

избыточные по электроэнергии территориальные акционерные общества энергетики (АО-энерго), концерн «Росэнергоатом»;

– дефицитные по электроэнергии АО-энерго, крупные потребители электрической энергии, выведенные непосредственно на оптовый рынок;

– электросбытовые организации, которые приобретают электрическую энергию для последующей ее реализации;

– закрытое акционерное общество (ЗАО) «Центр договоров и расчетов федерального (общероссийского) оптового рынка электроэнергии и мощности» (ЦДР) и некоммерческое партнерство «Администратор торговой системы (НП АТС) оптового рынка электроэнергии Единой энергетической системы»;

– организация по управлению единой федеральной электрической сетью — Федеральная сетевая компания;

– системный оператор оптового рынка — центральное диспетчерское управление.

В настоящее время оптовый рынок объединяет 26 электростанций и организаций поставщиков электроэнергии, 10 ГЭС и их объединений, концерн «Росэнергоатом» и 75 АО-энерго. Оператором—диспетчером распределения нагрузки между этими электростанциями, передачи электроэнергии по межсистемным ЛЭП является СО ЦДУ ЕЭС. Услуги по функционированию торговой системы оказывает ЗАО ЦДР и НП АТС, а услуги по передаче электроэнергии — ФСК.

Субъекты оптового рынка получают за свои услуги плату по тарифам, утвержденным ФСТ. Деятельность по заключению договоров и финансовым расчетом на оптовом секторе рынка электроэнергии выполняет ЗАО АТС—ЦДР ЕЭС.

В этом сегменте рынка действует система договоров между его субъектами.

Субъекты оптового рынка свободны в выборе порядка реализации энергии:

– в регулируемом секторе рынка;

– путем подачи ценовых заявок и купли-продажи электроэнергии по равновесной цене оптового рынка;

– через систему двусторонних договоров.

В регулируемом секторе оптового рынка тариф на электроэнергию устанавливает ФСТ, а в секторе свободной торговли — под

воздействием спроса и предложения по результатам сопоставления ценовых заявок поставщиков и покупателей электрической энергии, но не выше установленного ФСТ уровня. В двусторонних договорах цена определяется сторонами самостоятельно. Равновесную цену оптового рынка рассчитывает и объявляет НП АТС. По результатам отбора ценовых заявок НП АТС устанавливает для СО ЦДУ ЕЭС принципы оптимизации режима. Контроль над организацией торговли на оптовом рынке осуществляет координационный совет НП АТС.

По правилам розничного рынка его субъектами являются:

- гарантирующие поставщики электрической энергии, коммерческие организации, осуществляющие куплю-продажу электроэнергии;
- энергосбытовые организации, которые совмещают сбыт электроэнергии с ее передачей;
- электростанции розничной генерации электроэнергии АО-энерго;
- территориальные сетевые организации, осуществляющие услуги по передаче электрической энергии;
- субъекты оперативно-диспетчерского управления (ОДУ) на уровне розничного сегмента рынка;
- все потребители электрической энергии (кроме выведенных на НОРЭМ).

В действительности большой разницы между оптовым и розничным сегментами рынка электроэнергии не существует. Не существует и физической границы между оптовым и розничным рынками. Эта граница задается условиями участия на оптовом и на розничном рынках.

К участникам оптового рынка предъявляются технические и прочие группы требований.

К техническим требованиям относятся:

- мощность генерирующего оборудования больше 25 МВт;
- мощность энергопотребляющего оборудования больше 750 кВА;
- наличие средств коммерческого учета электроэнергии (почасовые данные, автоматизированные средства передачи данных);
- наличие средств связи с системным оператором (для производителей).

В *прочие требования* входят:

- членство в некоммерческом партнерстве «Совет рынка»;
- заключение договора о присоединении к торговой системе оптового рынка;
- заключение пакета договоров с ЦДР по купле-продаже на рынке на сутки вперед (РСВ) и на балансирующем рынке (БР).

Существует ряд норм этического и другого характера.

Правила оптового рынка электроэнергии в настоящее время установлены постановлением Правительства РФ от 31.08.2006 г. № 529 «О совершенствовании порядка функционирования оптового рынка электроэнергии (мощности)».

С 01.09.2006 г. в ценовых зонах действует новый оптовый рынок (НОРЭМ) со следующими правилами:

- регулируемые договоры (РД) между поставщиком и покупателем заключаются по объемам, равным объемам в балансе ФСТ на 2007 г. и некоторую долю либерализации. На все следующие годы базовые объемы для РД сохраняются неизменными, а доля либерализации является нарастающей;

- все остальные объемы электроэнергии реализуются по нерегулируемым ценам в рамках свободных двусторонних договоров рынка на сутки вперед и балансирующего рынка;

- все потребители (кроме населения) оплачивают часть электроэнергии по свободным ценам;

- новые объемы электропотребления (не включенные в баланс 2007 г.) на оптовом и на розничном рынках можно покупать только по свободным ценам;

- акцентируется надежность работы энергосистемы: новый товар — генерирующая мощность и обязательства поставщиков по поддержанию генерирующего оборудования в постоянной готовности к выработке электроэнергии.

Неценовые зоны оптового рынка работают по другим правилам: вся электроэнергия и мощность реализуется по тарифам (постановление Правительства РФ от 29.12.2007 г. № 951).

Реальное поступление электрической энергии от генерирующих мощностей к потребителям через оптовый и розничный рынок показано на схеме (рис. 3.5).

Постановлением Правительства РФ от 31.08.2006 г. № 530 «О Правилах функционирования розничных рынков» запущен с

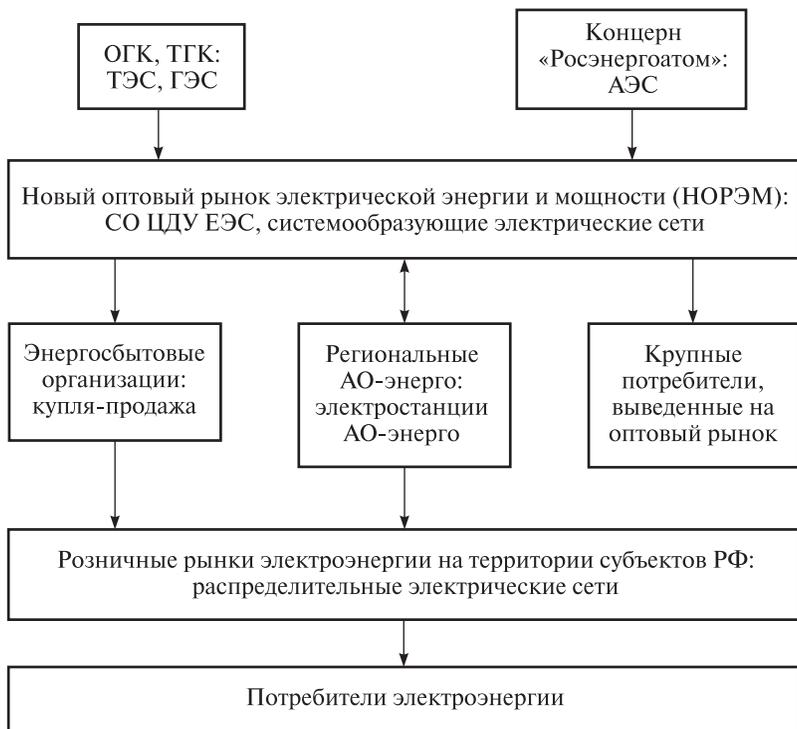


Рис. 3.5. Схема продажи электроэнергии на оптовом и потребительском (розничном) рынках

01.09.2006 г. новый розничный рынок, в котором действуют следующие правила:

- образование статуса гарантирующего поставщика, реестр которых ведет ФСТ;
- сбытовая надбавка ГП является самостоятельной регулируемой величиной;
- новые правила ценообразования — трансляция нерегулируемых оптовых цен в розничный рынок. Это правило действует только в ценовых зонах, в неценовых — все по тарифу;
- закрепление новых условий взаимодействия потребителей с ГП, в том числе почасовой учет электроэнергии крупными потребителями, соблюдение договорных величин потребления, порядок ограничения режима потребления электроэнергии;

– усиление роли органов власти субъектов РФ в деятельности ГП.

