прибыль», предусматривающая построение графика безубыточности компании. Построение графика безубыточности базируется на делении затрат на постоянные и переменные. Затраты, зависящие от объема произведенной продукции относятся к переменным (Ипер); затраты, не зависящие от объема произведенной продукции к постоянным (Ипост).

Соотношение Ипер и Ипост зависит от типа станций.

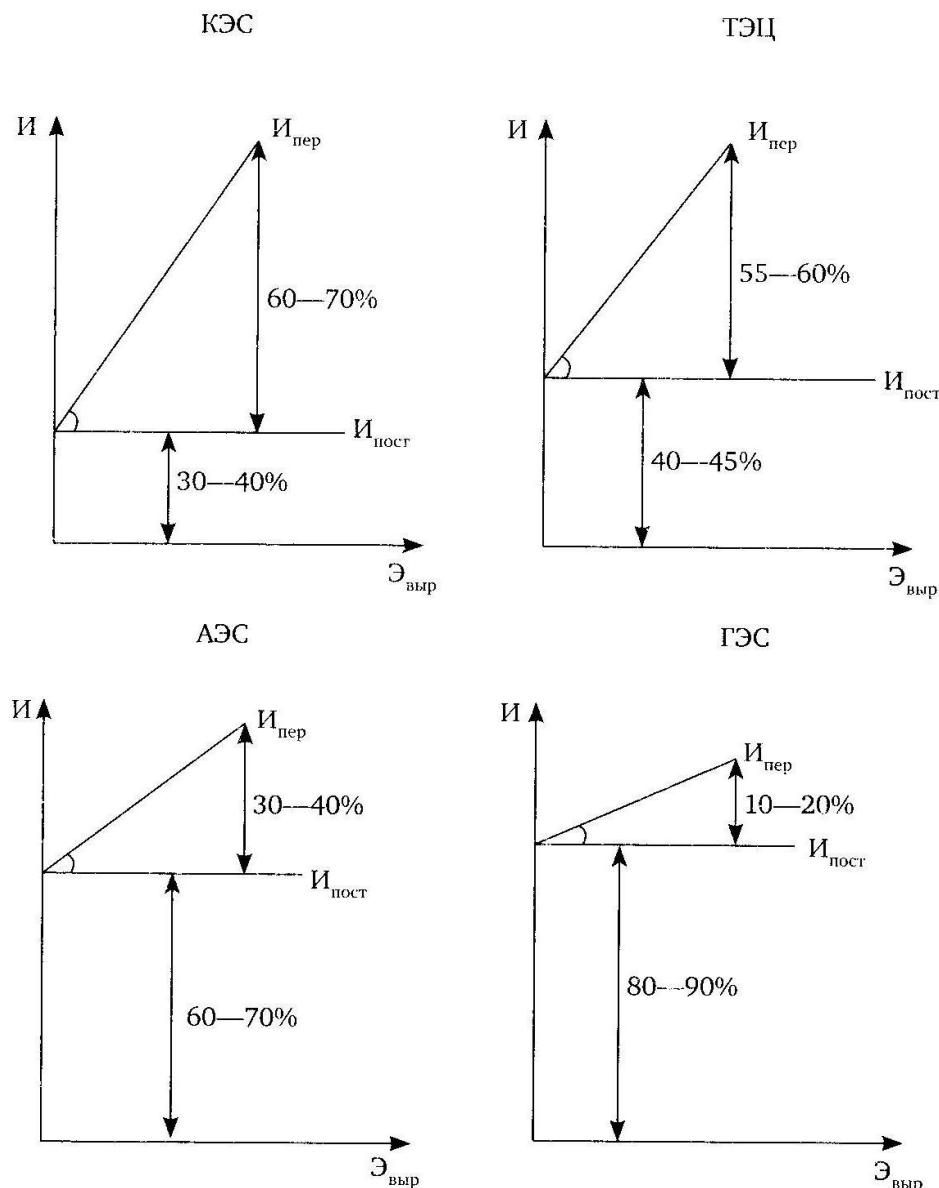
График безубыточности строится исходя из следующих допущений:

- цена ресурсов, а также цены на электроэнергию и тепло неизменны;
- вся выработанная энергия реализуется;
- ассортимент продукции неизменный.

При этих допущениях на графике существует единственная точка безубыточности (рис. 4.7).

В точке безубыточности компания не имеет ни убытка, ни прибыли, а лишь покрывает затраты на производство продукции ($I=BP$).

Используя модель «объём-затраты-прибыль», включающий график безубыточности, компании могут провести



. Соотношение $I_{пер}$ и $I_{пост}$ для разных типов электростанций

маржинальный анализ, в основе которого лежит понятие маржинального дохода. Маржинальный доход (МД) — это часть выручки от реализации продукции, которая остается на покрытие постоянных затрат и образования прибыли.

$$МД = ВР \cdot И_{пер}; ВР = Ц_э \cdot Э_{вып},$$

где $Ц_э$ — цена на электроэнергию.

$$МД = Ц_э \cdot Э_{вып} - S_{пер} \cdot Э_{вып} = Э_{вып} \cdot (Ц_э - S_{пер}) = Э_{вып} \cdot МД,$$

$МД = Ц_э - S_{пер}$ (руб./кВт·ч) — средний (удельный) МД, где $S_{пер}$ — переменная составляющая затрат в себестоимости электроэнергии.

Основное достоинство маржинального дохода заключается в том, что, в отличие от прибыли на единицу продукции, на средний маржинальный доход не влияет изменение объема продаж.

Маржинальный анализ позволяет из возможных стратегий управления прибылью выбрать оптимальную, а также определить объем продукции и цену, характерные для точки безубыточности:

$$С = \frac{И_{пост}}{Ц_э} - S_{пер}; ВР_{безуб} = И_{пост} / (1 - S_{пер} / Ц_э); Ц_э_{безуб} = S_{пер} + (И_{пост} / Э_{безуб}).$$

1.4 Лекция №4 (2 часа).

Тема: «Экономические показатели деятельности энергетических компаний»

1.4.1 Вопросы лекции:

1. Основные экономические показатели.
2. Экономическая эффективность централизации энергоснабжения.
3. Технико-экономические характеристики электростанций как элементов энергосистем.
4. Экономика качества энергии и надежности энергоснабжения.

1.4.2 Краткое содержание вопросов:

1. Основные экономические показатели.

Конечный финансовый результат деятельности компании представлен системой таких показателей, как валовая выручка (доход), прибыль и рентабельность.

Доходы — это увеличение экономических ресурсов, полученное в результате притока средств или сокращения затрат и обязательств компании.

В состав доходов (валовой выручки) входят:

- доходы от основных видов деятельности — выручка (доходы) от реализации продукции (ВР), т.е. от реализации электроэнергии и тепла;
- доходы от прочих видов деятельности.

Основным видом дохода генерирующих компаний является выручка от реализации продукции, в которую входят: выручка от реализации электрической энергии и услуг по регулируемым тарифам, выручка от реализации электроэнергии по свободным ценам на РСВ и на балансирующем рынке, выручка от продажи мощности, а также выручка от продажи тепла. Выручка от реализации тепловой энергии определяется исходя из отпуска тепла и тарифов на теплоснабжение, установленных регулятором и зависящих от вида теплоносителя (пар, горячая вода) и параметров пара.

Выручка от реализации продукции (работ, услуг) характеризует завершение цикла производства и реализации продукции, возврат авансированных на производство средств компании в виде денежной наличности и начало нового цикла в обороте средств.

Расходами признаются любые затраты компании при условии, что они произведены для осуществления деятельности, направленной на получение доходов, в том числе:

- расходы по основным видам деятельности, т.е. затраты на производство и реализацию продукции;

- прочие расходы (расходы, не связанные с основными видами деятельности).

Прибыль и рентабельность

Прибыль характеризует конечный результат хозяйственной деятельности компании, являясь одним из важнейших финансово-экономических показателей деятельности компаний, характеризующих превышение доходов над расходами. Она отражает цель деятельности коммерческой организации (получение и рост прибыли) и позволяет оценить ее результативность (эффективность).

Прибыль — часть выручки, остающаяся после возмещения производственных, управленческих и коммерческих затрат компании.

В зависимости от механизма формирования и распределения выделяют несколько видов прибыли:

- валовая прибыль, руб.:

$$\Pi_{\text{вал}} = \text{ВР} - \text{И}_{\text{пр}}$$

где ВР — выручка от продажи продукции, работ, услуг без учета НДС, И_{пр} — затраты, относимые на производство продукции;

- прибыль от продаж, руб.:

$\Pi_{\text{от продаж}} = \Pi_{\text{вал}} - \text{И}_{\text{ком}}$ где И_{ком}, И_{упр} — коммерческие и управленческие расходы;

- прибыль до налогообложения, руб.:

$$\Pi_{\text{до налога}} = \Pi_{\text{от продаж}} - \Delta_{\text{проч}} - \text{И}_{\text{проч}}$$

где Δ_{проч}, И_{проч} — соответственно прочие доходы и расходы.

Прибыль до налогообложения является налоговой базой для расчета налога на прибыль, определяемого по формуле

$$Н_{\text{приб}} = \Pi_{\text{нал}} * а_{\text{нал}}$$

где а_{нал} — налоговая ставка по налогу на прибыль;

• чистая прибыль — это разность между полученной выручкой и всеми затратами компании за соответствующий период с учетом налоговых выплат, руб./г.:

$$\Pi_{\text{чист}} = \Pi_{\text{от продаж}} - Н_{\text{приб}} - И_{\text{за счёта прибыли}} \dots ,$$

где И_{за счет прибыли} — затраты, относимые на прибыль (экологические платежи за сверхнормативные выбросы и сбросы и т.п.).

Судить об эффективности работы компании следует не по прибыли, поскольку она является абсолютным показателем, а по **рентабельности** — относительному показателю, характеризующему, сколько рублей прибыли получено с рубля затраченных ресурсов или выраженному в процентах. Показатели рентабельности являются обобщающими показателями эффективности деятельности компании.

Рентабельность суммарных активов (ROTA) рассчитывается как отношение чистой прибыли к среднегодовой величине активов. Достоинства применения данного коэффициента понятны: максимизация ROTA заставляет менеджеров увеличивать выручку, снижать расходы и себестоимость, уменьшать величину активов (за счет избавления от непроизводственных и непрофильных активов), снижать дебиторскую задолженность. Рассчитывается по формуле

$$ROTA = \Pi_{\text{чист}} / \text{Среднегодовая стоимость активов}$$

В знаменателе данной формулы наряду с собственными активами учитываются заемные средства, что затрудняет оценку эффективности собственного капитала, поэтому одновременно с показателем ROTA рассчитывается и рентабельность собственного капитала.

Рентабельность собственного капитала (ROE):

$$КОЕ = \Pi_{\text{чист}} / \text{Среднегодовая стоимость собственного (акционерного) капитала}$$

Для акционерных компаний показатель рентабельности собственного капитала играет важную роль при оценке котировки акций компании на бирже.

Рентабельность инвестиций (ROI):

$ROI = \frac{P_{чист}}{I}$ / Инвестированный капитал

Эффективность производственной деятельности компаний оценивается показателями рентабельности производства:

$$R = \frac{P_{чист}}{I}$$

где И — затраты на производство всех видов продукции (услуг).

2. Экономическая эффективность централизации энергоснабжения.

Классификация энергосистем

Энергоснабжение потребителей может осуществляться централизованным или децентрализованным путем.

Децентрализованное энергоснабжение (распределенная энергетика) предполагает снабжение потребителей энергией от автономного источника при отсутствии протяженных электрических (тепловых) сетей.

В системе централизованного энергоснабжения потребители снабжаются энергией от генерирующих источников, объединенных на параллельную работу протяженными электрическими (тепловыми) сетями. Высший уровень централизации энергоснабжения — создание энергетических систем.

Электроэнергетическая система — совокупность электростанций, объединенных на параллельную работу электрическими сетями и связанных общностью режимов и единым диспетчерским управлением.

Уровень централизации электроснабжения оценивается коэффициентом централизации электроснабжения:

$K_{цент}^3 = \frac{\text{Выработка электроэнергии электростанциями работающими в составе энергосистемы}}{\text{Выработка электроэнергии всеми электростанциями России}}$

Энергосистемы можно сгруппировать по общим для них признакам:

- по мощности — большой, средней и малой мощности;
- по структуре мощности; системы с высокой долей в структуре мощности — ТЭЦ, ГЭС, АЭС;
- по конфигурации суточных графиков нагрузки энергосистем. Различают энергосистемы с плотным и разуплотненным суточным графиком.

Графики нагрузки характеризуют следующие показатели:

— коэффициент заполнения графика нагрузки в расчетные зимние сутки

$$\beta = \frac{p_{среднесуточная}}{p_{max}}$$

— коэффициентом неравномерности суточного графика нагрузки

$$j = \frac{p_{min}}{p_{max}}$$

Где p_{min} , p_{max} — минимальная и максимальная за сутки электрическая нагрузка энергосистемы;

- по территориальному охвату: районные, объединенные и единые энергосистемы;
- по характеру сетевых связей: энергосистемы, в которых сетевые связи построены по принципам «цепочки» или «решетки».

Энергетический эффект создания энергосистемы

Энергетический эффект создания энергосистем включает:

1. Уменьшение потребности во вновь вводимой мощности.
2. Сокращение расхода топлива.
3. Повышение надежности энергоснабжения.

Основными факторами уменьшения потребности во вновь вводимой мощности являются:

- **реализация нагрузочного эффекта**, который заключается в уменьшении вновь вводимой установленной мощности энергосистемы за счет снижения

максимальной нагрузки в результате несовпадения во времени максимальных нагрузок о тдельных потребителей ($\Delta N_{\text{Нарп}}$);

- **реализация долготного эффекта**, возникающего ввиду несовпадения максимальных нагрузок потребителей, расположенных в разных часовых поясах ($\Delta N_{\text{долгот}}$);

- **экономия резервной мощности** в результате создания единого диспетчерского резерва мощности в энергосистеме и за счет использования перетоков взаимопомощи между энергосистемами ($\Delta N_{\text{рез}}$);

- **сокращение ввода мощности** на КЭС за счет использования свободной (недублируемой) мощности ГЭС ($\Delta N_{\text{ГЭС}}$).

В то же время при создании энергосистем имеют место дополнительные потери мощности в электрических сетях, объединяющих на параллельную работу электростанции ($\Delta N_{\text{пот} \text{сет}}$).

В результате изменение вновь вводимой мощности при создании энергосистем по сравнению со схемой децентрализованного энергоснабжения составит:

$$\Delta N_{\text{КЭС(АЭС)}} = \Delta N_{\text{Нарп}} + \Delta N_{\text{долгот}} + \Delta N_{\text{рез}} + \Delta N_{\text{ГЭС}} - \Delta N_{\text{пот} \text{сет}}.$$

Сокращение ввода мощности на величину $\Delta N_{\text{КЭСДЭС}}$ будет происходить на КЭС или АЭС, так как данные электростанции замыкают перспективный баланс мощности энергосистемы.

