

**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 подготовки (специализация) «Технологии и средства механизации
сельского хозяйства»**

Форма обучения заочная

СОДЕРЖАНИЕ

1.	Конспект лекций.....	3
1.1	Лекция № 1 Электроэнергетика и ее основные функции.....	3
1.2	Лекция № 2 Организация энергетического производства.....	7
1.3	Лекция №3 Экономическая деятельность энергетических предприятий.	
		26
1.4	Лекция №4 Экономические показатели деятельности энергетических компаний	35
2.	Методические указания по проведению семинарских занятий.....	40
2.1	Семинарское занятие № ПЗ-1 Электроэнергетика и ее основные функции.....	40
2.2	Семинарское занятие № ПЗ-2,3 Организация энергетического производства.....	41
2.3	Семинарское занятие № ПЗ-4,5 Экономическая деятельность энергетических предприятий.....	41
2.4	Семинарское занятие № ПЗ-6 Экономические показатели деятельности энергетических компаний.....	42

1. КОНСПЕКТ ЛЕКЦИЙ

1. 1 Лекция №1(2 часа).

Тема: «Электроэнергетика и ее основные функции

1.1.1 Вопросы лекции:

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

1.1.2 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:

$$P_{раб} = P_{нагр} + P_{рез}$$

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) — «Т» и «ПТ» — 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 максимально 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 остыании 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:

$$Q_{vac(1)}^3 = Q_{xx(1)} + q'_1 P_1$$

$$Q_{vac(2)}^3 = Q_{xx(2)} + q'_2 P_2$$

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

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

1.2 Лекция №2(2 часа).

Тема: «Организация энергетического производства.»

1.2.1 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.

1.2.2 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 ($T_{pi} > 1$ года);
- оборотный капитал — стоимость краткосрочных активов ($T_{sh} < 1$ 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 управлеченческой 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 ($ОПС^T = 50\%$, $ОПС^C = 50-60\%$, $ОПС^{*-} = 20\%$) 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 компании.

- 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. Преимущество индексного метода: простота расчета, отсутствие дополнительных затрат ввиду переоценки ОС персоналом компании.

Недостаток — несоответствие стоимости ОС их рыночной стоимости по причине невозможности через кшд 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:

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

$OC_{восст}$, 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 компании 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 ($G_{пп}$), 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 ГБУ1/06 «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:

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

- 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 компаний;

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

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

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

Нелинейные методы начисления ускоренной амортизации, используемые в бухгалтерском учете:

- метод уменьшающего остатка:

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

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:

$$Иам = ОПС_{перв(вост)} P_{ам}$$

$$P_{амt} = \text{Число лет, оставшихся до окончания } T_{пп} / \text{Сумма лет } T_{пп}$$

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

$$Иам = (\sum Э_{вып} t / \sum Э_{вып} T_{пп}) ОПС_{перв(вост)}$$

где Э_{вып} — соответственно годовая и суммарная за T_{пп} 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 выработка 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:

$$ОСП_{ост}^t = OSP_{ост}^{t-1} + OSP_{пп}^{t-1} - OSP_{ми}^{t-1} - I_{ам}^{t-1}$$

где $OSP_{ост}^t$, $OSP_{ост}^{t-1}$ — остаточная стоимость ОПС, соответственно на первое число месяца t предыдущего месяца ($t - 1$); $OSP_{пп}^{t-1}$ — стоимость принятых и списанных ОГ1С в месяц $t-1$; $I_{ам}^{t-1}$

— амортизационные отчисления в месяц ($t-i$);

- амортизационные отчисления в месяц t определяются:

$$I_{ам}^t = OSP_{ост}^t P_{ам}$$

где $P_{ам}$ — норма амортизации соответствующей амортизационной группы; $OSP_{ост}^t$ — 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:

$$\text{Кизноса} = (\sum I_{ам} t / \text{ОПС}_{перв(вост)}) 100\%$$

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:

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

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

- коэффициент выбытия:

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

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

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

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 отпущенный 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 отпущенный с шин станции кВтч, рассчитанный путем введения к исходно-номинальному удельному расходу топлива поправок на отклонение фактических значений внешних факторов от их фиксированных значений ($A_{Б}$):

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

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

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

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

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

$$B_{ср.сут} = \bar{b}_{ном} * \dot{E}_{отп.с шин} / \dot{t}_{ср.сут}$$

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, H2S04);
- 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:

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

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

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

$$\text{Знормнат} = B_{ср.сут} * t_i; \text{ Знормстоим} = \text{Знормнат} * \text{Ц}_i$$

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 оче-редными плановыми поставками топлива:

Втек = Вср.сут * tнормтек

где tнормтек — 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 60% нормы текущего запаса, если ресурс поставляется от иногородних поставщиков. Возможно использование статистического метода, согласно которому страховой запас определяется по формуле

Вгарант = Вср.сут * $\sqrt{(\sum_{ni=1}^{n} (ti - ti_{\sim})^2 B_i / \sum_{ni=1}^{n} B_i)}$