На статус ГП планируется проведение конкурсов. Первый очередной конкурс запланирован не ранее 2010 г. и не позднее 2012 г. Победитель первого и каждого последующего конкурсов приступает к исполнению функций ГП с 1 января года, следующего за годом конкурса.

3.4. Себестоимость электрической энергии

Себестоимость единицы продукции (в электроэнергетике 1 кВт·ч) определяются на основе затрат на производство, передачу и реализацию продукции (электрической энергии). В отечественной литературе затраты на производство и реализацию продукции называют издержками, текущими затратами, расходами.

Затраты — это денежное выражение производственных факторов (труда, капитала, природных ресурсов), необходимых для осуществления предпринимателем своей производственной и/или реализационной деятельности.

Себестоимость представляет собой стоимостную оценку природных ресурсов, сырья, материалов, топлива, энергии, трудовых ресурсов, израсходованных на производство единицы продукции.

Иными словами, себестоимость продукции (услуги) — это затраты на производство единицы продукции (услуги), измеряемые в рублях на оказываемую услугу.

В отличие от других отраслей в электроэнергетике рассчитывается себестоимость не произведенной, а отпущенной единицы продукции: переданной с шин электростанций в сеть — кВт·ч электроэнергии; отпущенной с коллекторов ТЭЦ — Гкал теплоты. Эта особенность обусловлена тем, что генерирующие установки расходуют часть электроэнергии на собственные нужды, а при транспортировке электроэнергии часть ее расходуется в виде потерь в электрических сетях. Расчет себестоимости на отпущенную электроэнергию стимулирует энергетические компании к снижению расходов на собственные нужды и потери в сетях.

Себестоимость продукции — важнейший экономический показатель работы предприятия. Она дает характеристику эффективности использования производственной мощности, экономичности расходования сырья, материалов, топлива, трудовых ресурсов. Сниже-

ние себестоимости, как главный источник прибыли и накоплений, достигается путем сокращения затрат живого и овеществленного труда. В зависимости от полноты учета затрат различают:

- цеховую себестоимость;
- производственную себестоимость (учитывает цеховые и общехозяйственные расходы);
- полную себестоимость (с учетом внепроизводственных затрат компании).

Учет затрат на производство и реализацию продукции осуществляется двумя документами: сметой затрат и калькуляцией себестоимости продукции.

В *смете затрат* затраты группируются по однородным экономическим элементам:

- материальные затраты — $I_{\text{мат}}$;
- затраты на оплату труда — $I_{\text{от}}$;
- отчисления на социальные нужды — $I_{\text{соц.н}}$;
- амортизация основных средств — $I_{\text{ам}}$;
- прочие затраты — $I_{\text{проч}}$.

В составе материальных затрат учитываются затраты на сырье, основные и вспомогательные материалы, услуги производственного характера, затраты на топливо и покупную энергию.

В состав затрат на оплату труда включаются начисления работникам по тарифным ставкам, выплаты стимулирующего характера и компенсационные надбавки, премии, единовременные пособия, предусмотренные трудовыми договорами и коллективными соглашениями.

Отчисления на социальные нужды — Единый социальный налог (ЕСН), предназначены для мобилизации средств, зачисляемых в государственные внебюджетные фонды: пенсионный фонд РФ, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования.

С 01.01.2005 г. ставка ЕСН установлена в размере 26 %. При определении налогооблагаемой базы учитываются любые доходы, начисленные работникам в денежной или натуральной форме (за исключением выплат из прибыли). В состав доходов, подлежащих налогообложению, не включаются государственные пособия, выплаты по возмещению вреда в результате увечья, на повышение профессионального уровня, на материальную помощь в связи со

стихийными бедствиями. Социальные отчисления (налоговые ставки) дифференцируются в зависимости от дохода работника.

Сумма амортизационных отчислений на полное восстановление (реновацию) основных производственных фондов рассчитывается по установленным нормам, исходя из их первоначальной (восстановительной) стоимости. Амортизационные отчисления рассчитываются с учетом времени зачисления на баланс новых и времени списания с баланса основных производственных средств. Например, расчет обычной амортизации линейным методом производится по формуле, руб/год:

$$I_{\text{ам}} = \sum_1^k \text{ОПС}_{\text{н.г}}^k \cdot \frac{P_{\text{ам}}^k}{100} + \frac{\sum_1^k \text{ОПС}_{\text{нов}}^k \cdot \frac{P_{\text{ам}}^k}{100}}{12} n^k - \frac{\sum_1^k \text{ОПС}_{\text{спис}}^k \cdot \frac{P_{\text{ам}}^k}{100}}{12} m^k,$$

где k — номер амортизационной группы основных производственных средств (ОПС); $\text{ОПС}_{\text{н.г}}^k$ — первоначальная (восстановительная) стоимость k -й группы на начало года, руб.; $P_{\text{ам}}^k$ — норма амортизационных отчислений, %; $\text{ОПС}_{\text{нов}}^k$ — первоначальная стоимость вновь введенных в данном году основных производственных средств, руб.; n_k — количество месяцев в году вновь задействованных основных производственных средств; $\text{ОПС}_{\text{спис}}^k$ — соответственно списанных с баланса средств в данном году, руб.; m_k — количество месяцев, в которых не начисляется амортизация списанных с баланса ОПС.

В состав прочих затрат входят многочисленные расходы, не вошедшие в предыдущие четыре элемента:

- расходы и затраты на ремонтное обслуживание, рекламу, представительские расходы, командировки, подготовку и переподготовку кадров, экономические платежи, страхование имущества, проценты по кредитам, научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы, охрану труда и пожарную охрану и т.д.;
- налоги (водный, земельный, транспортный);
- отчисления в целевые фонды.

Калькуляция себестоимости электроэнергии (от лат. *calculation* — подсчет, вычисление) — документ, в соответствии с которым определяется себестоимость единицы продукции. В отличие от сметы затрат, в которой совокупные затраты отражаются в целом по предприятию без распределения их по видам продукции, в калькуляции затраты группируются по производственному назначению

(основное, вспомогательное производство, затраты на технологические, цеховые и общехозяйственные нужды), по технологическим стадиям и по видам продукции.

Калькуляция себестоимости имеет глубокий практический смысл, так как позволяет через анализ бухгалтерских документов выявить источник затрат — филиал, цех, участок или иное подразделение компании. В основе калькулирования себестоимости продукции лежит группировка затрат по определенному признаку (например по видам продукции) или по совокупности признаков, в том числе:

- производственные и непроизводственные;
- основные и накладные;
- цеховые и общехозяйственные;
- прямые и косвенные;
- постоянные и переменные;
- группировка по технологическим стадиям (например, на ТЭС: топливно-транспортный цех, котельный цех, турбинный цех, электрический цех);
- электрическая и тепловая энергия.

Целью калькуляции является экономически обоснованный расчет себестоимости единицы продукции.

В калькуляции себестоимости энергии затраты группируются по следующим калькуляционным статьям:

- топливо на технологические цели;
- вода на технологические цели;
- основная оплата труда производственных рабочих;
- отчисления на социальные нужды (ЕСН) производственных рабочих;
- расходы по содержанию и эксплуатации оборудования;
- расходы по подготовке и освоению производства (пусковые расходы);
- цеховые расходы;
- общезаводские (общехозяйственные) расходы;
- покупная энергия.

Сметы затрат и калькуляции себестоимости продукции взаимосвязаны. В смете затраты группируются вертикально по одноименным элементам затрат; в калькуляции — горизонтально по производственному признаку и видам продукции (см. табл. 3.2).