Энергетический эффект проявляется в **экономии топлива** на ТЭС за счет:

- использования свободной мощности ГЭС и увеличения на них выработки электрической энергии при соответствующем сокращении выработки на КЭС ($\Delta B_{\text{засчетГЭС}}$);

- оптимизации режима работы электростанций в суточном графике системы ($\Delta B_{\text{TЭС} \text{режим}}$);

- улучшения условий концентрации мощности электростанций и блоков ($\Delta B_{\text{TЭС} \text{конец}}$).

Наряду с экономией имеет место дополнительный расход топлива на компенсацию потерь энергии в электрических сетях ($\Delta B_{\text{пот} \text{сет}}$).

$$\Delta B_{\text{пот} \text{сет}} = \Delta B_{\text{засчетГЭС}} + \Delta B_{\text{TЭС} \text{режим}} + \Delta B_{\text{TЭС} \text{конец}} - \Delta B_{\text{пот} \text{сет}}$$

Энергетический эффект достигается в случае, если уменьшение вводимой мощности (расхода топлива) значительнее потерь мощности в электрических сетях (дополнительного расхода топлива на покрытие потерь в электрических сетях).

Экономический эффект централизации энергоснабжения

Экономический эффект централизации энергоснабжения рассчитывается при наличии положительного энергетического эффекта. При оценке экономического эффекта наряду с экономией затрат следует учитывать дополнительные затраты, в частности:

- экономия капитальных вложений имеет место в результате:
- снижения потребности во вновь вводимой мощности ($\Delta K_{\text{кэс}}$);
- повышения концентрации мощности блоков и станций ($\Delta K_{\text{конец}}$);
- снижения величины резервной мощности ($\Delta K_{\text{рез}}$);
- дополнительные капитальные вложения обусловлены:
- строительством электрических сетей ($\Delta K_{\text{сет}}$);
- созданием системы АСДУ ($\Delta K_{\text{АСДУ}}$).

В итоге экономия (увеличение) капитальных затрат составит:

$$\Delta K = \Delta K_{\text{сет}} + \Delta K_{\text{АСДУ}} - \Delta K_{\text{кэс}} - \Delta K_{\text{конец}} - \Delta K_{\text{рез}};$$

Учитывая высокую капиталоемкость системообразующих электрических сетей высокого класса напряжения и системы диспетчерского управления, как правило, при создании энергосистем дополнительные капитальные вложения превышают экономию капитальных затрат.

Экономия издержек на электростанциях включает экономию:

- топливных затрат ($\Delta I_{топл}$);
- затрат на содержание резервной мощности ($\Delta I_{рез}$);
- постоянных издержек КЭС ($\Delta I_{КЭС}^{пост}$)

В дополнительные издержки входят:

- водный налог на ГЭС ($\Delta I_{вод}^{ГЭС}$);
- эксплуатационные затраты на содержание электрических сетей ($\Delta I_{сет}^{доп}$);
- затраты на содержание АСДУ ($\Delta I_{АСДУ}^{доп}$)

$$\Delta I = \Delta I_{топл} + \Delta I_{КЭС}^{пост} + \Delta I_{рез} - \Delta I_{вод}^{ГЭС} - \Delta I_{сет}^{доп} - \Delta I_{АСДУ}^{доп}$$

В случае экономии издержек и, как правило, дополнительных капитальных затрат, следует определить эффективность вложения инвестиций в создание энергосистем, используя критерии ЧДД, ВНД, Ток и др. (см. гл. 5). В случае положительного ЧДД создание энергосистемы экономически целесообразно.

3. Технико-экономические характеристики электростанций как элементов энергосистем.

Энергетические агрегаты имеют разные маневренные характеристики, что требует размещения вырабатываемой ими электроэнергии в определенной зоне суточного графика, они отличаются по срокам строительства, удельным расходам топлива, удельным капитальным затратам и себестоимости энергии. При параллельной работе станций в составе энергосистем в целях повышения эффективности энергетического производства следует максимально реализовать возможности агрегатов, позволяющие снижать капитальные и эксплуатационные затраты в целом по энергосистеме.

Учитывая сказанное, в процессе проектирования энергосистем анализу подлежат следующие характеристики электростанций:

- требования к размещению электростанций по территории, что влияет на дальность транспорта топлива, тариф на его перевозку, цену топлива, топливные затраты, дальность передачи энергии, потери при передаче электроэнергии и тариф на передачу энергии;
- влияние факторов, изменяющих мощность электростанции, так как баланс мощности энергосистемы выполняется только в том случае, если уменьшение мощности одной станции будет компенсировано увеличением генерации мощности на других станциях;
- маневренные характеристики электростанций, определяющие режим выработки энергии в суточном графике, удельные расходы топлива и топливные затраты;
- соотношение технико-экономических показателей станций разного типа: себестоимости электроэнергии, КПД, удельной численности персонала, удельных капитальных затрат в электростанцию.

Технико-экономические характеристики КЭС как элементов энергосистем

КЭС обладают следующими основными характеристиками:

- при сравнительно свободном размещении на территории существуют факторы, ограничивающие свободу размещения КЭС:
- отсутствие достаточных водных ресурсов для охлаждения конденсаторов турбин при прямоточной системе охлаждения;
- качественные характеристики топлива — чем ниже качество топлива, тем ближе должна размещаться КЭС к топливной базе, чтобы не вызывать рост топливных затрат вследствие перевозки большого объема пустой породы;
- меньшие по сравнению с ГЭС, ТЭЦ и АЭС площади земельных участков, отводимые под строительство;

- мощность КЭС не зависит от тепловой нагрузки и может быть постоянной, поэтому конденсационные агрегаты целесообразно загружать активной мощностью;
- независимость производства электроэнергии на КЭС от сезона года;
- выработка электроэнергии КЭС относительно свободна в размещении в суточном графике нагрузки энергосистемы, но при этом свобода ограничивается:
 - невренностью агрегатов КЭС, характеризующейся:
 - техническим минимумом нагрузки, временем пуска в эксплуатацию из холодного состояния и скоростью набора/броса нагрузки;
 - мощностью агрегатов и параметрами свежего пара. Чем выше параметры свежего пара и мощность блоков, тем ниже их маневренные характеристики;
 - видом топлива: для угольных блоков маневренность ниже, по сравнению с газомазутными блоками. Чем ниже маневренность агрегатов, тем глубже в суточном графике размещается их выработка;
 - размещение электроэнергии КЭС в суточном графике нагрузки энергосистемы с точки зрения экономичности предполагает размещение выработки экономичных блоков в базе, а менее экономичных в переменной зоне графика;
 - сравнительно низкие удельные капитальные затраты и меньший срок строительства по сравнению с АЭС и ГЭС;
 - расход электроэнергии на собственные нужды КЭС зависит от вида сжижаемого топлив ($K_{CH}^{уголь} > K_{CH}^{газ}$), параметров свежего пара, числа и единичной мощности блоков;
 - удельный расход топлива на производство электроэнергии на КЭС превышает удельный расход топлива на ТЭЦ неподу низкой эффективности использования топлива. КПД КЭС составляет 38—40%;
 - высокая себестоимость электроэнергии по причине значительных удельных расходов топлива;
 - негативное влияние на окружающую среду загрязняющих атмосферу выбросов (NO_x , SO_x , парниковых газов);
 - зависимость выработки электроэнергии от поставок топлива;
 - крупные КЭС входят в состав ОГК и реализуют электроэнергию и мощность на ОРЭМ.

Технико-экономические характеристики ТЭЦ как элементов энергосистем

К основным характеристикам ТЭЦ относятся:

- ТЭЦ привязаны к тепловой нагрузке, так как радиус передачи тепла в виде пара составляет 3—5 км, а горячей воды — до 30 км (при двухтрубной) и 100 км при однотрубной системе транспорта тепла;
- электрическая мощность теплофикационных агрегатов переменная и зависит от загрузки отборов или противодавления турбины;
- для турбин типа «Р» электрическая мощность агрегата прямо пропорциональна расходу пара из противодавления ($D_{час}$) и удельной выработке электроэнергии на тепловом потреблении ($\underline{\mathcal{E}}$):

$N = \underline{\mathcal{E}} * D_{час}$ — для турбин типа «Т» и «ПТ» зависимость электрической мощности от загрузки отборов усложняется, поскольку они способны работать по теплофикационному и конденсационному режиму:

$$N_{TЭЦ} = N_t + N_k$$

- на ТЭЦ имеет место переменный режим производства электроэнергии, зависящий от отпуска тепла из отборов. Экономичность ТЭЦ зависит от доли выработки электроэнергии по теплофикационному режиму, измеряемой теплоэлектрическим коэффициентом ТЭЦ ($X_{TЭЦ}$):

$$X_{TЭЦ} = \underline{\mathcal{E}}_t / \mathcal{E}_t + \mathcal{E}_k$$

где \dot{E}_t , \dot{E}_k — соответственно выработка электроэнергии на ТЭЦ по теплофикационному и конденсационному режиму. Для турбин типа «Р» $X_{TЭЦ} = 1$, для «Т» и «ПТ» $X_{TЭЦ} < 1$;

- выработка электроэнергии по теплофикационному циклу размещается в базовой зоне суточного графика нагрузки, выработка по конденсационному режиму — в переменной части;
- энергетическую эффективность комбинированного производства электроэнергии и тепла на ТЭЦ характеризуют следующие показатели:
- эффективность использования топлива для производства электроэнергии и отпуска тепла сравнительно высока (суммарный энергетический КПД ТЭЦ, равен 50—60%);
- удельный расход условного топлива на ТЭЦ на производство электроэнергии меньше по сравнению с аналогичным показателем КЭС;
- удельные капитальные затраты на строительство ТЭЦ превышают аналогичные затраты на КЭС, что объясняется рядом причин:
 - на ТЭЦ имеет место дополнительное оборудование (ПВК, бойлеры, сетевые насосы);
 - на ТЭЦ более низкий уровень концентрации единичной мощности блоков ТЭЦ;
 - при одинаковой электрической мощности КЭС и ТЭЦ производительность котлов ТЭЦ больше;
 - расход электроэнергии на собственные нужды ТЭЦ выше по сравнению с КЭС ввиду наличия дополнительного оборудования;
 - себестоимость электроэнергии (и тепла) на ТЭЦ (при всех прочих равных условиях) ниже по сравнению с КЭС (и котельной);
 - ТЭЦ входят в состав ТГК и реализуют электроэнергию и мощность на оптовом и розничном рынке энергии и мощности, тепло — на розничном рынке тепловой энергии.

Технико-экономические характеристики АЭС как элементов энергосистем К основным характеристикам АЭС относятся:

- свобода размещения АЭС по территории, которая объясняется следующими факторами:
 - размещение АЭС не зависит от тепловой нагрузки (как ТЭЦ) и напора в створе реки (как ГЭС), однако (при одинаковой мощности турбин на АЭС и КЭС) расход циркуляционной воды на АЭС превышает расход на КЭС, что требует большего объема водных ресурсов в районе размещения АЭС;
 - АЭС независима от источников топлива ввиду незначительного (по сравнению с КЭС) годового расхода ядерного топлива;
 - электрическая мощность АЭС постоянна, поэтому ее целесообразно загружать активной мощностью;
 - АЭС не могут участвовать в покрытии переменной части графика электрической нагрузки. Выработка электрической энергии атомных станций размещается в базовой зоне суточного графика нагрузки, что объясняется техническими и экономическими причинами:
 - технические причины;
 - частые разгрузки и остановки реактора невозможны из-за ксенонового и йодного отравления активной зоны, что не позволяет быстро ввести реактор в эксплуатацию;
 - АЭС имеют серьезные ограничения по скорости изменения нагрузки. Во избежание аварий скорость изменения нагрузки на АЭС не должна превышать 0,4—0,7% от установленной мощности в минуту;
 - экономические причины:

- при изменении режима работы АЭС топливная составляющая себестоимости электроэнергии при неизменной глубине выгорания ядерного топлива практически не меняется, однако структура затрат на производство электрической энергии на АЭС ($I_{\text{пост}} = 60—70\%$; $I_{\text{пер}} = 30—40\%$) обратна структуре затрат на КЭС, поэтому снижение числа часов использования установленной мощности АЭС существенно увеличивает себестоимость энергии. В целях сохранения экономичности и безопасности работы АЭС, им следует задавать равномерный режим работы в базовой зоне суточного графика нагрузки;
- для АЭС характерно длительное пребывание ядерного топлива в активной зоне реактора и принципиальная невозможность его полного использования. Однако при этом ядерное топливо не только «сжигается», но и воспроизводится;
- по мере выгорания ядерного топлива мощность реактора снижается. Для поддержания постоянства мощности АЭС необходимо периодически производить перегрузку топлива в активной зоне реакторов;
- АЭС обладают большей экологической чистотой по сравнению с КЭС, но создают потенциальную угрозу радиоактивного загрязнения;
- температура и давление свежего пара перед турбинами АЭС ниже по сравнению с ТЭС. В результате КПД брутто реакторных блоков составляет порядка 30—35% ($\eta_{\text{КЭС}} = 40\%$);
- расход электроэнергии на собственные нужды АЭС превышает аналогичный показатель КЭС по причине многоконтурного исполнения тепловых схем;
- удельные капитальные затраты в АЭС выше по сравнению с КЭС примерно в два раза в результате использования более качественных и дорогих материалов и металлов для изготовления оборудования, больших габаритов оборудования и многоконтурности тепловых схем;
- себестоимость электроэнергии на АЭС ниже, чем на угольных КЭС, и примерно такая же, как на КЭС, работающих на природном газе;
- АЭС входят в состав ОАО Концерна «Росатом» и реализуют электроэнергию и мощность на ОРЭМ.