Где Bi — фактический объем поставки; ti — фактический интервал поставки; ti — 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 = kтехн • (Втек.зап + Встр.зап),

где kтехн — 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 = Вчас . tподгот ,

где Вчас — часовой расход топлива котлом, tподгот — 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 = Вср.сут * tнормтр

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

tтр = tп - (t1 + t2 + t3 + t4)

где t₁—время, необходимое поставщику для составления платежного требования и обработки документов в банке поставщика; t₂— время почтового пробега платежного требования; t₃—время на акцепт счета платежного требования; t₄ — время на обработку документов в банке покупателя;

- производственный запас топлива на станции включает:

$$Взап = Втек + Вгарант + Вподг + Вsezон + Втрансп$$

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:

$$Кзап = \text{Фактический запас ресурса} / \text{Нормативный запас ресурса}$$

Если Кзап > 1 — налицо излишний запас, если Кзап < 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:

Коборотб кап = Выручка от реализации продукции / Среднегодовая стоимость оборотного капитала

- для производственных запасов:

Коборотзап = Годовые затраты на производство продукции / Среднегодовая стоимость производственных запасов

- для дебиторской задолженности:

КоборотДЗ = Выручка от реализации продукции / Среднегодовая величина дебиторской задолженности

Оборачиваемость (продолжительность) оборота оборотных средств:

- в целом для оборотного капитала:

$$\text{тоборотб кап} = 360 / \text{Коборотб кап}$$

- для производственных запасов, сут.:

$$\text{тоборотзап} = 360 / \text{Коборотзап}$$

- для дебиторской задолженности, сут.:

$$t \text{ оборота ДЗ} = 360 / K \text{ оборот ДЗ}$$

- 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 компаниями, 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:

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

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

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

где $\mathcal{E}_{\text{пер в сеть}}$ — 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 $k_{\text{пот}} = 10\%$.

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:

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

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} , $P_{\text{ср}} = \mathcal{E}_{\text{сут}}^{\text{потреб}} / 24$);
- 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:

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

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 , $N_{\text{в}}$, $N_{\text{хоз и прошв нужды}}$.

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, амортизация); 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).

Содержание статей 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:

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

где $I_{\mathcal{E}}$, I_q — затраты относимые соответственно на производство электроэнергии и отпуск тепла; $\mathcal{E}_{\text{пол}}$, $\mathcal{E}_{\text{отпшин}}$ — 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 ($I_{\text{пер}}$); затраты, не зависящие от объема произведенной продукции к постоянным ($I_{\text{пост}}$).

Соотношение $I_{\text{пер}}$ и $I_{\text{пост}}$ зависит от типа станций.

График безубыточности строится исходя из следующих допущений:

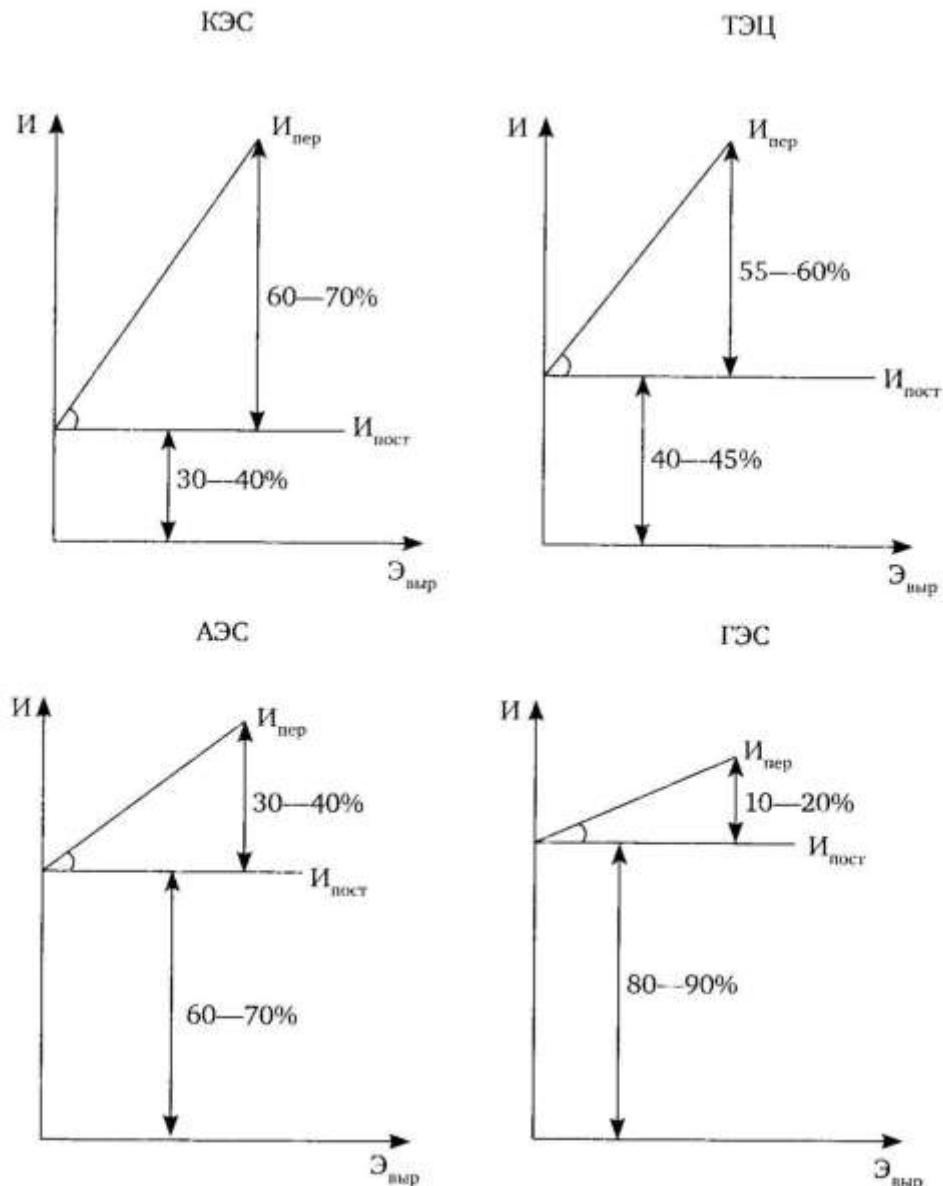
- цена ресурсов, а также цены на электроэнергию и тепло неизменны;