Таблица 3.2

Взаимосвязь экономических элементов сметы затрат и статей калькуляции

Экономические элементы сметы затрат	Статьи калькуляции									
	Топливо на технологические цели	Вода на технологические цели	Основная оплата труда производственных рабочих	Дополнительная оплата труда производственных рабочих	Отчисления на социальные нужды	Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования	Расходы по подготовке освоению производства	Цеховые расходы	Общехозяйственные расходы	Покупная энергия
1. Материальные затраты, в том числе основные и вспомогательные материалы										
топливо	+					+	+	+	+	
услуги производственного характера		+				+	+	+	+	
покупная энергия										+
2. Затраты на оплату труда производственного персонала			+	+		+	+	+	+	
3. Отчисления на социальные нужды производственного персонала					+	+	+	+	+	
4. Амортизация						+	+	+	+	
5. Прочие затраты, в том числе водный налог										
затраты на ремонт						+	+	+	+	

Для примера рассмотрим состав и структуру себестоимости электроэнергии на конденсационной электростанции [9].

Себестоимость энергии. На КЭС производится только электрическая энергия, поэтому по калькуляции себестоимости все затраты по электростанции полностью относятся на электроэнергию, переданную с шин электростанции.

Общие затраты состоят из постоянных ($I_{\text{пост}}$) и переменных ($I_{\text{перем}}$) затрат:

$$I = I_{\text{пост}} + I_{\text{перем}}.$$

К постоянным затратам относятся амортизационные отчисления ($I_{\text{ам}}$), затраты на оплату труда ($I_{\text{от}}$), социальные отчисления ($I_{\text{соц.н}}$) и часть прочих затрат ($I_{\text{проч}}$)

$$I_{\text{пост}} = I_{\text{ам}} + I_{\text{от}} + I_{\text{соц.н}} + I_{\text{проч}}.$$

Все материальные затраты относятся к переменным затратам. На КЭС наибольший удельный вес (60—70 %) приходится на переменные затраты — материальные, в первую очередь топливные, которые рассчитываются по формуле:

$$I_{\text{топл}} = B_{\text{КЭС}} \Pi_{\text{топл}} (1 + \alpha_{\text{пот}}), \text{ руб/год},$$

где $B_{\text{КЭС}}$ — годовой расход топлива на КЭС в отчетном периоде по результатам бухгалтерского и технического отчета в тоннах натурального топлива в год, т н.т./год; $\Pi_{\text{топл}}$ — цена топлива, руб/т н.т.; $\alpha_{\text{пот}}$ — коэффициент потерь топлива при транспорте и складировании.

При планировании эти затраты определяются исходя из нормативного удельного расхода на кВт·ч переданной с шин КЭС электроэнергии:

$$\begin{aligned} I_{\text{топл}} &= \epsilon_{\text{КЭСнорм}} \mathcal{E}_{\text{КЭСш.ст}} \Pi_{\text{топл}} (1 + \alpha_{\text{пот норм}}) = \\ &= \epsilon_{\text{КЭСнорм}} N_y h_y (1 - K_{\text{сн}}) \Pi_{\text{топл}} (1 + \alpha_{\text{пот норм}}), \text{ руб/год}, \end{aligned}$$

где $\epsilon_{\text{КЭСнорм}}$ — нормативный удельный расход топлива КЭС в граммах условного топлива на киловатт-час, г у.т./кВт·ч; N_y — установленная мощность КЭС, кВт; h_y — число часов использования установленной мощности КЭС в плановом периоде, ч/год; $\Pi_{\text{топл}}$ — цена топлива франко-станция назначения, руб/т у.т.; $\alpha_{\text{пот норм}}$ — нормативный коэффициент потерь топлива; $K_{\text{сн}}$ — коэффициент расхода на собственные нужды станции; $\mathcal{E}_{\text{КЭСш.ст}}$ — расход электроэнергии с шин электростанции; $\mathcal{E}_{\text{КЭСвыр}}$ — электроэнергия, выработанная на электростанции.

Отсюда следует топливная составляющая себестоимости переданного в сеть с шин подстанции киловатт-часа, руб./кВт·ч:

$$S_{\text{топл}} = \frac{I_{\text{топл}}}{\mathcal{E}_{\text{КЭСш.ст}}} = \frac{e_{\text{КЭСнорм}} N_y h_y (1 - K_{\text{сн}}) \Pi_{\text{топл}} (1 + \alpha_{\text{пот. норм}})}{N_y \cdot h_y (1 - K_{\text{сн}})} = e_{\text{КЭСнорм}} \Pi_{\text{топл}} (1 + \alpha_{\text{пот. норм}}).$$

Из выражения видно, что топливная составляющая себестоимости зависит от цены топлива и удельного нормативного расхода топлива на один кВт·ч. Задача снижения себестоимости электроэнергии за счет топливной составляющей решается путем снижения удельного расхода топлива, использования более дешевого топлива и сокращения потерь топлива при транспортировке.

В отличие от многих других отраслей в энергетике расходы на оплату труда являются постоянными затратами, так как численность персонала не изменяется при изменении выработки электроэнергии (при неизменном составе оборудования). В технико-экономических расчетах расходы на оплату труда с социальными начислениями определяются по формуле:

$$I_{\text{от + соц}} = \bar{n} N_y \Phi_{\text{год}} (1 + \alpha_{\text{соц}}), \text{ руб/год},$$

где \bar{n} — штатный коэффициент на КЭС (чел/МВт); N_y — установленная мощность, МВт; $\Phi_{\text{год}}$ — среднегодовой фонд оплаты труда, руб/(чел·год); $\alpha_{\text{соц}}$ — коэффициент отчисления в фонды социального назначения.

Составляющая себестоимости электроэнергии по оплате труда с социальными начислениями, руб/кВт·ч:

$$S_{\text{от+соц}} = \frac{I_{\text{от+соц}}}{\mathcal{E}_{\text{КЭСвыр}} (1 - K_{\text{сн}})} = \frac{\bar{n} N_y \Phi_{\text{год}} (1 + \alpha_{\text{соц}})}{N_y h_y (1 - K_{\text{сн}})} = \frac{\bar{n} \Phi_{\text{год}} (1 + \alpha_{\text{соц}})}{h_y (1 - K_{\text{сн}})}.$$

Из формулы следует, что составляющая себестоимости по оплате труда с социальными начислениями обратно пропорциональна объему электроэнергии и является переменной составляющей себестоимости.

В итоге структура сметы затрат и себестоимости переданной в сеть электроэнергии для КЭС составляет (%):

- материальные затраты — 60—70 (в зависимости от цены топлива);
- оплата труда с социальными отчислениями — 5—10;

- амортизация — 5—8;
- прочие — 15—25.

3.5. Ценообразование и системы тарифов в электроэнергетике

Особенности ценообразования и формирования тарифов. Проблема ценообразования относится к наиболее сложным разделам экономической теории. Она является важнейшей экономической проблемой, поскольку от уровня цен и тарифов зависит конечное финансовое состояние компании.

Ценообразование — это процесс формирования системы тарифов (цен) на рынке электроэнергии и мощности. Цена представляет собой себестоимость единицы продукции, а тариф — это стоимость единицы продукции или услуги, по которой осуществляются расчеты за электрическую и тепловую энергию и оказываемые услуги. Создание генерирующих, сетевых, сбытовых, сервисных компаний, осуществляющих самостоятельный бизнес, расширяет перечень ценовых ставок, поскольку на каждый вид товара и каждый вид услуг в отдельности устанавливаются цены и тарифы.

В систему тарифов (цен) на рынке энергии и мощности входят:

- тарифы (цены) на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке и/или их предельные (минимальные или максимальные) уровни, включая регулируемый сектор, сектор отклонений и сектор свободной торговли;
- тарифы (цены) на электрическую энергию (мощность) и тепловую энергию (мощность) на розничном рынке;
- тарифы (размер платы) за услуги, оказываемые на оптовом и розничном рынке электрической и тепловой энергии и на розничном рынке тепловой энергии.