Технико-экономические характеристики ГЭС как элементов энергосистем

Для ГЭС характерны следующие особенности:

- ГЭС ограничены в размещении по территории, так как «привязаны» к створу реки;
- ГЭС формируют энергоресурс в виде запаса воды в водохранилище и, срабатывая его, генерируют электроэнергию, поэтому для них важно не увеличение числа часов использования установленной мощности, а наиболее экономичное использование запаса воды;
- мощность ГЭС зависит от параметров водотока: напора (Я) и секундного расхода воды в створе (G):

$$N_{\text{ГЭС}} = 9,81 \cdot H \cdot G \cdot \eta_{\text{ГЭС}}$$

- электрическая мощность ГЭС лимитируется водотоком, поэтому ее целесообразно загружать наряду с активной и реактивной мощностью;
- эксплуатационные характеристики ГЭС определяются характером регулирования стока воды (суточное, сезонное, многолетнее) и зависят от объема водохранилища, водности года и сезона;
- мощность ГЭС целесообразно использовать в пиковой зоне суточного графика, так как агрегаты ГЭС высокоманевренны, и для них характерны:
 - способность в считанные секунды изменять свою нагрузку;
 - минимальный расход энергоресурса на пуск агрегата и работу;
 - в готовом к работе состоянии агрегат не расходует энергоресурс на холостой ход;

- регулировочный диапазон мощности при остановке агрегатов на ночь равен 100%;
- высокая скорость набора и сброса нагрузки;
- эффективность использования энергоресурса ГЭС самая высокая, КПД ГЭС равен 80—90%;
- на ГЭС минимальный расход электроэнергии на собственные нужды (1% и менее);
- высокая капиталоемкость ГЭС вызвана большой стоимостью подготовки ложа водохранилища и гидрооборужений: плотин, водоводов, судопропускников;
- меньшая из всех типов станций себестоимость электроэнергии объясняется отсутствием затрат на топливо, низкой удельной численностью персонала;
- ГЭС — экологически чистые электростанции, но требуют отчуждения больших территорий для создания водохранилищ и могут влиять на климат, флору и фауну в районе размещения станции;
- крупные ГЭС работают в составе ОАО «РусГидро» и реализуют электроэнергию и мощность на ОРЭМ.

4. Экономика качества энергии и надежности энергоснабжения.

Качественными показателями электроэнергии как товара являются частота и напряжение, синусоидальность переменного тока. Качественными показателями тепловой энергии являются температура и давление.

Надежность (применительно к электроэнергетической системе) — способность обеспечить поставку заявленной потребителем, в соответствии с договором энергоснабжения, электрической энергии (мощности) при выполнении потребителем всех договорных технических (условия присоединения к электрической сети и торговой системе) и коммерческих (оплата) обязательств, а также при соблюдении поставщиком установленных договором с потребителем технических условий поставки в отношении качественных и количественных показателей надежности и качества поставляемой электроэнергии (мощности).

Надежность энергоснабжения потребителей характеризуется:

- непрерывностью энергоснабжения в любой ситуации;
- исполнением требований по количеству и качеству поставляемых энергоносителей.

Совпадение во времени процессов производства, передачи и потребления энергии и невозможность работы «на склад» являются важнейшими особенностями энергетики. В этих условиях надежность энергоснабжения со стороны генерации обеспечивается созданием резервной мощности (а не запасов продукции, как в других отраслях), созданием запасов топлива на ТЭС и запасов воды в водохранилищах ГЭС и ГАЭС, в сфере передачи энергии — строительством резервных сетевых объектов, у потребителей — созданием резервных источников питания.

Резерв генерирующей мощности — это дополнительная генерирующая мощность, которая может быть введена в работу за определенный период времени.

Коэффициент резерва генерирующей мощности энергосистемы определяется из следующего выражения:

$$K_{рез} = (M_{\max\text{дост}} - P_{\max}) / P_{\max}$$

где $M_{\max\text{дост}}$ — максимально доступная мощность энергосистемы; P_{\max} — максимальная нагрузка энергосистемы.

В энергосистемах создается единый диспетчерский резерв мощности, который группируется по функциональному назначению и маневренности.

Классификация резервных мощностей по маневренности

Маневренность оборудования характеризуется:

- техническим минимумом нагрузки агрегата;

- временем пуска агрегата в эксплуатацию из холодного состояния;
- скоростью набора/броса нагрузки.

По степени маневренности выделяют:

- **холодный резерв** — сосредоточен на ТЭС в виде потушенных энергетических котлов и непрогретых турбин. Чаще всего холодный резерв размещается на низкоэкономичных агрегатах ТЭС, которые в связи с неудовлетворительными технико-экономическими показателями не используются в данный период. Холодный резерв имеет самую низкую маневренность, для его реализации требуется от 4 до 8 часов;
- **горячий резерв** — размещается на агрегатах, работающих в режиме холостого хода, т.е. на растопленных энергетических котлах и разогретых турбоагрегатах, для чего требуется дополнительный расход топлива. Маневренность данного вида резерва высока и измеряется десятками минут или минутами;
- **вращающийся резерв** — резерв в виде работающих и частично недогруженных агрегатах, на которых время загрузки до полной мощности измеряется минутами. Это самый маневренный резерв мощности, размещаемый на агрегатах ТЭС.

В системе диспетчерского управления выделяется оперативный диспетчерский резерв мощности, размещаемый на агрегатах, находящихся в горячем и вращающемся резерве. Оперативный диспетчерский резерв включает:

- **резерв 1-й очереди (мгновенный)** — предназначен для мгновенной компенсации дисбаланса мощности энергосистемы (вращающийся резерв, резерв на ГЭС, ГАЭС);
- **резерв 2-й очереди** — размещается на оборудовании, способном обеспечить увеличение мощности через 1—3 мин после появления дефицита мощности (горячий резерв на ТЭС, резерв на ГЭС, ГАЭС, ГТУ, ПГУ или дизельных электростанциях) ;
- **резерв 3-й очереди** — сосредоточен на оборудовании, способном принять нагрузку через десять и более минут после возникновения дефицита (горячий резерв).

Классификация резервных мощностей по функциональному назначению

Виды резервной мощности по функциональному назначению:

- **ремонтный резерв** — предназначен для компенсации снижения мощности энергосистемы в результате вывода агрегатов в планово-предупредительные ремонты. Составляет 7—8% от максимальной нагрузки энергосистемы ($P_{\text{РТМст}}$);
- **аварийный резерв** — необходим для компенсации снижения мощности системы, вызванного аварийным простоем оборудования. Мощность данного резерва должна составлять 4% от $P_{\text{РЭТСГ}}$
- **нагрузочный (частотный) резерв** — предназначен для компенсации возможных превышений фактического суточного максимума нагрузки системы над его плановой величиной, возникающих в результате случайных нерегулярных колебаний нагрузки. Составляет 4% от $P_{\text{Энергист}}^{\text{max}}$
- **государственный резерв мощности** — предназначен для обеспечения мобилизационных нужд Российской Федерации, первоочередных работ при ликвидации последствий чрезвычайных и нештатных ситуаций. Составляет 1% от $P_{\text{Энергист}}^{\text{max}}$

Совокупность всех видов резервов по назначению представляет единый диспетчерский резерв мощности, составляющий для «ЕЭС России» 15—18% от максимальной нагрузки Единой Энергосистемы России.

Величина диспетчерского резерва мощности для любого момента времени определяется:

$$N_{\text{дисп.резерв}}^t = \sum N_{\text{махдост}}^t - \sum P_{\text{потр}}^t$$

где $\sum N_{\text{махдост}}^t$ и $\sum P_{\text{потр}}^t$ — соответственно максимально доступная мощность и нагрузка потребителей в момент t .

Поскольку нагрузка потребителей во времени непрерывно меняется, в соответствии с ее колебаниями изменяется диспетчерский резерв мощности.

В составе единого диспетчерского резерва выделяется эксплуатационный резерв мощности, определяемый как разность между рабочей мощностью энергосистемы (N_6) и нагрузкой в данный момент времени ($P_{потреб}$)

$$N_{\text{экспл.резерв}}^t = N_{\text{раб}}^t - P_{\text{потреб}}^t$$

Технико-экономическое обоснование резервной мощности в энергосистеме

В процессе проектирования энергосистем величина резервной мощности требует технико-экономического обоснования, которое в общем виде сводится к соизмерению дополнительных затрат, связанных с созданием и содержанием резервной мощности и упущеной выгодой (ущербом), возникающей при его отсутствии или дефиците.

Ремонтный резерв мощности зависит от числа и мощности агрегатов, выводимых в ремонт, времени нахождения агрегатов в ремонте, нормативного времени простоя оборудования в ремонте и, в общем случае, подлежит обоснованию на основе сопоставления свободной и необходимой ремонтной площадки.

Нагрузочный резерв зависит от режима энергопотребления и определяется как разность между нерегулярным и регулярным максимумами нагрузки энергосистемы:

$$N_{\text{нагр.рез}} = N_{\text{перегтак}} - N_{\text{регтак}}$$

нагр.резперегтакрегтак

При проектировании энергосистем нагрузочный резерв не подлежит технико-экономическому обоснованию, так как нерегулярные увеличения нагрузки не прогнозируются.

Аварийный резерв мощности подвергается обоснованию, так как каждому агрегату присуща определенная вероятность выхода в аварию.

Величина **государственного резерва** устанавливается при разработке планов социального и экономического развития Российской Федерации и не может быть объектом технико-экономического обоснования.

Таким образом, технико-экономическому обоснованию подлежит величина мощности ремонтного и аварийного резерва.

Обоснование мощности ремонтного резерва

Ремонт — комплекс работ, направленный на поддержание оборудования в состоянии эксплуатационной готовности и сохранение нормативных производственных характеристик. По характеру и объему производимых ремонтных работ различают текущий, средний и капитальный ремонт основных средств.

Величина мощности ремонтного резерва зависит от времени нормативного простоя оборудования в ремонте, числа и мощности агрегатов, выводимых в ремонт, и графика максимальных нагрузок энергосистемы по дням и месяцам года.

Обоснование мощности ремонтного резерва производится отдельно для текущих и капитальных ремонтов.

Текущий ремонт предназначен для поддержания агрегатов в работоспособном состоянии в период между капитальными ремонтами. Он выполняется на остановленном оборудовании, и его стараются провести в праздничные, выходные и примыкающие к ним дни. Величина резерва для выполнения текущего ремонта, проводимого в период максимальной нагрузки, принимается в процентах от максимально доступной мощности станции $N_{\text{максдост}}^{\text{ст}}$:

- КЭС и ТЭЦ с попечерными связями, с агрегатами мощностью 100 МВт (2%), 100—135 МВт (3,5% от $N_{\text{максдост}}^{\text{ст}}$);
- КЭС и ТЭЦ с энергоблоками 150—200 МВт (4—4,5%), 250—300 МВт (5%);
- КЭС с энергоблоками 500 МВт и выше (5,5—7%);
- АЭС с реакторами 1000 МВт и выше (6% и более);

- текущий ремонт агрегатов ГЭС и ГАЭС, а также ТЭС с поперечными связями не предусматривается в период прохождения зимнего максимума нагрузки⁴.

Капитальный ремонт производится с целью восстановления первоначальных технических свойств агрегата и доведения технико-экономических показателей до проектных значений. Капитальный ремонт может сочетаться с модернизацией объекта, в результате чего его технико-экономические показатели улучшаются. Период времени между началом одного капитального ремонта агрегата и началом следующего называется ремонтным циклом агрегата. Ремонтные циклы и период простоя агрегатов в ремонте нормируются, и от их длительности зависит величина мощности ремонтного резерва. Капитальные ремонты, как правило, проводятся в весенне-летний период, для которого характерно существенное снижение электрической нагрузки энергосистемы (рис. 4.8). В этот период имеет место свободная мощность, используя которую, можно вывести часть агрегатов в капитальный ремонт.

$F_{\text{рем}}^{\text{св}}$ — свободная ремонтная площадка, определяемая снижением электрической нагрузки (N) в весенне-летний период:

$$F_{\text{рем}}^{\text{св}} = \sum_{i=1}^{12} N_{\text{cb}}^i * t$$

где t — период снижения электрической нагрузки.

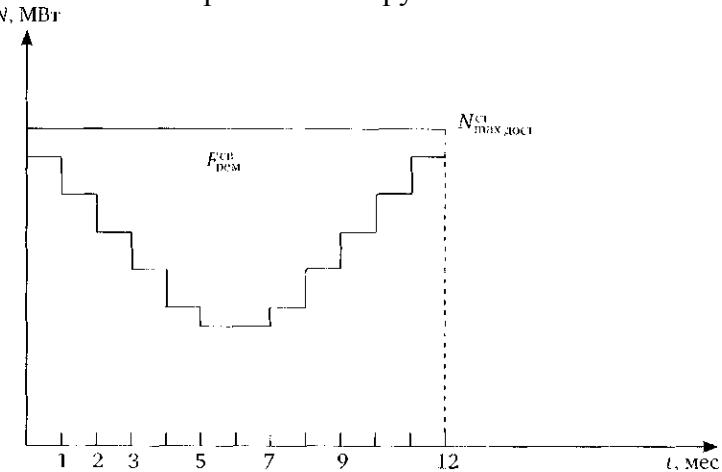


Рис. 4.8. Свободная ремонтная площадка

Необходимая ремонтная площадка рассчитывается по формуле

$$F_{\text{необх}}^{\text{рем}} = \sum_{i=1}^n N_y^i * t_{\text{рем}}^{\text{инорм}}$$

где n — число агрегатов, выводимых в ремонт, i — тип агрегата, N_y^i — установленная мощность агрегата, y -го типа, выводимого в ремонт, $t_{\text{рем}}^{\text{инорм}}$ — нормативное время простоя в ремонте 1-го агрегата.

Потребность в резервной мощности определяется сравнением необходимой и свободной площадки:

- если $F_{\text{рем}}^{\text{св}} > F_{\text{необх}}^{\text{рем}}$ — в энергосистеме не следует создавать ремонтный резерв мощности, ремонт можно произвести за счет свободной мощности;
- если $F_{\text{рем}}^{\text{св}} < F_{\text{необх}}^{\text{рем}}$ — в энергосистеме следует предусмотреть мощность ремонтного резерва, определяемую по формуле:

$$N_{\text{рез}}^{\text{рем}} = (F_{\text{необх}}^{\text{рем}} - F_{\text{рем}}^{\text{св}}) / t_{\text{рем}}^{\text{инорм}}$$

На величину мощности ремонтного резерва влияет ряд факторов (табл. 4.3.).

Обоснование мощности аварийного резерва

Факторы, влияющие на величину ремонтного резерва

Факторы, влияющие на величину ремонтного резерва	
<ul style="list-style-type: none"> • Рост единичной мощности энергоблоков • Повышение начальных параметров свежего пара • Блочная компоновка оборудования • Уплотнение суточных графиков нагрузки • Увеличение времени простоя агрегатов времонте 	<ul style="list-style-type: none"> • Повышение удельного веса электротрансмиссий, работающих на газе • Удлинение межремонтного периода • Разуплотнение суточных графиков нагрузки • Ввод в эксплуатацию агрегатов средней и малой мощности • Создание резервов мощности у потребителей

Аварии — это отказы, сопровождающиеся крупными нарушениями режима работы объекта, приводящими к частичному или полному его разрушению, создающими опасность для жизни людей и окружающей среды.

Аварийный резерв мощности предназначен для компенсации снижения мощности энергосистемы при выходе агрегатов в аварию.

В децентрализованной схеме энергоснабжения (на автономно работающей электростанции) мощность аварийного резерва должна быть не меньше мощности самого крупного агрегата на электростанции.