- 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 $I_{\text{пер}}$ и $I_{\text{пост}}$ 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.

$$MD = BP - I_{\text{пер}}; BP = \Pi_o \cdot \mathcal{E}_{\text{вып}},$$

где Π_o — цена на электроэнергию.

$$MD = \Pi_o \cdot \mathcal{E}_{\text{вып}} - S_{\text{пер}} \cdot \mathcal{E}_{\text{вып}} = \mathcal{E}_{\text{вып}} \cdot (\Pi_o - S_{\text{пер}}) = \mathcal{E}_{\text{вып}} \cdot MD,$$

$MD = \Pi_o - S_{\text{пер}}$ (руб./кВт·ч) — средний (удельный) МД, где $S_{\text{пер}}$ — 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:

$$\mathcal{E}_{\text{безуб}} = I_{\text{пост}} / \Pi_o - C S_{\text{пер}}; BP_{\text{безуб}} = I_{\text{пост}} / (1 - S_{\text{пер}} / \Pi_o); \Pi_{\text{безупр}} = S_{\text{пер}} + (I_{\text{пост}} / \mathcal{E}_{\text{безуб}}).$$

1.3 Лекция №3 (2 часа).

Тема: «Экономическая деятельность энергетических предприятий. »

1.3.1 Вопросы лекции:

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

1.3.2 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, осуществляющей 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, технолого-ревооружение;
- 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	формы 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»⁴, 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, внерализационные 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, внериализационные 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 $T_{\text{пп}}$ 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 сохраниться 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

1.4 Лекция №4 (2 часа).

Тема: «Экономические показатели деятельности энергетических компаний.»

1.4.1 Вопросы лекции:

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

1.4.2 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 компаний, 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 устраниению.

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 графике 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 исследования 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 декомпозиции.

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 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.

2. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ПРОВЕДЕНИЮ СЕМИНАРСКИХ ЗАНЯТИЙ

2.1 Семинарское занятие 1 (ПЗ-1) Электроэнергетика и ее основные функции..

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.

2.1.2 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:

1. Выбрать и обосновать оптимальную форму организации ремонтно-эксплуатационного обслуживания энергетического оборудования и сетей предприятия.
2. Энергетическая расходная характеристика конденсационного турбоагрегата К-50—90 $Q_{\text{рас}}^{\circ} = 8 + 2,1 P \text{ Гкал/ч.}$

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

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

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

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

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

Определите расход тепла за сутки, Т = 24.

2.2 Семинарское занятие 2,3 (ПЗ-2,3) Организация энергетического производства

. 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.

2.2.2 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 отпущенный и отпущенный на шины потребителей кВт·ч при следующих исходных данных: $N_y=2000$ МВт, $h_y=6100$ к, $c_h=5\%$, $k_{nom}^{top}=8,2\%$, $k_{nom}^{pricm}=0,5\%$, удельный расход топлива на выработанный кВт·ч $b_{вып}=335$ г у . т . / кВт·ч

2.3 Семинарское занятие 4,5 (ПЗ-4,5) Экономическая деятельность энергетических предприятий.

1. Экономическая сущность и значение инвестиций

2. Участие государства в регулировании инвестиционной деятельности

3. Портфельные инвестиции

4. Формы и методы государственного регулирования инвестиционной деятельности, осуществляемой в виде капитальных вложений

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:

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 удорожания строительства $\alpha_{pez} = 1,2$.

2.4 Семинарское занятие 6 (ПЗ-6) Экономические показатели деятельности энергетических компаний

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.

2.4.2 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.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.