На величину тарифа влияют:

- невозможность складирования электроэнергии (одновременность производства и потребления), содержание резервных мощностей для обеспечения надежного электроснабжения;
- различия условий производства и передачи электроэнергии по территории страны, приводящие к необходимости дифференцирования тарифов на электроэнергию по территориальным зонам (энергозонам);
- режим потребления (насколько он равномерный).

При формировании тарифов учитываются такие особенности электроэнергетики как товара и услуг:

- электроэнергия — это товар, который в любой момент времени должен обладать определенным качеством;
- период времени производства энергии (базисная или пиковая, летняя, зимняя энергия);
- образование новых субъектов рынка электроэнергии и мощности — электросетевых, сервисных компаний, выполняющих самостоятельные виды услуг (по передаче энергии и мощности, диспетчеризации, коммерческих услуг (администратор торговой сети, услуг по поддержанию системной надежности);
- эластичность спроса на электроэнергию (реагирование спроса на изменение тарифа).

На формирование тарифов влияют основные особенности рынка электрической энергии (двухуровневость — оптовый и розничный рынки; энергетический рынок одновременно монопольный для населения и конкурентный для крупных потребителей; государственное регулирование естественно монопольных звеньев и другое).

Основопологающий принцип формирования тарифов — сохранение балансов поставок (покупки) и отпуска (продажи) электроэнергии — материальный баланс — и получение необходимой валовой выручки для осуществления данного вида деятельности — стоимостной баланс, обеспечивающей покрытие нормативных затрат на производство и передачу электроэнергии, а также получение прибыли, достаточной для выплаты налогов и обеспечения развития энергоснабжающей организации.

Основной принцип ценообразования на электрическую энергию заключается в том, что тарифы должны базироваться на полных издержках энергоснабжения, т.е. на стоимости обслуживания, полной оплаты затрат энергоснабжающей организации и обеспечения ей прибыли для развития. В основе формирования тарифов лежат два принципа:

- государственное регулирование тарифов в естественно-монопольной сфере деятельности (диспетчеризация, передача, распределение электроэнергии) и переход к свободным рыночным ценам в конкурентной сфере (генерация);
- формирование тарифов (цен), исходя из обязательного раздельного учета объемов продукции (услуг), доходов и расходов по производству, передаче, сбыту электроэнергии.

Системы тарифов на электрическую энергию. На рынке применяют тарифы (цены) на покупку и тарифы на продажу энергии (мощности), которые могут иметь одно-, двух- и многоставочную структуру (рис. 3.6).

Пропорциональный одноставочный тариф устанавливает единую тарифную ставку за проданный (купленный) кВт·ч. При этом плата определяется следующим образом:

$$П_{л}^{\mathcal{E}} = T_{\mathcal{E}} \mathcal{E}_{\text{потр}}, \text{ руб/год},$$

где $T_{\mathcal{E}}$ — одноставочный тариф; $\mathcal{E}_{\text{потр}}$ — объем потребления электроэнергии.

Данная форма проста и прозрачна для пользователя, но не учитывает ночные провалы нагрузки и пики ее в часы максимума. Здесь имеет место разрыв между меняющейся себестоимостью энергии $S_{\mathcal{E}}$ и постоянным тарифом (рис. 3.7).

Одноставочный регрессивный тариф (ступенчатый и блок-тариф) за потребленный кВт·ч базируется на зависимости платы от объ-



Рис. 3.6. Системы тарифов на электрическую энергию

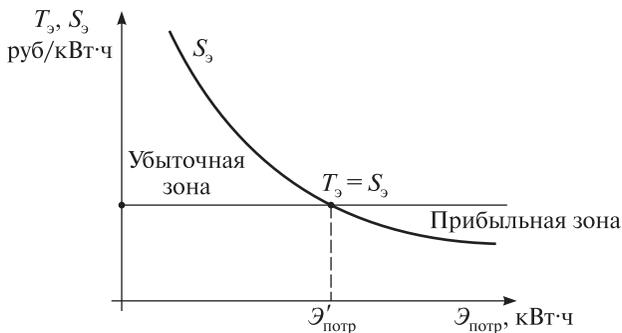


Рис. 3.7. Соотношение прибыльной и убыточной зон электропотребления при одноставочном тарифе

ема потребления электроэнергии (рис. 3.8, *a*). Ступенчатый тариф (рис. 3.8, *a*) используется в условиях дефицитного энергобаланса района, но он противоречит закономерности снижения себестоимости производства при увеличении выработки электроэнергии.

Применение блочных тарифов требует деления шкалы электропотребления на последовательные блоки, для каждого из которых устанавливается своя тарифная ставка (рис. 3.9). При использова-

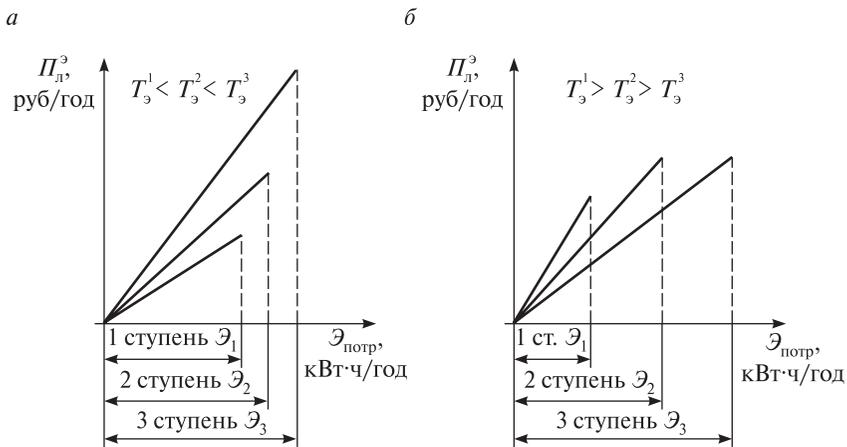


Рис. 3.8. Изменение платы за электроэнергию при использовании ступенчатого тарифа:

a — с увеличивающейся ставкой тарифа при увеличении объема электроэнергии; *б* — то же с уменьшающейся ставкой тарифа

нии блок-тарифа покупатель оплачивает электроэнергию по разным тарифам в зависимости от объема потребления:

$$P_{л}^э = \vartheta_{\text{потр}}^{1\text{бл}} T_{\vartheta}^1 + \vartheta_{\text{потр}}^{2\text{бл}} T_{\vartheta}^{2\text{бл}} + \vartheta_{\text{потр}}^{3\text{бл}} T_{\vartheta}^{3\text{бл}}.$$

Такие тарифы с дифференцированной ставкой в зависимости от объема потребления относятся к группе социальных, так как позволяют защитить население с низким уровнем доходов. Но здесь отсутствует заинтересованность потребителей в выравнивании энергопотребления в течение суток.

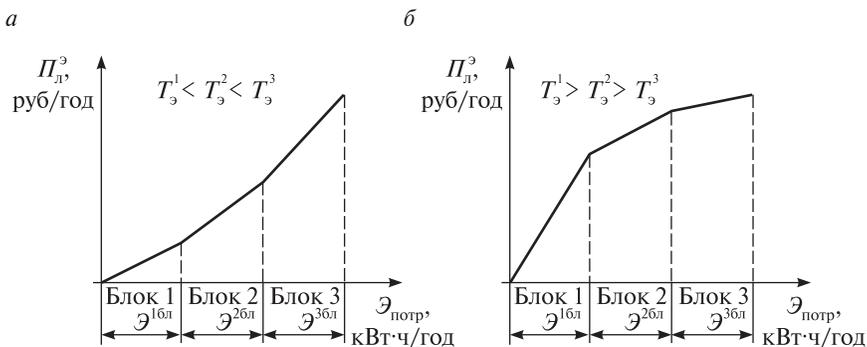


Рис. 3.9. Изменение платы за электроэнергию при использовании блок-тарифа с увеличивающейся (а) и уменьшающейся (б) ставкой

Двухставочный тариф является более сложным, включающим плату за мощность и плату за каждый потребленный кВт·ч электроэнергии. При этом ставка по тарифу за мощность определяется:

$$T_N = S_{\text{пост}}^N + P_N, \text{ руб/кВт},$$

где P_N — прибыль, учитываемая в тарифной ставке на мощность; $S_{\text{пост}}^N$ — постоянная составляющая себестоимости на производство электроэнергии в расчете на единицу мощности, т.е.:

$$S_{\text{пост}}^N = I_{\text{пост}}/N, \text{ руб/кВт}.$$

Плата за мощность возмещает производителю постоянные затраты $I_{\text{пост}}$ на производство и реализацию энергии (амортизационные отчисления, затраты на оплату труда, социальные отчисления и другие постоянные расходы). Она взимается авансом за месяц или за год, обеспечивает энергоснабжающей организации экономическую стабильность независимо от объема потребления энергии.