Создание аварийного резерва мощности сопряжено с дополнительными затратами энергетической компании на строительство и содержание резервных мощностей в работоспособном состоянии, при этом ущерб у потребителей снижается. Отсутствие или дефицит резервной мощности приводит к перерывам в энергоснабжении, недоотпуску электроэнергии потребителям, отклонению качественных параметров электроэнергии от нормативных, что может вызвать экономический ущерб у потребителей, но при этом затраты на создание и содержание резерва сокращаются. При обосновании мощности аварийного резерва следует определить оптимальную мощность аварийного резерва, которой соответствует минимум затрат на создание, содержание резерва и на возмещение ущерба у потребителей при соблюдении заданной надежности энергоснабжения. При определении мощности аварийного резерва в энергосистеме следует учитывать ряд условий:

- единичная мощность агрегатов в энергосистеме принимается одинаковой и определяется по формуле

$$N_{ср.агр} = N_{эн.системы} / n_{агр}$$

где $N_{эн.системы}$ — установленная мощность станций энергосистемы; $n_{агр}$ — число установленных агрегатов в энергосистеме;

- выход агрегата в аварию — случайное событие, поэтому возможный дефицит мощности и энергии в системе является вероятностной величиной, что предопределяет использование методов теории вероятности при обосновании мощности аварийного резерва;

- увеличение мощности аварийного резерва осуществляется последовательной установкой дополнительных резервных агрегатов мощностью $W_{ср}$. При увеличении аварийного резерва путем ввода одного дополнительного агрегата

дефицит мощности в системе и, соответственно, ущерб у потребителей снижается, а затраты на резервирование возрастают;

- оптимальная мощность аварийного резерва в энергосистеме определяется из условия минимума суммы дисконтированных затрат на установку резервных агрегатов и затрат на возмещение ущерба у потребителей. Суммарные затраты на резервирование и возмещение ущерба определяются по формуле:

$$Z = \underline{Z}_{\text{рез}} * N_{\text{рез}} + \underline{Z}_{\text{ущ}} * \mathcal{E}_{\text{недоотп}}$$

где $\underline{Z}_{\text{рез}}$ — удельные дисконтированные затраты на создание и содержание одного киловатта резервной мощности, руб./кВт; $N_{\text{рез}}$ — мощность аварийного резерва, кВт; $\underline{Z}_{\text{ущ}}$ — удельный ущерб от недоотпуска одного киловатт-часа потребителям, руб./кВт·ч; $\mathcal{E}_{\text{недоотп}}$ — недоотпуск электроэнергии потребителям, кВт·ч/год.

Условием достижения минимальных затрат является равенство нулю первой производной от затрат на резервирование:

$$\frac{\partial Z}{\partial N_{\text{рез}}} = (\underline{Z}_{\text{рез}} * (\partial N_{\text{рез}} / \partial N_{\text{рез}})) + (\underline{Z}_{\text{ущ}} * (\partial \mathcal{E}_{\text{недоотп}} / \partial N_{\text{рез}})) = 0$$
$$\underline{Z}_{\text{рез}} = -\underline{Z}_{\text{ущ}} * ((\partial \mathcal{E}_{\text{недоотп}} / \partial N_{\text{рез}})$$

Полученное равенство является условием установки последнего резервного агрегата, которое можно сформулировать как равенство удельных дисконтированных затрат на создание и содержание дополнительного киловатта мощности аварийного резерва и удельных дисконтированных затрат на возмещение ущерба у потребителей от каждого дополнительно недоотпущеного киловатт-часа энергии.

1.5 Лекция №5 (2 часа).

Тема: «Инвестиции и инвестиционная деятельность»

1.5.1 Вопросы лекции:

1. Понятие инвестиций
2. Воспроизводственная структура инвестиций
3. Источники инвестиций
4. Кредитное обеспечение инвестиций

1.5.2 Краткое содержание вопросов:

1. Понятие инвестиций

Законодательной основой инвестиционной деятельности служат:

- Российская конвенция о защите прав инвестора от 28.03.1997;
- Федеральный закон РФ от 25.02.1999 ФЗ-39 «Об инвестиционной деятельности в РФ, осуществляющейся в форме капитальных вложений».

Инвестиции — это денежные средства, ценные бумаги, иное имущество, в том числе имущественные права, имеющие денежную оценку, вкладываемые в предпринимательскую или другую деятельность в целях получения прибыли или достижения иного положительного эффекта.

Формы инвестиций:

- денежные средства и их эквиваленты, целевые банковские вклады, паи, доли в уставных капиталах и т.д.;
- движимое и недвижимое имущество (здания, сооружения, оборудование, измерительные приборы);
- имущественные права, вытекающие из авторского права, права на новые технологии, опыт и другие интеллектуальные ценности.

Инвестиционная деятельность — вложение инвестиций и совокупность практических действий по их реализации в целях получения дохода.

Инвестиционная деятельность связана:

- с приобретением зданий, сооружений, земельных участков, оборудования;

- с собственным строительством объектов генерации, сетевых объектов;
- с осуществлением расходов на проектно-изыскательные работы (ПИР), НИОКР, технологические разработки, приводящие к созданию активов;
- с финансовыми вложениями в ценные бумаги, в уставные капиталы других организаций.

Субъектами инвестиционной деятельности являются: инвесторы (могут быть российские, иностранные граждане, юридические лица, государства); заказчики и исполнители работ; поставщики оборудования, стройматериалов, пользователи объекта инвестиционной деятельности и другие участники инвестиционного процесса.

Объекты инвестиционной деятельности — вновь создаваемые, реконструируемые, модернизируемые основные средства, ценные бумаги, проектно-исследовательские работы.

Объекты различаются:

- по масштабам проекта: глобальные, крупномасштабные, отраслевые, региональные, локальные;
- по направленности проекта: коммерческие, социальные;
- по характеру и содержанию инвестиционного цикла: новое строительство, модернизация, реконструкция, технепрооружение;
- по характеру и степени участия государства в проекте.

В зависимости от характера объекта инвестирования инвестиции подразделяются на:

- финансовые инвестиции — вложение средств в финансовые активы;
- нематериальные инвестиции — вложение средств в нематериальные активы;
- материальные инвестиции — капитальные вложения в основные средства (ОС), в том числе затраты на новое строительство, реконструкцию, расширение.

Формы инвестиций, в соответствии с их классификационными признаками приведены в табл. 5.1.

Классификация	форм инвестиций
По объектам вложений	Реальные и финансовые
По цели инвестирования	Прямые, портфельные
По срокам вложений	Краткосрочные, среднесрочные, долгосрочные
По сфере вложений	Производственные, непроизводственные
По формам собственности	Частные, государственные, иностранные, смешанные
По рискам	Агрессивные, умеренные, консервативные
По региональному признаку	Национальные, зарубежные

2. Воспроизводственная структура инвестиций

Принципы и этапы оценки эффективности инвестиций

Решения по инвестированию проектов нового энергетического строительства и технического перевооружения основных средств принимаются на базе результатов расчета эффективности инвестиций, проводимого в рамках проектного анализа.

Проектный анализ — совокупность действий по анализу технической, экологической, социальной целесообразности осуществления проектов и анализу их экономической эффективности.

Основные принципы оценки эффективности инвестиционных проектов (ИП) включают:

- комплексность анализа инвестиционного проекта;

- сопоставимость условий сравнения проектов;
- рассмотрение проекта на протяжении всего жизненного цикла;
- сравнение альтернатив с учетом принципа «без проекта и с проектом»;
- учет предстоящих доходов и затрат;
- моделирование денежных потоков;
- учет дисконтирования стоимости;
- учет несовпадения интересов различных участников проекта;
- принцип максимума чистого дисконтированного дохода (ЧДД);
- учет потребности в оборотных средствах;
- учет и анализ неопределенности информации и рисков проекта.

В соответствии с «Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов»⁵, рекомендуется поэтапно оценивать следующие виды эффективности:

- эффективность проекта в целом;
- эффективность участия в проекте.

На первом этапе с целью доказательства потенциальной привлекательности проекта для возможных участников и поиска источников финансирования оценивается эффективность проекта *в целом* включающая расчет:

- общественной (социально-экономической) эффективности проекта;
- коммерческой эффективности проекта в целом.

Общественная эффективность оценивает не только эффективность самого проекта, но и его влияние на другие сферы деятельности (внешние эффекты). Коммерческая эффективность характеризует финансовые последствия для участника, реализующего проект в предположении, что он производит все необходимые затраты и пользуется всеми результатами проекта. Как правило, на первом этапе структура инвестиций и схема финансирования проекта неизвестна. В случае, когда источники инвестиций и условия финансирования известны, оценка коммерческой эффективности на первом этапе не производится, следует сразу переходить ко второму этапу.

На втором этапе с целью проверки реализуемости ИП и заинтересованности в нем всех участников проекта производится оценка эффективности *участия в проекте*.

Эффективность участия в проекте включает:

- эффективность участия компаний в проекте (эффективность ИП для компаний-участников);
- эффективность инвестирования в акции компаний (эффективность для акционеров);
- эффективность участия в проекте структур более высокого уровня в том числе рассчитывается:
 - региональная и народнохозяйственная эффективность;
 - отраслевая эффективность;
 - бюджетная эффективность инвестиционного проекта.

На втором этапе уточняется состав участников, схема финансирования проекта, определяется финансовая реализуемость проекта и эффективность участия в проекте каждого инвестора.

В целях соблюдения корректности сравнения альтернативные проекты следует приводить в сопоставимый вид по условиям энергетической и экономической сопоставимости: энергетическая сопоставимость предполагает, что от альтернативных проектов должны быть одинаковыми полезный отпуск энергии, полезная мощность, ассортимент продукции, надежность энергоснабжения и экологические последствия. В соответствии с требованиями экономической сопоставимости расчеты должны производиться в единых ценах.

Концепция денежного потока

Оценка эффективности инвестиционных проектов базируется на концепции денежного потока, предполагающей соизмерение притоков и оттоков денежных средств в проекте на каждом шаге расчетного периода.

Расчетный период (инвестиционный период) — период времени от начала финансирования проекта до окончания жизненного цикла объекта. Расчетный период разбивается на шаги, как правило, равные календарному году.

Притоки денежных средств (Π_t) представляют собой поступления денежных средств в проект по годам расчетного периода (выручка от реализации продукции, внереализационные и прочие доходы). Оттоки денежных средств (O_t) равны платежам на каждом шаге расчетного периода (издержки без учета амортизации, налоги, страховые платежи, суммы к погашению кредитов и ссуд, проценты за пользование кредитом, внерализационные расходы, инвестиции).

Денежный поток проекта — это зависимость от времени денежных поступлений и платежей в течение всего расчетного периода. На каждом шаге значение денежного потока характеризуется: притоком (Π_t), оттоком (O_t) и сальдо (K_t) денежного потока, равным разности между притоком и оттоком денежных средств:

$$R_t = \Pi_t - O_t$$

Денежный поток по проекту формируется на базе денежных потоков, имеющих место в сфере операционной, финансовой и инвестиционной деятельности.

Наряду с сальдо денежного потока рассчитывается накопленное сальдо (накопленный эффект) денежного потока, равное суммарной величине сальдо за определенный период. Накопленное сальдо за весь расчетный период носит название чистый доход проекта (ЧД).

$$\text{ЧД} = \sum_{t=0}^{T=t} (\Pi_t - O_t)$$

Денежные потоки могут выражаться в текущих, прогнозных или дефлированных ценах.

Текущими называются цены без учета инфляции. Другое название этих цен — постоянные или фиксированные, хотя это не означает, что цены неизменны в течение всего расчетного периода. Они могут изменяться по годам, например, за счет изменения качества выпускаемой продукции.

- Прогнозные цены — это цены с учетом инфляции, ожидаемые на будущих шагах расчета.
- Дефлированные цены — это прогнозные цены, приведенные к уровню цен фиксированного момента времени путем деления на общий базисный индекс инфляции.

Дисконтирование стоимости

Накопленное сальдо (накопленный эффект) денежного потока за расчетный период не достаточно полно характеризует эффективность проекта, так как в этом случае не учитывается изменение стоимости денег во времени.

Влияние на эффективность проекта изменения ценности денежных средств во времени учитывается приведением разновременных притоков и денежных платежей к единому моменту времени, т.е. путем дисконтирования стоимости.

Дисконтирование — процесс приведения стоимости к определенному моменту времени, что позволяет учесть изменение стоимости во времени, возникающее в результате инфляции, разрыва во времени между вложением инвестиций и получением доходов, разновременности вложения средств.

Основная посылка дисконтирования: денежная сумма, имеющаяся сегодня, обладает большей ценностью, чем та же сумма в будущем.

В общем случае дисконтированная стоимость определяется по формуле сложных процентов, где учитываются не только доход от вложенных средств, но и доход от дохода прошлых лет:

$$C_{\tau} = \sum_{t=0}^{\tau} C_t (1+r)^{\tau-t}$$

где τ — год, к которому дисконтируется стоимость; t — любой год расчетного периода; r — ожидаемая доходность инвестиций (норма дисконта).

Выражение $(1+r)^{\tau-t}$ называется коэффициентом дисконтирования, в котором показатель степени формируется как разность между годом, к которому дисконтируется стоимость (τ), и любым годом расчетного периода (t).

Для упрощения процедуры формирования показателя степени при расчете коэффициента дисконтирования, отсчет лет целесообразно начинать не с первого, а с нулевого года расчетного периода.

Формула для расчета стоимости, дисконтированной к началу расчетного периода (текущей дисконтированной стоимости), имеет вид:

$$C_0 = \sum_{t=0}^{T} C_t (1+r)^{-t}$$

где T — последний год расчетного периода.

Стоимость, дисконтированная к последнему году ного периода (будущая дисконтированная стоимость), рассчитывается по формуле

$$C_T = \sum_{t=0}^{T} C_t (1+r)^{T-t}$$

Стоимость может дисконтироваться к любому году расчетного периода.

Дисконтированная стоимость зависит от коэффициента дисконтирования и в том числе от нормы дисконта (r). Норма (ставка) дисконта отражает доход инвестора (в относительных единицах измерения), который он мог бы получить при альтернативном вложении капитала при одинаковых финансовых рисках.

Норма дисконта зависит в первую очередь от структуры привлекаемого капитала и от цены капитала.

Цена капитала — сумма средств, которую следует уплатить за использование инвестиционных ресурсов, выраженная

3. Источники инвестиций

В составе источников финансирования инвестиций выделяются:

- собственные средства;
- привлеченные средства, в том числе:
 - средства от эмиссии и продажи первичных и дополнительных акций (IPO);
 - средства от размещения американских (ADR) и глобальных (GDR) депозитарных расписок;
 - заемные средства;
 - кредиты;
 - облигационные займы;
 - лизинг;
 - проектное финансирование;
 - плата за технологическое присоединение к электрическим сетям;
 - средства от продажи мощности на рынке;
 - средства углеродного фонда;
 - бюджетные средства.

Собственные средства

В состав собственных инвестиционных средств компании входят: амортизационные отчисления, прибыль (в том числе нераспределенная прибыль прошлых периодов, чистая прибыль отчетного года), возврат НДС, средства от продажи активов и прочие собственные средства.

После запуска рынка мощности основным собственным источником инвестиций в сфере генерации являются средства от продажи мощности по ДМП и продажи мощности на долгосрочном рынке мощности, в сфере передачи электроэнергии — средства, заложенные в тариф КАВ.

Привлеченные средства

Привлеченные средства — это средства инвесторов, поступающие в бессрочное пользование компании и, по которым инвесторам выплачивается доход.

Средства от эмиссии акций

Привлечение акционерного капитала через механизм IPOодин из способов получения компанией инвестиционных средств,

представляющий собой публичное размещение акций на фондовой бирже. В зависимости от специфики определения цены на размещаемые акции выделяются следующие формы организации IPO:

- открытое предложение;
- аукцион;
- формирование портфеля.

Открытое предложение (метод фиксированной цены) предполагает установление цены продажи акций заранее. Инвестиционная компания, организующая размещение, не прекращает регистрацию заявок на покупку акций до тех пор, пока величина спроса не превысит величину предложения. Фиксация цены заранее не позволяет максимизировать прибыль от размещения акций, что вызывает высокий риск в случае завышения цены акций и сокращения спроса.

Аукцион проводится при приватизации государственных компаний, известных широкому кругу инвесторов. Основные риски — неполная реализация акций, непредсказуемость торгов и манипуляции инвесторов.

Метод формирования портфеля (книги заявок): определяется диапазон цен, в рамках которого инвесторы выставляют свои заявки. Инвестор может выставить простую заявку на покупку определенного количества акций, заявку с указанием максимальной цены покупки или ступенчатую заявку, в которой указывается количество акций, покупаемых по той или иной цене.

Преимущества IPO: эффективный инструмент привлечения инвестиций и оценки стоимости компании, повышение финансовой репутации, возможность привлечения кредитов и займов под более низкий процент, повышение известности компании и престижа при работе с контрагентами, возможность использования акций как залога при привлечении кредитов, большее доверие при выходе на зарубежные рынки.

Средства от размещения американских и глобальных депозитарных расписок (ADR, GDR)

Депозитарная расписка (DR) — производная ценная бумага, выпускаемая на акции иностранных эмитентов, имеющая свободное хождение в стране. Владелец депозитарных расписок не прямой, а косвенный собственник иностранных ценных бумаг.

Схема выпуска расписок: после подробного анализа финансового состояния компании и выполнения ряда законодательных положений, компания получает разрешение от Комиссии по ценным бумагам и фондовым биржам иностранного государства на выпуск расписок. Затем банк, специализирующийся на покупке иностранных ценных бумаг, депонирует акции на специальном счете и на депонированные ценные бумаги выпускает депозитарные расписки.

Депозитарные расписки выпускаются трех уровней. Первый уровень — ценные бумаги частного размещения, распространяемые среди ограниченного числа иностранных инвесторов. Выпуску DR первого уровня предшествует аудиторская проверка компании в соответствии с российскими стандартами. Выпуск депозитарных расписок второго и третьего уровня требует международной аудиторской проверки не менее чем за три предшествующих года. Однако только ADR третьего уровня позволяют привлечь дополнительные инвестиции, так как они выпускаются на вновь эмитируемые акции; расписки первого и второго уровня выпускаются на уже выпущенные акции.

4. Кредитное обеспечение инвестиций

Кредиты — это средства, выдаваемые заимодавцем на определенный срок на платной основе. В отличие от привлеченных средств, которые поступают в бессрочное пользование, кредитные средства предполагают в срок выплату кредита и процентов по кредиту.

Кредиты могут предоставляться как отечественными, так и зарубежными банками.

Отечественные банки оценивают кредитоспособность компаний и выдают кредит под залог имущества или гарантии третьих лиц. Залоговая стоимость, определяемая с коэффициентами, снижающими стоимость активов по сравнению с их балансовой стоимостью, должна быть не меньше величины кредита и суммы процентных выплат по кредиту. Отечественные банки неохотно выдают кредиты энергокомпаниям в силу ряда причин: энергетические проекты очень капиталоемкие; государственное регулирование тарифов для населения и тарифов на передачу энергии не обеспечивает высокой доходности инвестиций; длительные сроки строительства и окупаемости энергетических объектов.

Иностранные кредиты выдаются энергокомпаниям под более низкий процент по сравнению с отечественными банками, но требуют государственных гарантий. Наряду с иностранными банками кредиты могут предоставляться агентствами экспортного кредитования, которые представляют собой совокупность банков, выдающих связанные кредиты компаниям — нерезидентам, но при этом агентство, выдавая кредит, диктует заемщику, у какой компании, расположенной на территории данной страны, приобретать активы.

Облигационные займы

Облигация — ценная бумага, выпускаемая компанией или государством. Доход по облигациям выплачивается в виде фиксированного процента от нарицательной стоимости облигаций. Облигация в отличие от акции не имеет права голоса. Привлечение инвестиций через облигационные займы обходится дешевле, что объясняется меньшим риском вложения, так как обеспеченные облигационные займы выпускаются под залог части имущества компании и в случае ее банкротства владельцу облигации возвращается ее нарицательная стоимость. Преимущества и недостатки облигационных займов приведены в табл. 5.3.

Лизинг

Лизинг — вид предпринимательской деятельности, направленный на инвестирование временно свободных собственных средств или заемных средств, когда по договору лизинга лизингодатель обязуется приобрести в собственность указанное в договоре лизинга имущество и предоставить его лизингополучателю за плату во

Характеристика облигационных займов

<ul style="list-style-type: none">· Долгосрочный источник денежных средств· Процент по облигационным займам меньше по сравнению с дивидендами по акциям, процент по облигациям — фиксированная величина· Меньший риск вложений для инвесторов	<ul style="list-style-type: none">· Обязательность регулярных выплат процентов по облигациям, в противном случае возможны судебные иски к энергокомпании· Обязательность погашения облигационного займа
---	--

временное пользование для предпринимательской деятельности.

Объект лизинга — движимое и недвижимое имущество.

Субъекты лизинга:

- лизингодатель — юридическое или физическое лицо, приобретающее имущество и передающее его по договору лизинга лизингополучателю;
- лизингополучатель — юридическое или физическое лицо, получающее имущество во временное пользование;
- продавец лизингового имущества — компания, производящая машины, оборудование и проч. и продающая их лизингодателю.

В зависимости от периода аренды различают две формы лизинга:

- финансовый лизинг, при котором право собственности на лизинговое имущество принадлежит лизингодателю (лизинговое имущество находится на балансе лизингодателя). В конце срока лизинга предусматривается возможность выкупа имущества лизингополучателем, при этом срок лизинга близок или равен сроку полезного использования активов, а суммарная величина лизинговых платежей близка или равна стоимости лизингового имущества плюс вознаграждение лизингодателю;
- оперативный лизинг, при котором срок лизинга предусматривается меньше срока полезного использования. В течение T_{pi} имущество несколько раз передается в лизинг.

Сумма лизинговых платежей включает:

- сумму, возмещающую лизингодателю стоимость лизингового имущества;
- проценты по кредиту, если лизингодатель приобрел имущество за счет кредитных средств;
- комиссионное вознаграждение лизингодателю;
- сумму страховки, если лизингодателем имущество было застраховано.

Доход лизингодателя — лизинговые платежи за исключением затрат лизингодателя.

Доход лизингополучателя — прибыль от реализации продукции, произведенной на оборудовании, взятом в лизинг.

Преимущества лизинга как инструмента привлечения инвестиций:

- от энергетической компании не требуются большие стартовые вложения в проект, так как ОС приобретаются лизингодателем. Плата по лизингу распределяется на длительное время;
- для лизингополучателя снижается риск морального и физического износа ОПС, так как имущество находится на балансе лизингодателя;
- в отличие от кредита, лизинг снижает риск невозврата средств, так как за лизингодателем сохраняется право собственности на имущество, переданное в лизинг;
- лизинговые платежи включаются в себестоимость продукции и снижают налог на прибыль лизингополучателя;
- имущество находится на балансе лизингодателя, что снижает остаточную стоимость имущества лизингополучателя и уменьшает налог на имущество.

Проектное финансирование

Одним из инструментов привлечения средств на реализацию крупных инвестиционных проектов выступает проектное финансирование (ПФ). Проектное финансирование означает финансирование экономически самостоятельного проекта, способного генерировать денежные потоки, достаточные для покрытия текущих расходов, расчетов с кредиторами и иными инвесторами без права обращения взыскания на имущество инвесторов. В отличие от обычного кредитования, при котором источником возврата средств является вся хозяйственная деятельность заемщика, включая доходы от реализации проекта, в проектном финансировании источником погашения предоставленных финансовых ресурсов служит приток денежных средств, получаемый в результате реализации энергии производимой в проекте.

Средства углеродного фонда

В соответствии с Киотским протоколом, ратифицированным Россией, выбросы парниковых газов на территории РФ должны сохраняться до 2012 г. на уровне 1990 г., что эквивалентно сокращению выбросов парниковых газов в размере 25,6 млн т. В этом объеме Российская Федерация вправе торговать квотами на выброс парниковых газов, тем самым привлекая инвестиции в энергетические проекты. Полномочия по реализации экономических механизмов Киотского протокола в настоящее время возложены на ОАО «Сбербанк».

Плата за технологическое присоединение

к электрическим сетям генераторов и потребителей

Высокий износ и недостаточные объемы строительства новых электро-сетевых объектов вызывают дефицит пропускной способности сетей и ограничивают возможности подключения к ним потребителей. В тариф на услуги по передаче электроэнергии (тариф РАБ), регулируемый ФСТ и РЭК, с целью сдерживания роста тарифов закладываются только инвестиции на повышение надежности и развитие сети. Инвестиции в строительство электрических сетей для присоединения новых генераторов и потребителей в тарифы на передачу электроэнергии не включаются и финансируются за счет платы за технологическое присоединение к сетям (ПТП).

Средства от продажи мощности

Основным источником развития генерации являются средства от поставки мощности на рынок по договорам предоставления мощности (ДПМ) и средства от продажи мощности на долгосрочном рынке мощности (ДРМ).

Механизм гарантирования инвестиций (МГИ)

Суть МГИ в том, что инвесторам гарантируется возврат инвестиций и обеспечивается доходность инвестиций, заложенная в проект. Специфика МГИ состоит в том, что инвестор вкладывает свои деньги под гарантию, предоставляемую ему Системным оператором в виде обязательства по оплате услуг по формированию технологического резерва. Использование МГИ предполагает строительство электростанций в энергодефицитных районах. Реализация МГИ подразумевает несколько этапов.

1. Определение Минэкономразвития и Системным оператором энергодефицитных районов, в которых должны быть построены электростанции с использованием МГИ.

2. Проведение конкурса Системным оператором. Критерий отбора генподрядчика — минимальная стоимость проекта при выполнении условий: период строительства должен быть меньше трех лет, оборудование должно быть новейшим и обеспечивать КПД станции не меньше 42%.

3. Заключение контрактов между подрядчиками и заказчиками.

Бюджетные средства

К инвестированию энергетических проектов могут привлекаться средства бюджетов разного уровня. Участие государства в инвестиционной деятельности осуществляется по двум направлениям: путем создания благоприятных условий для реализации инвестиционной деятельности и в форме прямого участия в инвестиционной деятельности.

Создание благоприятных условий для реализации инвестиционной деятельности предполагает:

- установление субъектам инвестиционной деятельности специальных налоговых режимов, не носящих индивидуальный налоговый характер;
- защита интересов инвесторов;
- предоставление субъектам инвестиционной деятельности льготных условий пользования землей и другими природными ресурсами, не противоречащих законодательству РФ и др.

Прямое участие государства в инвестиционной деятельности включает:

- финансирование из средств федерального бюджета и бюджетов субъектов РФ приоритетных инвестиционных проектов;
 - Правительство РФ формирует и утверждает перечень строек и объектов технического перевооружения для государственных нужд, финансируемых из федерального бюджета;
 - предоставление на конкурсной основе государственных гарантий по инвестиционным проектам из средств федерального бюджета, средств бюджетов субъектов РФ;
 - размещение на конкурсной основе средств федерального бюджета и средств бюджетов субъектов РФ для финансирования инвестиционных проектов;
 - проведение экспертизы глобальных инвестиционных проектов;
 - защита организаций РФ от поставок некачественной техники и устаревших технологий;
- выпуск облигационных заемов для финансирования инвестиционных

1.6 Лекция №6 2 часа).

Тема: «Методы оценки эффективности инвестиций»

1.6.1 Вопросы лекции:

1. Основные показатели расчета эффективности инвестиций.
2. Расчет эффективности инвестиций
3. Учет риска и неопределенности информации при оценке эффективности инвестиций.

1.6.2 Краткое содержание вопросов:

1. Основные показатели расчета эффективности инвестиций.

Решения по инвестированию проектов нового энергетического строительства и технического перевооружения основных средств принимаются на базе результатов расчета эффективности инвестиций, проводимого в рамках проектного анализа.

Проектный анализ — совокупность действий по анализу технической, экологической, социальной целесообразности осуществления проектов и анализу их экономической эффективности.

Основные принципы оценки эффективности инвестиционных проектов (ИП) включают:

- комплексность анализа инвестиционного проекта;
- сопоставимость условий сравнения проектов;
- рассмотрение проекта на протяжении всего жизненного цикла;
- сравнение альтернатив с учетом принципа «без проекта и с проектом»;
- учет предстоящих доходов и затрат;
- моделирование денежных потоков;
- учет дисконтирования стоимости;
- учет несовпадения интересов различных участников проекта;
- принцип максимума чистого дисконтированного дохода (ЧДД);
- учет потребности в оборотных средствах;
- учет и анализ неопределенности информации и рисков проекта.

В соответствии с «Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов»⁶, рекомендуется поэтапно оценивать следующие виды эффективности:

- эффективность проекта в целом;

- эффективность участия в проекте.

На первом этапе с целью доказательства потенциальной привлекательности проекта для возможных участников и поиска источников финансирования оценивается *эффективность проекта в целом* включающая расчет:

- общественной (социально-экономической) эффективности проекта;
- коммерческой эффективности проекта в целом.

Общественная эффективность оценивает не только эффективность самого проекта, но и его влияние на другие сферы деятельности (внешние эффекты). Коммерческая эффективность характеризует финансовые последствия для участника, реализующего проект в предположении, что он производит все необходимые затраты и пользуется всеми результатами проекта. Как правило, на первом этапе структура инвестиций и схема финансирования проекта неизвестна. В случае, когда источники инвестиций и условия финансирования известны, оценка коммерческой эффективности на первом этапе не производится, следует сразу переходить ко второму этапу.

На втором этапе с целью проверки реализуемости ИП и заинтересованности в нем всех участников проекта производится оценка эффективности *участия в проекте*.