Ставка по тарифу за электроэнергию возмещает компании переменные расходы и часть прибыли. К переменным относятся затраты, зависящие от объема производства электрической энергии, главным образом затраты на топливо. Эта ставка составляет:

$$T_{\text{э}} = S_{\text{перем}} + P_{\text{э}}, \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч},$$

где $S_{\text{перем}}$ — переменная составляющая себестоимости электроэнергии, руб/кВт·ч; $P_{\text{э}}$ — прибыль, учитывающая потребленную электроэнергию, руб/кВт·ч.

Модель двухставочного тарифа с платой за присоединенную мощность построена на взимании ставки за один кВ·А присоединенной к сетям мощности трансформаторов и высоковольтных двигателей потребителей. Как правило, при глубоком вводе с трансформацией электроэнергии непосредственно у приемников вызывает опережающий рост числа и мощности трансформаторов у потребителей по сравнению с ростом генерирующих мощностей. Увеличение присоединенной мощности вызывает рост платы по тарифу, что невыгодно потребителю. Это приводит к попыткам потребителя искусственно занижать присоединенную мощность при проектировании, закладывая работу трансформаторов в зоне загрузки выше экономической. Это приводит к увеличению потерь в них, росту максимальной электрической нагрузки энергосистемы.

Для устранения этого недостатка разработан *тариф с платой за заявленный собственный максимум нагрузки потребителя* (рис. 3.10).

Этот тариф определяет плату за электроэнергию, вычисляемую по формуле:

$$P_{\text{л}}^{\text{э}} = T_N N_{\text{соб.макс}}^{\text{заявл}} + T_{\text{э}} \mathcal{E}_{\text{потр}},$$

где T_N — ставка по тарифу за мощность, руб/кВт; $N_{\text{соб.макс}}^{\text{заявл}}$ — заявленный собственный максимум нагрузки потребителя, кВт; $T_{\text{э}}$ — плата за каждый потребленный кВт·ч, руб/кВт·ч; $\mathcal{E}_{\text{потр}}$ — объем потребления электроэнергии, кВт·ч/год.

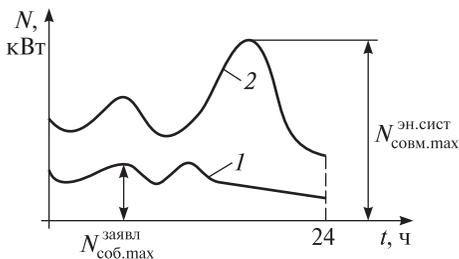


Рис. 3.10. Собственный заявленный максимум нагрузки потребителя (1) и совмещенный максимум нагрузки энергосистемы (2)

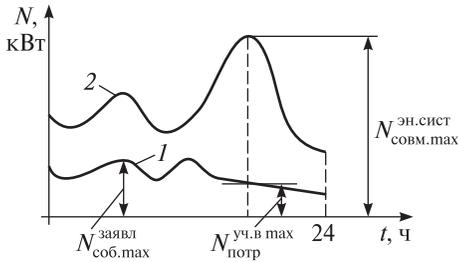


Рис. 3.11. Заявленная мощность потребителя (1), которой он участвует в формировании совмещенного максимума нагрузки энергосистемы (2)

максимума нагрузки энергосистемы — $N_{\text{потр}}^{\text{уч.в.макс}}$ (рис. 3.11), состоит из платы за кВт заявленной мощности и кВт·ч потребленной активной энергии.

Плата за потребленную энергию определяется по формуле:

$$P_{\text{л}}^{\text{э}} = T_N N_{\text{потр}}^{\text{уч.в.макс}} + T_{\text{э}} \Theta_{\text{потр}},$$

где T_N — ставка по тарифу за каждый кВт мощности, которым потребитель участвует в формировании совмещенного максимума нагрузки энергосистемы, руб/кВт.

Данная модель в значительной степени обходит недостатки других двухставочных тарифов.

Двухставочный тариф с абонентской платой представляет собой модель с разделением утвержденного одноставочного тарифа ($T_{\text{э}}$) на две составляющие: тариф абонентской платы (T_1), возмещающий постоянные затраты и топливную составляющую (T_2), возмещающую переменные затраты:

$$T_{\text{э}} = T_1 + T_2,$$

где $T_2 = B_{\text{норм}}^{\text{э}} \Pi_{\text{т}} + \Pi_{\text{э}}$, руб/кВт·ч; $\Pi_{\text{э}}$ — часть прибыли, возмещаемая производителю электроэнергии и относимая на оплату за каждый потребленный кВт·ч; $\Pi_{\text{т}}$ — средняя цена топлива, руб/кг у.т.; $B_{\text{норм}}^{\text{э}}$ — нормативный расход топлива, кг у.т./кВт·ч.

В этом случае тариф абонентской платы определяется по формуле:

В этой модели тарифа заложена некая несправедливость по отношению к потребителям, так как суммарная максимальная мощность нагрузки потребителей будет больше совмещенного максимума нагрузки энергосистемы.

Тариф с платой за заявленную потребителем мощность, которой он участвует в формировании совмещенного

$$T_1 = T_э - T_2, \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч},$$

а годовая плата за потребленную электроэнергию составит:

$$П_{л}^э = T_1 \mathcal{E}_{\text{дог}} + T_2 \mathcal{E}_{\text{факт}}, \text{ руб/год},$$

где $\mathcal{E}_{\text{дог}}$, $\mathcal{E}_{\text{факт}}$ — договорной и фактический объем электропотребления.

Из анализа процесса формирования двухставочного тарифа следует, что такая модель расчетов за электропотребление заинтересовывает потребителей в уплотнении суточного графика нагрузки энергосистемы и гибко учитывает себестоимости производства и передачи электроэнергии (рис. 3.12). Таким образом, двухставочный тариф отражает интересы как потребителей, так и производителей электроэнергии. Двухставочный тариф является стимулирующим для генерирующих компаний к увеличению рабочей мощности ($N_{\text{раб}}$), что создает благоприятные условия диспетчерского маневрирования. Использование таких тарифов укрепляет финансовое положение энергоснабжающих организаций, так как плата за мощность вносится авансом и возмещает постоянные затраты.