Эффективность участия в проекте включает:

- эффективность участия компаний в проекте (эффективность ИП для компаний-участников);
- эффективность инвестирования в акции компаний (эффективность для акционеров);
- эффективность участия в проекте структур более высокого уровня в том числе рассчитывается:
 - региональная и народнохозяйственная эффективность;
 - отраслевая эффективность;
 - бюджетная эффективность инвестиционного проекта.

На втором этапе уточняется состав участников, схема финансирования проекта, определяется финансовая реализуемость проекта и эффективность участия в проекте каждого инвестора.

В целях соблюдения корректности сравнения альтернативные проекты следует приводить в сопоставимый вид по условиям энергетической и экономической сопоставимости: энергетическая сопоставимость предполагает, что от альтернативных проектов должны быть одинаковыми полезный отпуск энергии, полезная мощность, ассортимент продукции, надежность энергоснабжения и экологические последствия. В соответствии с требованиями экономической сопоставимости расчеты должны производиться в единых ценах.

2. Расчет эффективности инвестиций

Метод чистого дисконтированного дохода (ЧДД)

Накопленное за расчетный период дисконтированное сальдо характеризует экономический эффект от реализации проекта, носит название — чистый дисконтированный доход проекта (ЧДД) и определяется по формуле

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T-t} \Pi_t (1+r)^{-t} - \sum_{t=0}^{T-t} O_t (1+r)^{-t} = \sum_{t=0}^{T-t} R_t (1+r)^{-t}$$

Если ЧДД > 0, дисконтированные притоки больше дисконтированных оттоков за расчетный период — вложение инвестиций эффективно. Если ЧДД < 0, вложение инвестиций не эффективно. Если ЧДД = 0, проект бесприбыльный.

В случае сравнения альтернативных проектов, проект с максимальным положительным ЧДД более эффективный.

Условия применения метода ЧДД:

- одинаковый инвестиционный период у всех альтернативных проектов;

- при $\text{ЧДД} > 0$ необходимо проверить, является ли проект самофинансируемым, для чего следует сравнить внутреннюю норму доходности проекта (ВНД) и ставку дисконта, если $\text{ВНД} > r$, проект самофинансируемый.

Следует отметить, что разность ($\text{ЧД} - \text{ЧДД}$) называется дисконтом проекта.

Метод дисконтированного срока окупаемости

Дисконтированный срок окупаемости ($T_{ок}$) — это период времени от начала расчетного периода до момента окупаемости проекта. Другими словами, $T_{ок}$ представляет тот наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого ЧДД становится и в дальнейшем остается неотрицательным. Это период, за который вложенные инвестиции возмещаются инвестору. Данный показатель оценивает риск вложения инвестиций. Дисконтированный срок окупаемости рассчитывается следующим образом: определяются два смежных года, например t и $(t+1)$, для которых накопленное за расчетный период дисконтированное сальдо, изменяет знак с «минуса» (год t) на «плюс» (год $(t+1)$), т.е. если:

$$\begin{aligned}\text{ЧДД}_t &= \sum_0^t R_t (1+r)^{-t} \prec 0 \\ \text{ЧДД}_{(t+1)} &= \sum_0^{t+1} R_t (1+r)^{-(t+1)} \succ 0\end{aligned}$$

это означает, что вложенные инвестиции окупаются в период между годом t и годом $(t+1)$ расчетного периода. При этом срок окупаемости определяется по формуле

$$T_{ok} = t - \frac{\text{ЧДД}_t}{\text{ЧДД}_{(t+1)} - \text{ЧДД}_t}$$

Вложение инвестиций для инвестора эффективно, если $T_{ок}$ меньше расчетного периода и не превышает срок окупаемости, требуемый инвестором. При сравнении альтернативных проектов предпочтение отдается проекту с меньшим сроком окупаемости.

Метод внутренней нормы доходности инвестиций

Внутренняя норма доходности (ВИД) — норма доходности инвестиций, при которой дисконтированная стоимость притоков равна дисконтированной стоимости оттоков за расчетный период, при этом ЧДД равен нулю.

Использование ВНД целесообразно при высокой неопределенности стоимости капитала.

ВНД рассчитывается методом итеративного приближения: выбирается первая норма дисконта r_1 и определяется величина ЧДД₁ далее в зависимости от знака при ЧДД₁ выбирается второе значение ставки дисконта (r_2):

- если ЧДД₁ > 0, то $r_2 > r_1$;
- если ЧДД₁ < 0, то $r_2 < r_1$

Итеративные расчеты с выбором последующей нормы дисконта производятся до тех пор, пока ЧДД не поменяет знак. Рекомендуется, чтобы последовательно выбираемые нормы дисконта отличались не более чем на два процентных пункта.

В диапазоне двух последних значений нормы дисконта r_{n-1} и r_n , при которых ЧДД меняет знак, находится внутренняя норма доходности, определяемая по формуле

$$\text{ВНД} = r_{n-1} + \frac{\text{ЧДД}_{n-1}(r_n - r_{n-1})}{\text{ЧДД}_{n-1} - \text{ЧДД}_n}$$

где r_{n-1}, r_n — ставки дисконта в двух последних итерациях расчета, между которыми ЧДД меняет знак.

Для обоснования эффективности ИП следует сравнить цену инвестиций (k) и ВНД, если $\text{ВНД} > k$, вложение инвестиций эффективно.

При сравнении альтернатив наибольшему значению ВНД соответствует более эффективный инвестиционный проект.

Метод ВНД целесообразно использовать для стандартных проектов, у которых ЧДД меняет знак один раз в течение расчетного периода.

Метод индекса доходности дисконтированных затрат

Индекс доходности дисконтированных затрат (ИДДЗ) характеризует, сколько рублей дисконтированных притоков приходится на один рубль дисконтированных оттоков. Данный критерий определяется по формуле

$$ИДДЗ = \frac{\sum_{t=0}^{t=T} \Pi_t (1+r)^{-t}}{\sum_{t=0}^{t=T} O_t (1+r)^{-t}}$$

Если ИДДЗ > 1 , вложение инвестиций эффективно, при сравнении нескольких проектов наиболее эффективным признается проект с большим значением ИДДЗ.

Метод индекса доходности дисконтированных инвестиций

При использовании данного метода для оценки эффективности инвестиций критерий индекс доходности дисконтированных инвестиций (ИДДИ) рассчитывается следующим образом:

Соотношение значений ЧДД, ВНД и индексов доходности

	Ч ДД	В НД	и дди	и ддз
Если	$E > 0$	$r >$	$1 >]$	$>$
Если	$E < 0$	$r <$	$1 < 1$	$<$
Если	$E = 0$	$r =$	$1 = 1$	1

$$ИДДИ = 1 + \frac{\sum_{t=0}^{t=T} \Pi_t (1+r)^{-t}}{\sum_{t=0}^{t=T} K_t (1+r)^{-t}}$$

где K_t — инвестиции в год t .

Отбор и ранжирование ИП производится по критериям: ЧДД, Т_ж, ВНД, ИДДЗ и ИДДИ.

3. Учет риска и неопределенности информации при оценке эффективности инвестиций

Неопределенность — неполнота или неточность информации об условиях реализации проекта и связанных с ним доходов и расходов.

Риск — вероятность получения дохода ниже расчетной величины.

В процессе реализации ИП возникают следующие риски:

- валютные риски, связанные с изменением доходов в результате изменения курса одной валюты относительно другой;

- технические риски;
- кредитный риск;
- организационные риски;
- маркетинговые риски;
- риски нестабильности правовой и законодательной базы;
- портфельные риски;
- производственно-коммерческие риски;
- риск несбалансированной ликвидности;
- финансовые риски.

При оценке инвестиций учет рисков может осуществляться:

Корректировкой нормы дисконта на фактор риска с последующим дисконтированием по ней ожидаемых денежных потоков. В этом случае задача сводится к обоснованию ставки дисконтирования с учетом рисковой премии, решение которой рассмотрено в параграфе.

Корректировкой на фактор риска денежных потоков по проекту с последующим их дисконтированием по ставке, не учитывающей фактор риска. В этом случае наиболее распространенным инструментом оценки риска в инвестиционных расчетах является вероятностный подход, предполагающий оценку вероятности возможных исходов и последствий их реализации на базе анализа рисков.

Анализ риска предусматривает проведение количественного и качественного анализа рисков, дополняющих друг Друга.

С помощью качественного анализа выявляются факторы риска, а количественный анализ предполагает количественную оценку отдельных рисков и риска в целом по проекту.

В бизнес-планах инвестиционных проектов оценивается чувствительность проекта, т.е. анализируется, на сколько процентов изменится ЧДД при изменении внешних факторов. Оценка производится по коэффициенту эластичности:

$$K_{\text{эласт}} = \frac{\square \text{ЧДД}, \%}{\square \text{фактора}, \%}$$

где \square ЧДД, % — изменение ЧДД в процентах при изменении фактора на величину \square фактора, %.

Для энергетических проектов внешними относительно проектов являются факторы: инвестиции, их распределение по годам строительства, изменение цен на топливо, тарифов и цен на энергию и тепло.

1.7 Лекция №7 (2 часа).

Тема: «Системы управления энергетическим предприятием»

1.7.1 Вопросы лекции:

1. Особенности и принципы формирования систем управления энергетических компаний
2. Система целей управления энергетических компаний
3. Система функций управления энергетических компаний.

1.7.2 Краткое содержание вопросов:

1. Особенности и принципы формирования систем управления энергетических компаний.

Любая социально-экономическая система функционирует и развивается при наличии определенных целей, выражающих будущее состояние системы и ее элементов.

Отличительной чертой организационных систем, в основе которых лежит человеческая деятельность, является наличие **целей**.

Цель как элемент системы управления — это желаемое, возможное и необходимое состояние производственной системы как управляемой подсистемы, которое должно быть достигнуто. Определение целей, их формирование является начальным этапом процесса управления.

Эффективная система управления отвечает следующему требованию: организационная структура и подсистемы управления наилучшим образом реализуют достижение актуального набора целей компании.

Формирование системы целей управления энергокомпании является исходным пунктом совершенствования ее системы управления.

Исходным моментом формирования корпоративной идеологии является **миссия**. Собственники и менеджеры должны четко представлять, в чем состоит их бизнес, ради чего он создан и чем будет привлекать покупателей их продукция или услуга.

Под миссией понимается стратегическая цель, выражающая смысл существования, общественное предназначение компании. Это роль, которую компания хочет играть в обществе. Миссия служит основой для выработки целей-ориентиров для последующего процесса принятия управленческих решений. Она акцентирует роль бизнеса в социальной и общественной сферах.

В литературе и на практике встречаются различные под ходы к формулированию миссии. Руководители часто не задумываются о выборе и формулировании миссии своей энергокомпании. Для них она очевидна — получить прибыль. Однако, учитывая инфраструктурную роль электроэнергетики и функционирование энергетических компаний в условиях государственного регулирования цен (тарифов), получение прибыли не может являться миссией. Чтобы сформулировать миссию компании, нужно ответить на два вопроса:

1. Какие потребности наших клиентов мы можем удовлетворить и при каких условиях?

2. Кто наши клиенты?

Для реализации миссии энергокомпания вырабатывает и реализует совокупность целей. **Цели энергокомпании** — это желаемые конечные результаты ее деятельности. Цели — основа менеджмента. Цели определяют стратегию компании и помогают работникам узнать к чему они должны стремиться, поэтому очень важно правильно определить какие цели стоят перед компанией, каково их содержание и как можно контролировать их достижение.

Энергокомпания — многоцелевая система. Эффективная система управления — та, которая обеспечивает безусловное достижение актуального набора целей компании. Основной риск деятельности любой компании состоит в том, что управление ее деятельностью не направлено на достижение целей компании.

Цели компаний по сравнению с миссией более мелкие по масштабам и значимости. Они направлены на достижение миссии.

Все цели компании, включая миссию, связаны между собой и представляют систему целей.

На разных этапах развития энергетики существовали определенные условия, которые оказывали существенное влияние на ее функционирование компаний, а следовательно, и на цели, стоящие перед ней. На этих этапах можно выделить наиболее важные цели. Проследив эволюцию этих целей за последние 10 лет, можно выделить следующие этапы:

- создание концепции дальнейшего реформирования электроэнергетики (1997 г.);
- внедрение системы бюджетирования и казначейского исполнения бюджета (2000 г.);
- разработка и внедрение программ второго этапа реформирования (2001 г.);

- совершенствование бизнес-планирования (2000 г.); принятие программ управления издержками (2001 г.); освобождение от непрофильных активов (2002 г.);
- создание ремонтных сервисов; переход на управление по рентабельности активов (2003 г.);
- открытие свободного сектора на рынке электроэнергии (2004 г.);
- формирование новых субъектов рынка электроэнергии и мощности (2005 г.).

На каждом из вышеперечисленных этапов для энергетических компаний ставилась своя важная цель:

- до 2000 г. — выжить в условиях бартерной экономики;
- в 2004 г. — внедрить принципы корпоративного управления по ключевым показателям эффективности;
- в 2005 г. — внедрить принципы стратегического менеджмента, повысить инвестиционную привлекательность бизнеса.

При проектировании системы управления ставится задача: определить, какие цели стоят перед энергокомпанией и как они между собой связаны.

Среди целей следует выделять: **специфические** — характерные только для данной компании и **общие** — характерные для всех энергокомпаний.

Так, для генерирующих энергокомпаний в качестве специфических целей выступают: цель снабжения топливом, цель производства энергетической продукции и др. Для электросетевых компаний в качестве специфических целей выступают: цель передачи электроэнергии, цель снижения потерь электроэнергии и др. Для энергосбытовых компаний в качестве специфических целей выступают: цель реализации энергетической продукции, цель технологического аудита и др.

К числу общих целей относятся: цель снижения затрат энергокомпании, цель увеличения прибыли энергокомпании и др.

Для формирования системы целей энергокомпании используется метод декомпозиции, суть которого заключается в расчленении миссии энергокомпании на элементы (цели I, II, III и т.д. уровней декомпозиции до целей-задач).

Для наглядного отображения результатов декомпозиции используется теория графов, а инструментом — построение ориентированного графа, не имеющего замкнутых циклов, который называется «дерево целей».

Построение «дерева целей» представляет собой логическую процедуру преобразования каждой цели более высокого иерархического уровня в комплекс подцелей низшего уровня.

Между вершиной графа и основанием размещаются цели I, II, III и т.д. уровней декомпозиции, определенные в результате поэтапной декомпозиции миссии энергокомпании.

Цели производственных систем не являются абстрактными понятиями и должны иметь количественные характеристики.

Конкретизация целей осуществляется на завершающем этапе декомпозиции, когда формируются цели-задачи. Цели-задачи, в отличие от целей более высокого уровня, имеют не только качественную, но и количественную характеристику. Совокупность количественных характеристик (показателей) по всем целям-задачам отражается в бизнес-плане энергокомпании. Пример формулирования цели-задачи:

- снизить удельный расход топлива в предстоящем году на 1 г/кВт·ч;
- снизить коммерческие потери электроэнергии в электрических сетях за 3 года на 20% и т.д.