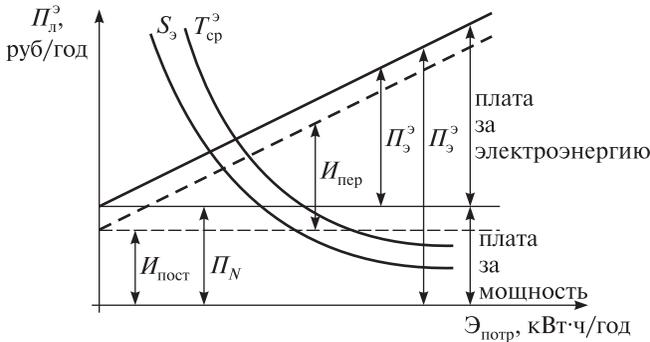


Рис. 3.12. Зависимость себестоимости ($S_э$), среднего за кВт·ч двухставочного тарифа ($T_{ср}^э$) и платы по тарифу ($П_{л}^э$) от объема потребления электроэнергии

Многоставочные (зонные) тарифы, как более гибкая система тарификации при расчете с покупателями электроэнергии, формируются на основе одно- и двухставочных тарифов, дифференцированных, в свою очередь, по сезонам и месяцам года, по дням недели, по часам суток, по зонам графика нагрузки, по территориальным зонам. На рис. 3.13 показано изменение тарифа по сезонам года,

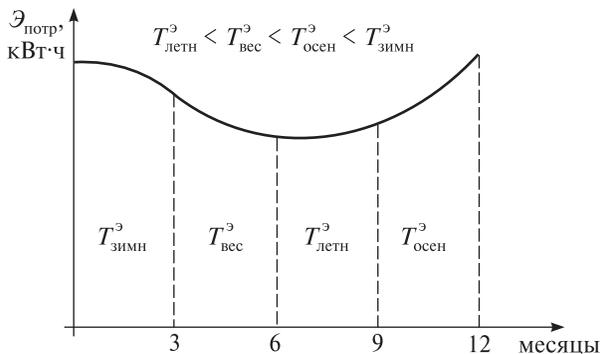


Рис. 3.13. Сезонные изменения тарифа за электроэнергию

стимулирующее потребителей к увеличению потребления в летний период с целью выравнивания нагрузки энергосистемы в течение календарного дня. Изменение тарифа по дням недели может учитывать субботние и воскресные дни в расчете за электроэнергию с пониженными ценовыми ставками.

В типовом суточном графике нагрузки энергосистемы наблюдается резко выраженный провал в ночные часы и значительное

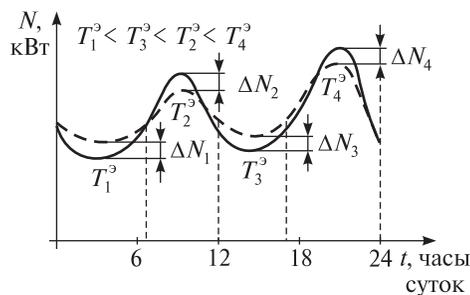


Рис. 3.14. Суточное изменение тарифа по часам суток

увеличение нагрузки в часы утреннего и вечернего максимумов. Тариф снижается в часы спада электропотребления и увеличивается в часы максимума (рис. 3.14). Дифференциация тарифа по часам суток способствует увеличению нагрузки в часы провала (ΔN_1 , ΔN_3) и снижению в часы максимумов (ΔN_2 , ΔN_4).

3.6. Методы и примеры расчетов тарифов

Исходные данные. Продавцами на оптовом рынке являются ТЭС, работающая в полупиковом режиме с использованием ее установленной мощности в течение 4740 ч в год, ГЭС, работаю-

шая в пиковой части графика нагрузки в течение 3570 ч, и АЭС, работающая в базовой части графика нагрузки 6920 часов в год.

Годовой отпуск электроэнергии определяется как произведение установленной мощности и годового числа часов использования установленной мощности электростанции за вычетом расхода электроэнергии на собственные нужды.

Технико-экономические показатели ТЭС, ГЭС и АЭС приведены в табл. 3.3 на период 2005 г. по данным источника [10].

Таблица 3.3

Технико-экономические показатели электростанций, отпускающих электроэнергию на оптовый рынок

Показатели	Электростанции		
	ТЭС	ГЭС	АЭС
Технические показатели			
установленная мощность $N_{уст}$, МВт;	200	800	1000
число часов работы в год t , ч;	4740	3570	6920
расход электроэнергии на собственные нужды, %	5	2	6
Показатели расчета себестоимости производства электроэнергии			
удельный расход условного топлива b , кг ут./кВт·ч;	0,34	—	—
цена угольного топлива $Ц$, руб/т;	400	—	—
затраты на ядерное топливо, млн руб.;	—	—	600
амортизация основных фондов $I_{ам}$, %;	3,5	0,5	3,5
стоимость основных производственных фондов I , млрд руб.;	3		
затраты на производственные услуги $I_{п.у}$, млн руб.;			
затраты на вспомогательные материалы $I_{в.м}$, млн руб.;	20		
прочие затраты $I_{пр}$, млн руб.	32,95		
	10		
Платежи в государственные внебюджетные фонды, %			
фонд оплаты труда;			
пенсионный;	28	28	28
социального страхования;	5	5	5
занятости населения	15	15	15
Показатели работы потребителей			
суммарный максимум нагрузки $N_{заявл.мах}$, МВт;		1500	
потребление электроэнергии $\mathcal{E}_{потр}$, млн кВт·ч		8200	

Метод расчета. Для всех видов электростанций затраты условно разделяются на постоянные и переменные. *Постоянные затраты* складываются из затрат на содержание администрации, промыш-

ленного производственного персонала, зданий, сооружений, отчислений на амортизацию, расходов на техническое обслуживание и ремонт оборудования, налога на имущество, плата за землю, затрат на обслуживание заемного капитала и доходов акционеров. Постоянные затраты не зависят от того, вырабатывает электростанция энергию или простаивает.

Переменные затраты включают, главным образом, расходы на топливо, которые имеют место лишь тогда, когда электростанция вырабатывает электроэнергию. Соотношение постоянных и переменных затрат зависит от типа электростанции. На ТЭС основные расходы идут на топливо, составляющие 40—65 % всех затрат, а для ГЭС переменные затраты составляют всего 5 %. Постоянные же затраты для ГЭС высоки, так как обусловлены большой стоимостью гидротехнических сооружений.

Именно разделение затрат на постоянные и переменные положено в основу расчета двухставочных тарифов (отдельно за мощность и электроэнергию): тариф на мощность определяется постоянными затратами, тариф на электроэнергию — переменными.

Тариф на мощность в расчете на месяц рассчитывается следующим образом:

на шинах электростанции

$$T_{N_{\text{отп}}} = \frac{I_{\text{пост}} + P_N}{12N_{\text{уст}}}, \text{ руб/кВт};$$

для потребителя

$$T_{N_{\text{потр}}} = \frac{T_{N_{\text{отп}}} N_{\text{уст}}}{N_{\text{max}}^{\text{заяв}}}, \text{ руб/кВт},$$

где $I_{\text{пост}}$ — постоянные годовые затраты на содержание установленной мощности на электростанции; P_N — часть прибыли, относимая на мощность; $N_{\text{уст}}$ — установленная мощность; $N_{\text{max}}^{\text{заяв}}$ — среднемесячная заявленная потребителем максимальная нагрузка, которая указывается в договорах на электроснабжение между энергоснабжающей организацией и потребителем.

Тариф на мощность для потребителя $T_{N_{\text{потр}}}$ всегда больше тарифа на мощность на шинах электростанции $T_{N_{\text{отп}}}$ во столько раз, во сколько $N_{\text{уст}}$ больше $N_{\text{max}}^{\text{заяв}}$. Дополнительно тариф для потребителя $T_{N_{\text{потр}}}$ возрастает на значение потерь мощности, возникающих при передаче электроэнергии по ЛЭП от электростанции к потребителю.

Среднегодовой тариф на электроэнергию определяется по формулам:

на шинах электростанции

$$T_{\text{э.отп}} = \frac{I_{\text{топл}} + P_{\text{э}}}{\mathcal{E}_{\text{отп}}}, \text{ руб/кВт};$$

для потребителя

$$T_{\text{э.потр}} = \frac{T_{\text{э.отп}} \mathcal{E}_{\text{отп}}}{\mathcal{E}_{\text{потр}}}, \text{ руб/кВт},$$

где $I_{\text{топл}}$ — годовые затраты на топливо; $P_{\text{э}}$ — часть прибыли, относимая за счет продажи электроэнергии; $\mathcal{E}_{\text{отп}}$ — годовой отпуск электроэнергии электростанцией на рынок; $\mathcal{E}_{\text{потр}}$ — годовое потребление электроэнергии, указываемое в договоре между электроснабжающей организацией и потребителем.

Тариф на электроэнергию для потребителя $T_{\text{э.потр}}$ всегда выше тарифа на шинах $T_{\text{э.отп}}$ на значение потерь при передаче электроэнергии по ЛЭП, определяемое отношением $\mathcal{E}_{\text{отп}}/\mathcal{E}_{\text{потр}}$.