«Дерево целей» бывает следующих **видов**:

- ресурсные;
- ресурсно-технологические;
- функциональные.

При проектировании систем управления используются «дерево целей» функционального вида.

Оно строится по определённым правилам. При этом решаются две задачи:

1. Структуризация целей;
2. Формулирование целей.

При структуризации целей определяются: какие цели стоят перед энергокомпанией и как они между собой связаны. При формулировании целей раскрывается их содержание.

Процесс структуризации целей следующий:

- В вершине «дерева целей» располагается миссия энергокомпании;
- Миссия декомпозируется на ряд целей первого уровня декомпозиции;
- Каждая из целей первого уровня декомпозиции расчленяется на цели второго уровня декомпозиции и далее – до целей-задач;
- При структуризации целей вершины графика – это цели, рёбра – связь между ними.

2. Система целей управления энергетических компаний

1. *Соподчинённость целей* – цели низшего уровня декомпозиции должны быть подчинены целям более высокого уровня и раскрывать их содержание.

2. *Сопоставимость целей на одном иерархическом уровне* – на одном иерархическом уровне должны располагаться цели, сопоставимые по масштабам и значимости. Это требование достигается путем непрерывной, последовательной декомпозиции исходной цели до уровня целей-задач.

3. *Полнота «дерева целей»* – каждая цель данного уровня должна быть представлена в виде комплекса подцелей нижнего уровня, полностью определяющих исходную цель. Это требование достигается путем непрерывной, последовательной декомпозиции исходной цели до уровня целей-задач.

При формулировании целей необходимо соблюдать требования *определенности* – формулировки должны иметь целевое содержание (чего мы хотим достичь и при каких условиях). Приформулировки целей-задач должны отражаться критерии достижения цели (показатели)

Построение «дерева целей» для энергокомпании — сложный процесс, требующий привлечения специалистов-менеджеров. В реальных условиях при совершенствовании управления какой-либо подсистемой прибегают к построению фрагмента «дерева целей» управления компании. На рис. 7.4 приведен пример фрагмента «дерева целей» управления себестоимостью энергетической продукции генерирующей энергокомпании. Декомпозиция приведена до уровня целей элементарных функций (цели-задачи); цели лишь обозначены, но не сформулированы (кроме миссии).

Состав целей-задач служит основой для разработки программы достижения целей, т.е. для определения состава функций и управленческих работ, которые необходимо выполнять в энергокомпании.

3. Система функций управления энергетических компаний.

Как элемент систем управления — это целенаправленная деятельность, позволяющая осуществить управляющее воздействие.

Для реализации целей управления производством выполняется система функций, состоящая из различных их совокупностей, выделяемых по определенным признакам.

Обычно по признаку «периодичность» (периоды и фазы управленческого цикла) выделяются следующие функции:

- прогнозирование;
- планирование;

- нормирование;
- контроль;
- регулирование;
- учет;
- анализ.

Сущность вышеперечисленных функций заключается в следующем.

Прогнозирование — формирование и разработка возможных вариантов поведения системы на предстоящий период.

Планирование — разработка конкретного варианта поведения системы и обоснование его реализации всеми видами ресурсов.

Нормирование — разработка норм и нормативов для обоснования планов развития энергокомпаний.

Контроль — отслеживание фактических параметров состояния системы и сопоставление их с нормативными или ожидаемыми.

Регулирование — приведение в соответствие фактических параметров состояния системы плановым или нормативным.

Учет — своевременное получение и формирование достоверной информации о состоянии системы управления на какой-то момент времени или за расчетный период.

Анализ — выявление факторов, повлиявших на отклонение фактических параметров состояния системы от плановых или нормативных и разработка мероприятий по их устранению.

В теории управления эти функции получили название **общие функции управления**.

По признаку «направление деятельности» выделяют функции специфические энергетические (генерация, передача и распределение электроэнергии и тепла, реализация энергетической продукции и др.) и общеотраслевые (экономическая деятельность, труд и кадры, и др.).

Состав этих функций зависит от вида энергетических компаний.

Функции, выделяемые по признаку «направление деятельности», в энергетике получили название «сфера управления (СУ)» или «подсистемы управления».

Связь между функциями, выделенными по признаку «периодичность» и «направление деятельности» проявляется в виде «элементарных функций».

Иногда используются и другие признаки для выделения функций, поэтому в литературе встречаются различные по составу их перечни для однотипных СУ. Здесь нет противоречий, просто различные авторы используют различные признаки для формирования перечня функций, выбирая для исследуемой системы наиболее характерные из них. Это еще раз доказывает, что СУ — самая сложная система, требующая для ее изучения и исследования специальных методов. Одним из методов, позволяющих наглядно представить состав и содержание функций управления энергокомпаний на основе их классификации, приведенной выше, является **графический метод моделирования**. Состав функций определяется методом декомпозиции, а инструментом его реализации — теория графов, заключающаяся в построении графа «дерево функций» (ДФ). Количество уровней декомпозиции определяется в зависимости от конкретных целей исследования СУ.

При построении этой модели следует придерживаться следующих требований:

1. Количество уровней декомпозиции должно соответствовать их количеству в «дереве целей».

2. Построение следует начинать с ветви ДФ, соответствующей декомпозиции функций по признаку «направление деятельности».

3. С левой стороны модели обязательно необходимо указывать уровни декомпозиции.

4. На графе ДФ уровни декомпозиции функций по признакам «направление деятельности» и «периодичность» должны совпадать;

5. Некоторые вершины, не подлежащие декомпозиции на следующем ниже уровне, можно опускать.

Источником сведений для построения «дерева функций» являются материалы обследования СУ. На рис. 7.5 приведен **фрагмент «дерева функций» управления себестоимостью энергетической продукции генерирующей энергокомпании**. Для построения этого фрагмента на I и II уровнях декомпозиции рассмотрены соответственно по одной сфере управления «экономическая деятельность» и «себестоимость, прибыль и рентабельность», выделенные по признаку «направление деятельности», и на этих же уровнях второй ветви ДФ рассмотрены соответственно функции, выделенные по признаку «периодичность». Декомпозиция сфер управления проведена до III уровня, и связь между соответствующей этому уровню сферой «себестоимость энергетической продукции» и функциями, выделенными по принципу «периодичность», в этой сфере показана на IV уровне декомпозиции в виде вершины, отражающей элементарную функцию.

Элементарные функции могут быть декомпозированы на составляющие их элементы, называемые управленческими работами, которые могут быть показаны на V уровне деком позиции.

При большом числе вершин и ребер рисунок графа теряет наглядность. В таких случаях теория графов рекомендует использовать таблицу специального вида, называемую «матрицей» или матричным эквивалентом графа. Матрица в общем виде есть модель, с помощью которой можно систематизировать, изучать и анализировать состав функций и связи между ними. Такая матрица получила название «матрица функций управления» (МФУ). Иногда эту матрицу называют SFматрицей, так как в ее строках отражены сферы управления, а в столбцах — функции.

Такая матрица является простейшей двухмерной из всех многомерных матриц; в ее построение заложены следующие принципы:

1. Основой МФУ являются две оси:

- вертикальная ось S (ось сфер управления);
- горизонтальная ось F (ось функции управления).

2. На пересечении оси в плоскости матрицы образуются клетки, каждая из которых есть элементарная функция, отражающая связь функции и сферы, в которой она выполняется.

3. В зависимости от целей анализа ось S может быть декомпозирована до «п»-го уровня. Число уровней декомпозиции по этой оси теоретически не ограничено.

4. Число уровней декомпозиции по оси F ограничено.

1.8 Лекция №8 (2 часа).

Тема: «Структуры управления энергетическим предприятием»

1.8.1 Вопросы лекции:

1. Структуры управления энергетических компаний
2. Сущность и основные этапы работ по формированию систем управления

1.8.2 Краткое содержание вопросов:

1. Структуры управления энергетических компаний

как элемент систем управления — это целенаправленная деятельность, позволяющая осуществить управляющее воздействие.

Для реализации целей управления производством выполняется система функций, состоящая из различных их совокупностей, выделяемых по определенным признакам.

Обычно по признаку «периодичность» (периоды и фазы управленческого цикла) выделяются следующие функции:

- прогнозирование;
- планирование;
- нормирование;
- контроль;
- регулирование;
- учет;
- анализ.

Сущность вышеперечисленных функций заключается в следующем.

Прогнозирование — формирование и разработка возможных вариантов поведения системы на предстоящий период.

Планирование — разработка конкретного варианта поведения системы и обоснование его реализации всеми видами ресурсов.

Нормирование — разработка норм и нормативов для обоснования планов развития энергокомпаний.

Контроль — отслеживание фактических параметров состояния системы и сопоставление их с нормативными или ожидаемыми.

Регулирование — приведение в соответствие фактических параметров состояния системы плановым или нормативным.

Учет — своевременное получение и формирование достоверной информации о состоянии системы управления на какой-то момент времени или за расчетный период.

Анализ — выявление факторов, повлиявших на отклонение фактических параметров состояния системы от плановых или нормативных и разработка мероприятий по их устранению.

В теории управления эти функции получили название **общие функции управления**.

По признаку «направление деятельности» выделяют функции специфические энергетические (генерация, передача и распределение электроэнергии и тепла, реализация энергетической продукции и др.) и общеотраслевые (экономическая деятельность, труд и кадры, и др.).

Состав этих функций зависит от вида энергетических компаний.

Функции, выделяемые по признаку «направление деятельности», в энергетике получили название «сфера управления (СУ)» или «подсистемы управления».

Связь между функциями, выделенными по признаку «периодичность» и «направление деятельности» проявляется в виде «элементарных функций».

Иногда используются и другие признаки для выделения функций, поэтому в литературе встречаются различные по составу их перечни для однотипных СУ. Здесь нет противоречий, просто различные авторы используют различные признаки для формирования перечня функций, выбирая для исследуемой системы наиболее характерные из них. Это еще раз доказывает, что СУ — сложнейшая система, требующая для ее изучения и исследования специальных методов. Одним из методов, позволяющих наглядно представить состав и содержание функций управления энергокомпаний на основе их классификации, приведенной выше, является **графический метод моделирования**. Состав функций определяется методом декомпозиции, а инструментом его реализации — теория графов, заключающаяся в построении графа «дерево функций» (ДФ). Количество уровней декомпозиции определяется в зависимости от конкретных целей исследования СУ.

При построении этой модели следует придерживаться следующих требований:

1. Количество уровней декомпозиции должно соответствовать их количеству в «дереве целей».

2. Построение следует начинать с ветви ДФ, соответствующей декомпозиции функций по признаку «направление деятельности».

3. С левой стороны модели обязательно необходимо указывать уровни декомпозиции.

4. На графе ДФ уровни декомпозиции функций по признакам «направление деятельности» и «периодичность» должны совпадать;

5. Некоторые вершины, не подлежащие декомпозиции на следующем ниже уровне, можно опускать.

Источником сведений для построения «дерева функций» являются материалы обследования СУ. На рис. 7.5 приведен **фрагмент** «дерева функций управления себестоимостью энергетической продукции генерирующей энергокомпании. Для построения этого фрагмента на I и II уровнях декомпозиции рассмотрены соответственно по одной сфере управления «экономическая деятельность» и «себестоимость, прибыль и рентабельность», выделенные по признаку «направление деятельности», и на этих же уровнях второй ветви ДФ рассмотрены соответственно функции, выделенные по признаку «периодичность». Декомпозиция сфер управления проведена до III уровня, и связь между соответствующей этому уровню сферой «себестоимость энергетической продукции» и функциями, выделенными по принципу «периодичность», в этой сфере показана на IV уровне декомпозиции в виде вершины, отражающей элементарную функцию.

Элементарные функции могут быть декомпозированы на составляющие их элементы, называемые управленческими работами, которые могут быть показаны на V уровне деком позиции.

При большом числе вершин и ребер рисунок графа теряет наглядность. В таких случаях теория графов рекомендует использовать таблицу специального вида, называемую «матрицей» или матричным эквивалентом графа. Матрица в общем виде есть модель, с помощью которой можно систематизировать, изучать и анализировать состав функций и связи между ними. Такая матрица получила название «матрица функций управления» (МФУ). Иногда эту матрицу называют SFматрицей, так как в ее строках отражены сферы управления, а в столбцах — функции.

Такая матрица является простейшей двухмерной из всех многомерных матриц; в ее построение заложены следующие принципы:

1. Основой МФУ являются две оси:

- вертикальная ось 5 (ось сфер управления);
- горизонтальная ось F(ось функции управления).

2.. На пересечении оси в плоскости матрицы образуются клетки, каждая из которых есть элементарная функция, отражающая связь функции и сферы, в которой она выполняется.

3. В зависимости от целей анализа ось Sможет быть декомпозирована до «п»-го уровня. Число уровней декомпозиции по этой оси теоретически не ограничено.

4. Число уровней декомпозиции по оси Fограничено. Рабочая МФУ является основным инструментом отражения состава и содержания функции управления энергокомпании.

2. Сущность и основные этапы работ по формированию систем управления

При проектировании систем управления различают действующие и вновь создаваемые компании. Для действующих компаний процесс проектирования осуществляется при совершенствовании системы управления; для вновь создаваемых — при формировании системы управления.

Совершенствование систем управления осуществляется в три этапа.

I этап. Диагностический анализ систем и процессов управления

Его цель — поставить диагноз: выполняется ли требование основного закона управления, а именно, соответствует ли управляющая подсистема управляемой.

Диагностический анализ — это совокупность количественных и качественных методов, позволяющих установить тенденции и факторы развития объекта и субъекта управления и установить соответствие или несоответствие субъекта объекту управления.

Диагностический анализ может быть комплексный или локальный. Комплексному анализу подлежит система управления компании в целом; локальному — отдельные подсистемы системы управления компанией (например, материально-техническое снабжение, топливоснабжение и др.).

Диагностический анализ проводится в следующей последовательности:

1. Обследование системы управления. Цель обследования — сбор информации о состоянии объекта и субъекта управления. Обследование СУ, как правило, ведется по функциональному принципу, поскольку именно функции играют определяющую роль при достижении поставленных целей, а уже механизм управления — оргструктура — создается для выполнения этих функций.

Способы обследования: непосредственное и заочное.

При **непосредственном** обследовании, в зависимости от целей анализа, используются методы интервьюирования, фотографии и самофотографии рабочего дня, хронометража и др.

При **заочном** обследовании необходимо использовать анкеты, которые разрабатываются оргпроектантами и рассылаются на обследуемые компании.

Преимущество непосредственного способа обследования: возможность получения объективной информации о состоянии объекта и субъекта управления. Недостатками непосредственного обследования являются большие затраты труда и времени на его проведение. Учитывая это, непосредственное обследование проводится по выборочному количеству объектов.