При расчете тарифа на отпускаемую электроэнергию вначале определяется одноставочный тариф на электроэнергию, а затем утвержденный тариф разделяется на тарифную ставку на мощность и тариф на электроэнергию (двухставочный тариф с абонентской платой).

Пример 3.1. Расчет тарифа для ТЭС.

Одноставочный тариф для ТЭС составляет:

$$T_{\text{э.ТЭСотп}} = \frac{ПП_{\text{ТЭС}}}{\mathcal{E}_{\text{ТЭСотп}}}, \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч},$$

где $ПП_{\text{ТЭС}}$ — общая потребность ТЭС в финансовых средствах, $ПП_{\text{ТЭС}} = C_{\text{ТЭС}} + БП_{\text{ТЭС}}$; $C_{\text{ТЭС}}$ — себестоимость производства электроэнергии на ТЭС; $БП_{\text{ТЭС}}$ — регулируемая балансовая прибыль для ТЭС (установлена в размере 12 % себестоимости).

Годовое количество отпускаемой энергии:

$$\mathcal{E}_{\text{ТЭС отп}} = N_{\text{ТЭС}} t_{\text{ТЭС}} (1 - СН_{\text{ТЭС}}) = 200 \cdot 4,74 (1 - 0,05) = 900 \text{ млн кВт}\cdot\text{ч},$$

где $СН_{\text{ТЭС}}$ — расход электроэнергии на собственные нужды.

Топливные затраты:

$$I_{\text{топл}} = \epsilon П \mathcal{E}_{\text{ТЭСотп}} = 340 \cdot 400 \cdot 900 \cdot 10^{-3} = 122 \text{ 400 тыс. руб.}$$

Амортизационные отчисления:

$$I_{\text{ам}} = 0,035 I \cdot 10^3 \cdot 10^3 = 105 \text{ 000 тыс. руб.}$$

Годовой фонд оплаты труда:

$$I_{от} = 1,6N_{ТЭС}Z_{с,мес} \cdot 12 = 1,6 \cdot 200 \cdot 6 \cdot 12 = 23\ 040 \text{ тыс. руб.,}$$

где 1,6 чел. на 1 МВт — нормативная численность промышленно-производственного персонала (ППП) в размере 6 тыс. руб./мес.

Платежи в пенсионный фонд, фонды социального страхования и занятости населения:

$$I_{п.ф} = 0,28I_{от} = 0,28 \cdot 23\ 040 = 6451,2 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_{соц} = 0,05I_{от} = 0,05 \cdot 23\ 040 = 1152 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_{з.н} = 0,015 \cdot 23\ 040 = 345,6 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на вспомогательные материалы, производственные услуги и прочее:

$$I_{друг} = I_{в.м} + I_{п.у} + I_{пр} = 32\ 950 + 20 \cdot 103 + 10 \cdot 103 = 62\ 950 \text{ тыс. руб.}$$

В итоге себестоимость:

$$C_{ТЭС} = I_{топ} + I_{ам} + I_{от} + I_{п.ф} + I_{соц} + I_{з.н} + I_{друг} = 122\ 400 + 105\ 000 + 23\ 040 + 6451,2 + 1152 + 345,6 + 62\ 950 = 321\ 426 \text{ тыс. руб.}$$

Балансовая прибыль ТЭС:

$$БП_{ТЭС} = 0,12C_{ТЭС} = 0,12 \cdot 321\ 426 = 38\ 570 \text{ тыс. руб.}$$

Налог на прибыль

$$H_{п} = 0,24 \cdot БП_{ТЭС} = 0,24 \cdot 38\ 570 = 9257 \text{ тыс. руб.}$$

Прочие налоги:

$$H_{пн} = 0,12БП_{ТЭС} = 0,12 \cdot 38\ 570 = 4628 \text{ тыс. руб.}$$

Прибыль предприятия после отчисления всех налогов:

$$П_{п} = БП_{ТЭС} - (H_{п} + H_{пр}) = 38\ 570 - (9257 + 4628) = 24\ 685 \text{ тыс. руб.}$$

Общая потребность ТЭС в финансовых средствах:

$$ТП_{ТЭС} = C_{ТЭС} + БП_{ТЭС} = 321\ 428 + 38\ 570 = 359\ 996 \text{ млн руб.}$$

В результате одноставочный тариф на электроэнергию, отпускаемую ТЭС на оптовый рынок:

$$T_{э.ТЭСотп} = \frac{ТП_{ТЭС}}{\mathcal{E}_{ТЭСотп}} = \frac{359\ 996 \cdot 10^3}{900 \cdot 10^6} = 0,4 \text{ руб./}(кВт \cdot ч).$$

Далее рассчитывается *двухставочный тариф* (отдельно на мощность и электроэнергию).

Тарифная ставка на мощность определяется после определения постоянных затрат:

$$I_{пост} = I_{ам} + I_{от} + I_{п.ф} + I_{соц} + I_{з.н} + I_{в.м} + I_{п.у} + I_{пр} = 105\ 000 + 23\ 040 + 6451,2 + 1152 + 345,6 + 32\ 950 + 20\ 000 + 10\ 000 = 199\ 026 \text{ тыс. руб.}$$

Тариф на мощность на шинах электростанции в расчете на месяц:

$$T'_{Нотп} = \frac{I_{пост}}{\mathcal{E}_{ТЭСотп} \cdot 12} = \frac{199\ 026 \cdot 10^3}{200 \cdot 10^3 \cdot 12} = 83 \text{ руб./кВт.}$$

В пересчете на электроэнергию *тариф на мощность* составит:

$$T_{Нотп} = \frac{T'_{Нотп} \cdot 12}{t_{ТЭС}(1 - CH_{ТЭС})} = \frac{83 \cdot 12}{4740(1 - 0,05)} = 0,0184 \text{ руб./}(кВт \cdot ч).$$

Среднегодовой тариф на электроэнергию на шинах электростанции оценивается:

$$T_{\text{э.отп}} = T_{\text{э.ГЭСотп}} - T_{\text{Нотп}} = 0,4 - 0,0184 = 0,3816 \text{ руб}/(\text{кВт}\cdot\text{ч}).$$

Пример 3.2. Расчет тарифа для ГЭС.

Одноставочный тариф для ГЭС, рассчитанный по методике, аналогичной рассмотренной в предыдущем примере, составляет $T_{\text{э.ГЭС отп}} = 0,06 \text{ руб}/(\text{кВт}\cdot\text{ч})$ (без учета налога на добавленную стоимость) (см. пример расчета [10]).

Тариф на электрическую энергию ГЭС устанавливается в размере 5 % одноставочного тарифа:

$$T_{\text{э.отп}} = 0,05 \cdot T_{\text{э.ГЭСотп}} = 0,05 \cdot 0,06 = 0,003 \text{ руб}/(\text{кВт}\cdot\text{ч}).$$

Тариф на мощность ГЭС в расчете на 1 кВт·ч:

$$T_{\text{Нотп}} = T_{\text{э.ГЭСотп}} - T_{\text{э.отп}} = 0,06 - 0,003 = 0,057 \text{ руб}/(\text{кВт}\cdot\text{ч}).$$

В пересчете на 1 кВт в месяц этот тариф составит:

$$T'_{\text{Нотп}} = \frac{T_{\text{Нотп}} \cdot t_{\text{ГЭС}} (1 - CH_{\text{ГЭС}})}{12} = \frac{0,057 \cdot 3570 \cdot (1 - 0,02)}{12} = 1,66 \text{ руб}/\text{кВт}.$$

Пример 3.3. Расчет тарифа для АЭС.

Вначале рассчитывается одноставочный тариф для АЭС по методике, приведенной выше.