Заочное (анкетное) обследование позволяет охватить за один период времени максимально возможное количество объектов. Недостатком заочного обследования является отсутствие полноты информации и вероятность ее недостоверности.

2. Обработка материалов обследования. После завершения обследования собранные материалы обрабатываются и систематизируются. Обработка материалов обследования осуществляется при использовании совокупности количественных и качественных методов.

Качественные методы — это методы сравнения, графического и матричного моделирования.

Методы графического моделирования основаны на использовании теории графов при формировании системы целей, системы функций энергокомпании, моделировании бизнес-процессов и т.д.

Методы матричного моделирования заключаются в построении матрицы для отражения состава и содержания функций управления энергокомпанией, моделировании взаимосвязи управленческих работ, моделировании преобразования информационных совокупностей и др.

Количественные методы дают количественную характеристику систем и процессов управления. К ним относятся: методы расчета объема информации в СУ, методы оценки трудозатрат персонала на выполнение функций управления, методы расчета численности персонала и др.

Использование тех или иных методов зависит от целей анализа.

3. Анализ материалов обследования. В результате анализа делаются выводы о недостатках в существующей системе управления (соответствие или несоответствие субъекта объекту управления) и разрабатываются мероприятия (варианты) по их устранению.

Технология совершенствования СУ компанией предполагает учет следующих положений:

- организационная структура и процессы, протекающие в ней, определяются целями компании;
- организационная структура — это механизм реализации деятельности компании.

Основными направлениями, по которым анализируются материалы обследования, могут быть:

1) анализ информационного обеспечения. Он производится с целью выявления путей совершенствования сбора, передачи, обработки и хранения информации, унификации и типизации форм показателей, а также форм носителей информации и др.

В процессе анализа существующего информационного обеспечения по материалам обследования проводится следующая работа:

- выявляются взаимосвязи между показателями;
- устанавливается соответствие форм показателей их содержанию;
- выявляется наличие дублирующих, излишних и недостающих данных;
- проводится выделение состава входной и выходной информации, характеризующей каждую работу;
- проводится оценка объема информации на разных этапах потока информации;
- устанавливается целесообразность имеющихся форм носителей информации и др.;

2) анализ организационной структуры управления. Цель — выявление недостатков и определение соответствия структуры функциям и целям управления производством. В процессе анализа устанавливаются функции и соответствующие работы, фактически выполняемые каждым подразделением и исполнителем, и сравниваются с функциями, которые соответствуют положениям и должностным инструкциям.

Анализ материалов обследования завершается общими выводами о выявленных недостатках в существующем процессе управления, конкретными рекомендациями по их устранению и дальнейшему совершенствованию процесса выполнения функций управления на исследуемом объекте.

II этап. Разработка оргпроекта

На этом этапе ведется разработка технического задания и рабочего проекта по одному из вариантов совершенствования СУ.

III этап. Внедрение оргпроекта

На этом этапе разрабатываются мероприятия, направленные на реализацию разработанного оргпроекта — издается приказ о его исполнении, назначаются должностные лица, ответственные за его исполнение, сроки исполнения и т.д.

Формирование СУ осуществляется также в три этапа.

I этап. Технико-экономическое обоснование (ТЭО) формирующейся системы управления

В отличие от действующей компании, где уже сложилась определенная система управления и процесс проектирования заключается в разработке мероприятий по ее совершенствованию, для формирующейся системы управления процессу ее проектирования предшествует изучение и обобщение передового опыта, научных разработок. Этот материал находит отражение при разработке ТЭО, результатом которого являются предложения по принятию в качестве основного варианта формирования СУ.

II этап. Разработка оргпроекта

Ведется разработка технического задания и рабочего проекта по варианту формирования СУ.

III этап. Внедрение оргпроекта

Приводится перечень мероприятий, направленных на реализацию разработанного проекта.

2. Методические указания по проведению семинарских занятий

2.1 Семинарское занятие 1-2. (С-1,2)

Тема: «Энергетика и ее основные функции»

1. Значимость и необходимость государственного регулирования в электроэнергетике.

2. Современное состояние энергетики и перспективы развития.

3. Реформирование электроэнергетической отрасли.

4. Энергетические системы.

5. Современная техника и технология в энергетике.

2.1.2 Краткое описание проводимого занятия:

Семинарское занятие проходит в форме беседы на основе составленного плана, она наиболее приемлема при обсуждении теоретических вопросов за тем выполняется практическое задание.

В ходе занятия, в процессе собеседования осуществляется текущий контроль усвоения лекционного материала и самостоятельной работы студента.

Практическое задание:

Привести краткую организационно-экономическую и энергетическую характеристику предприятия.

2.2 Семинарское занятие 3-4 (С-3,4)

Тема: «Организация энергетического производства»

1. Организация эксплуатации энергохозяйства потребителей.

2. Структура и особенности энергетического производства.

3. Организация энергетического хозяйства и его роль в экономике страны.

4. Современная техника и технология в энергетике.

5. Генерации на основе возобновляемых источников энергии.

2.2.2 Краткое описание проводимого занятия:

Семинарское занятие проходит в форме беседы на основе составленного плана, она наиболее приемлема при обсуждении теоретических вопросов за тем выполняется практическое задание.

В ходе занятия, в процессе собеседования осуществляется текущий контроль усвоения лекционного материала и самостоятельной работы студента.

Практическое задание:

1. Выбрать и обосновать оптимальную форму организации ремонтно-эксплуатационного обслуживания энергетического оборудования и сетей предприятия.

2. Энергетическая расходная характеристика конденсационного турбоагрегата К-50—90 $Q_{\text{час}}^{\circ} = 8 + 2,1 P \text{ Гкал/ч.}$

Определите часовой расход тепла при нагрузке $P = 30 \text{ МВт.}$ Решение. Часовой расход тепла составляет:

$$Q_{\text{час}}^{\circ} = 8 + 2,1 \cdot 30 = 71 \text{ Гкал/ч.}$$

Энергетическая характеристика дает возможность определить расход тепла за любой промежуток времени $T:$

$$Q_T^{\circ} = Q_{\text{час}} T + q' P T = Q_{\text{час}} T + q' \mathcal{E}$$

где Э — электроэнергия, выработанная за время Т, МВт·ч.

Определите расход тепла за сутки, Т = 24.

2.3 Семинарское занятие 5-6 (С-5,6)

Тема: «Экономическая деятельность энергетических предприятий»

1. Кругооборот и показатели обрачиваемости оборотных средств.
2. Расчет норм и нормативов оборотных средств по основным элементам.
3. Использование отходов производства.
4. Виды учета и методы оценки основного капитала, показатели его использования.
5. Износ и воспроизводство основных производственных фондов. Амортизация.
6. Эффективность использования основного капитала.

2.3.2 Краткое описание проводимого занятия:

Занятие проходит в форме беседы на основе составленного плана, она наиболее приемлема при обсуждении теоретических вопросов за тем выполняется практическое задание.

В ходе занятия, в процессе собеседования осуществляется текущий контроль усвоения лекционного материала и самостоятельной работы студента. На данном семинарах возможно проведение письменных работ или тестирования.

Практическое задание:

1. Среднегодовые остатка оборотных средств предприятия за год составили 820 тыс. руб., объем реализованной продукции – 6350 тыс. руб.

Определить коэффициенты обрачиваемости, загрузки, длительность 1 оборота оборотных средств.

2. Определите восстановительную и остаточную стоимость ОПС для третьего года срока полезного использования при следующих исходных данных: ОПС_{перв} = 500 млн руб, Т_{пи} = 5 лет, коэффициенты переоценки ОПС $k_{инд2} = 1,4$; $k_{инд3} = 1,3$; $k_{инд4} = 1,2$. Во второй год в июне месяце приняты на баланс ОПС стоимостью 20 млн руб., в третьем году в августе списаны с баланса ОПС стоимостью 40 млн руб. Амортизация начисляется линейным методом.

2.4 Семинарское занятие 7-8 (С-7,8)

Тема: «Экономические показатели деятельности энергетических компаний»

1. Экономические проблемы обоснования оптимальной мощности агрегатов и электростанций в энергосистеме .
2. Экономика теплофикации.
3. Анализ динамики системы финансово-экономических показателей.
4. Анализ прибыли.
5. Анализ рентабельности.
6. Анализ фондоотдачи, фондоемкости.
7. Выявление влияния различных факторов на фондоотдачу.

2.4.2 Краткое описание проводимого занятия:

Занятие проходит в форме беседы на основе составленного плана, она наиболее приемлема при обсуждении теоретических вопросов за тем выполняется практическое задание.

В ходе занятия, в процессе собеседования осуществляется текущий контроль усвоения лекционного материала и самостоятельной работы студента. На данном семинарах возможно проведение письменных работ или тестирования.

Практическое задание:

1. Выручка от реализации продукции на предприятии за год составила 2500 тыс. руб., себестоимость реализованной продукции – 1980 тыс.

руб. Доходы от сдачи имущества в аренду составили 68 тыс. руб., дивиденды по акциям – 12 тыс. руб. Внереализационные расходы - 7 тыс.

руб. Ставка налога на прибыль -24%.

Найти рентабельность продукции, рентабельность продаж и чистую прибыль.

2. Определите годовой расход топлива на КЭС, удельный расход топлива на отпущеный с шин станции, полезно отпущеный и отпущеный на шины потребителей кВт·ч при следующих исходных данных: $N_y = 2000$ МВт, $h_v = 6100$ кг, $c_h = 5\%$, $k_{nom}^{эп} = 8,2\%$, $k_{nom}^{прист} = 0,5\%$, удельный расход топлива на выработанный кВт·ч $b_{вып} = 335$ г у . т . / кВт·ч

2.5 Семинарское занятие 9-10 (С-9,10)

Тема: «Инвестиции и инвестиционная деятельность»

1. Экономическая сущность и значение инвестиций
2. Участие государства в регулировании инвестиционной деятельности
3. Портфельные инвестиции
4. Формы и методы государственного регулирования инвестиционной деятельности, осуществляющейся в виде капитальных вложений

2.5.2 Краткое описание проводимого занятия:

Занятие проходит в форме беседы на основе составленного плана, она наиболее приемлема при обсуждении теоретических вопросов за тем выполняется практическое задание.

В ходе занятия, в процессе собеседования осуществляется текущий контроль усвоения лекционного материала и самостоятельной работы студента. На данном семинарах возможно проведение письменных работ или тестирования.

Практическое задание:

Определите капитальные затраты в строительство КЭС с шестью блоками К-200-130 на природном газе. Удельные нормативные капитальные затраты в КЭС $\bar{K}_{КЭС} = 22\ 000$ руб/кВт, нормативные капитальные затраты в блоки К-200-130 составляют: в первоочередной блок 5,28 млрд руб., в последующий — 4,224 млрд руб., региональный коэффициент удешевления строительства $\alpha_{pez} = 1,2$.

2.6 Семинарское занятие 11-12(С-11,12)

Тема: «Методы оценки эффективности инвестиций»

1. Статические показатели оценки эффективности инвестиций.
2. Оценка стоимости денег во времени.
3. Наращивание и дисконтирование денежных потоков.
4. Динамические показатели оценки эффективности инвестиций.

2.6.2 Краткое описание проводимого занятия:

Занятие проходит в форме беседы на основе составленного плана, она наиболее приемлема при обсуждении теоретических вопросов за тем выполняется практическое задание.

В ходе занятия, в процессе собеседования осуществляется текущий контроль усвоения лекционного материала и самостоятельной работы студента. На данном семинарах возможно проведение письменных работ или тестирования.

Практическое задание:

Определите капитальные и удельные капитальные затраты в ТЭЦ при установке на электростанции одной турбины типа ПТ-50-130 и трех турбин типа Т-50-130. Схема компоновки оборудования блочная, капитальные затраты в пиковые котлы $K_{пвк}=140$ млн руб, $\alpha_{pez}=1,3$.

2.7 Семинарское занятие 13-14 (С-13,14)

Тема: «Системы управления энергетическим предприятием»

1. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетик
2. Нормирование труда и определение потребностей в рабочих и специалистах на предприятии
3. Организация эксплуатации и автоматизации систем управления процессами в тепловых и электрических сетях.
4. Организационная система управления.
5. Стратегическое управление.

2.7.2 Краткое описание проводимого занятия:

Занятие проходит в форме беседы на основе составленного плана, она наиболее приемлема при обсуждении теоретических вопросов за тем выполняется практическое задание.

В ходе занятия, в процессе собеседования осуществляется текущий контроль усвоения лекционного материала и самостоятельной работы студента. На данном семинарах возможно проведение письменных работ или тестирования.

Практическое задание:

- 1.Какие основные элементы формируют управляющую подсистему:
 - цели управления;
 - функции управления;
 - организационная структура управления;
 - все перечисленное верно.
- 2.Какие из перечисленных ниже элементов включаются в организационную структуру ТЭС:
 - планово-экономический отдел;
 - бухгалтерия;
 - котло-турбинный цех;
 - отдел материально-технического снабжения.
- 3.В какой из структур электростанций количество производственных элементов будет меньше:
 - цеховая;
 - бесцеховая.
- 4.В чем заключается основное преимущество бесцеховой структуры электростанций:
 - уменьшается численность АУП;
 - уменьшаются затраты на эксплуатацию;
 - уменьшается число непосредственных связей руководителя с подчиненными.

2.8 Семинарское занятие 15-16 (С-15,16)

Тема: «Структуры управления энергетическим предприятием»

1. Организационная структура системы управления предприятием.
2. Механистические (бюрократические) организационные структуры
3. Адаптивные структуры менеджмента: понятие и сущность.
4. Энергетические балансы и энергетические характеристики.

2.8.2 Краткое описание проводимого занятия:

Занятие проходит в форме беседы на основе составленного плана, она наиболее приемлема при обсуждении теоретических вопросов за тем выполняется практическое задание.

В ходе занятия, в процессе собеседования осуществляется текущий контроль усвоения лекционного материала и самостоятельной работы студента. На данном семинарах возможно проведение письменных работ или тестирования.

Практическое задание:

1. Какие из перечисленных элементов включают в производственную структуру региональной электросетевой компании:

- электрические станции;
- предприятия электрических сетей;
- энергосбытовые организации;
- все перечисленное верно.

2. Миссия энергокомпании — это:

— цель, направленная на получение максимальной прибыли;
— цель, выражающая смысл существования, общественное предназначение компании;

- цель основных направлений деятельности энергокомпаний.

3. Специфические цели управления генерирующей энергокомпании — это:

- обеспечить прибыль;
- обеспечить производство энергетической продукции;
- обеспечить финансовую деятельность;
- все перечисленное верно.

4. Специфические цели управления энергосбытовой компании — это:

- обеспечить прибыль;
- обеспечить реализацию электроэнергии;
- обеспечить заработную плату;
- все перечисленное верно.

5. Какие из ниже перечисленных характеристик определяют содержание целей-задач:

- качественные;
- количественные;
- все перечисленное верно.