Одноставочный тариф для АЭС составил:

$$T_{\text{э.АЭС отп}} = 0,330 \text{ руб}/(\text{кВт}\cdot\text{ч}) \text{ (см. пример расчета в [14]).}$$

Тарифная ставка на мощность для АЭС включает:

$$\begin{aligned} I_{\text{пост}} &= I_{\text{ам}} + I_{\text{от}} + (I_{\text{п.ф}} + I_{\text{соц}} + I_{\text{з.н}}) + (I_{\text{в.м}} + I_{\text{п.у}} + I_{\text{пр}}) = \\ &= 525\,000 + 96\,000 + 33\,120 + 661\,000 = 1\,315\,120 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

Тариф на мощность в расчете на месяц

$$T'_{\text{Нотп}} = \frac{I_{\text{пост}}}{N \cdot 12} = \frac{1\,315\,120 \cdot 10^3}{1000 \cdot 10^3 \cdot 12} = 109,6 \text{ руб}/\text{кВт}.$$

В пересчете на электроэнергию тариф на мощность (первая тарифная ставка) АЭС

$$T_{\text{Нотп}} = \frac{T'_{\text{Нотп}} \cdot 12}{t_{\text{АЭС}} (1 - CH_{\text{АЭС}})} = \frac{109,6 \cdot 12}{6920 \cdot (1 - 0,06)} = 0,202 \text{ руб}/(\text{кВт}\cdot\text{ч}).$$

Среднегодовой тариф на электроэнергию на шинах электростанции (вторая тарифная ставка) АЭС оценивается по выражению:

$$T_{\text{э.отп}} = T_{\text{э.АЭСотп}} - T_{\text{Нотп}} = 0,330 - 0,202 = 0,128 \text{ руб}/(\text{кВт}\cdot\text{ч}).$$

Пример 3.4. Расчет двухставочного тарифа для потребителя

Тариф на мощность определяется по средневзвешенному значению тарифов на мощность всех электростанций, участвующих в поставке электроэнергии потребителю, в расчете на заявленный *месячный максимум нагрузки потребителя*:

$$T_{N_{\text{потр}}} = \frac{\sum_i TN_{\text{юпп}} \cdot N_{\text{уст}i}}{N_{\text{заявл. макс}}} = \frac{83 \cdot 200 \cdot 10^3 + 16,6 \cdot 800 \cdot 10^3 + 109,6 \cdot 1000 \cdot 10^3}{1500 \cdot 10^3} = 92,45 \text{ руб/кВт.}$$

Тариф на электроэнергию для потребителя определяется как средневзвешенное значение тарифов всех электростанций, участвующих в поставке электроэнергии потребителю:

$$T_{\text{э.потр}} = \frac{\sum_i T_{\text{э.отп}i} \cdot \Theta_{\text{отп}i}}{\Theta_{\text{потр}}} = \frac{0,386 \cdot 900 \cdot 10^6 + 0,0065 \cdot 2800 \cdot 10^6}{1500 \cdot 10^6} + \frac{0,128 \cdot 6500}{1500 \cdot 10^6} = 0,145 \text{ руб. (кВт} \cdot \text{ч)}.$$

К тарифу для потребителя добавляются тарифные ставки за передачу электроэнергии по электрическим сетям и другие надбавки за услуги.

3.7. Управление затратами в энергетических компаниях

Управление затратами — это умение экономить ресурсы и максимизировать отдачу от них. Основная цель управления затратами заключается в оптимизации структуры и уровня расходов, обеспечивающей достижение определенной прибыли.

Разработка программы снижения затрат предполагает применение системного подхода, понимание причин возникновения затрат, улучшение структуры затрат, контроль и оценку эффективности использования ресурсов, умение обеспечить максимальный уровень отдачи от использования ресурсов, выпуск продукции с лучшими конкурентными качествами, наличие качественной и реальной информации о себестоимости продукции, предоставление объективных данных для составления бюджета предприятия и принятие обоснованных и эффективных управленческих решений.

Затраты на производство и реализацию продукции оказывают непосредственное влияние на финансовые результаты компании, так как финансово-экономическое управление компанией включает:

- управление ассортиментом;
- управление затратами;
- управление финансами, включая налоговую оптимизацию.

Увеличение прибыли компании может быть реализовано за счет увеличения продаж при неизменной цене на продукцию, либо за счет снижения затрат на ее производство, либо при изменении названных факторов одновременно.

Покажем на примере иллюстрацию влияния указанных факторов на прибыль компании.

Пример оценки влияния изменения затрат и объема продаж на величину прибыли [9]. Даны три альтернативных варианта:

1 вариант:

– затраты на производство продукции составляют $I_1 = 850$ млн руб.;

– прибыль равна $\Pi_1 = 150$ млн руб.;

– выручка от реализации продукции — 1000 млн руб.

2 вариант:

– затраты снижаются на 50 млн руб.;

– выручка при неизменном объеме продаж и цене продукции сохраняется 1000 млн руб.;

– прибыль увеличивается до 200 млн руб.

3 вариант:

– прибыль относительно первого варианта увеличивается на 50 млн руб. и составляет 200 млн руб.;

– рентабельность затрат сохраняется как в первом варианте.

Определить, на сколько процентов должен увеличиться объем продаж в третьем варианте.

Решение. Рентабельность производства в первом варианте

$$R_1 = \frac{\Pi_1}{I_1} \cdot 100 \% = \frac{150}{850} \cdot 100 \% = 17,64 \%$$

Снижение затрат во втором варианте относительно первого варианта:

$$\Delta I_2 = \frac{I_1 - I_2}{I_2} \cdot 100 \% = \frac{850 - 800}{850} \cdot 100 \% = 5,9 \%$$

Объем продаж в третьем варианте равен:

$$BP_3 = I_3 + \Pi_3 = \frac{\Pi_3}{R} + \Pi_3 = \frac{200}{0,1764} + 200 = 1333 \text{ млн руб.}$$

Увеличение объема продаж составит:

$$\Delta BP_3 = \frac{1333 - 1000}{1000} \cdot 100 \% = 33,3 \%$$

Из примера видно, насколько важно управлять затратами. Одинаковое абсолютное увеличение прибыли в размере 50 млн руб. можно получить или благодаря снижению затрат всего на 5,9 % или путем увеличения объема продаж на 33,3 %.

Рост прибыли за счет увеличения объема продаж требует дополнительного финансирования производства, а также сталкивается с ограниченностью спроса, при этом увеличение прибыли за счет роста объема продаж отвечает стратегическим целям компании. Тактические же цели бизнеса ориентированы на увеличение прибыли за счет снижения затрат при неизменном объеме продаж. Выбор того или другого варианта увеличения прибыли зависит от миссии компании, от существующего уровня спроса и внешнего (конкурентного) окружения компании.

Управление затратами следует рассматривать не как самоцель, а как *средство управления прибылью*. Задачи управления включают:

- планирование затрат по центрам затрат, видам затрат, видам продукции;
- учет затрат для целей управления;
- мониторинг затрат;
- анализ отклонений фактических затрат от плана (норматива);
- выработку практических рекомендаций по управлению затратами.

Управленческий учет представляет собой информационно-вычислительную систему. Эта система объединяет формы и методы учета, планирования, контроля и анализа. Управленческий учет охватывает все основные сферы менеджмента, в то время как финансовый учет представляет только часть этой системы и касается только стоимостного учета. Но оба учета — и управленческий и бухгалтерский — тесно переплетаются между собой. Их принципиальное отличие в том, что для бухгалтерского учета важно учесть «в какой момент должны быть учтены затраты и каким образом их учесть», а для управленческого учета — «что будет, если ...», использование моделей, позволяющих определить поведение затрат.

Важную роль в обосновании управленческих решений в бизнесе играет *маржинальный анализ*, который базируется на изучении соотношения между тремя наиболее значимыми показателями: затраты, объем производства, прибыль. Это *модель управления «затраты — объем — прибыль»* (ЗОП).

На рис. 3.15 представлен график безубыточности.

Точка безубыточности A соответствует выручке $BP_{кр}$ от реализации определенного количества товара (электроэнергии) $\mathcal{E}_{кр}$, равной затратам на производство и реализацию данного товара. При этом прибыль равняется нулю. Эта точка A является пересечением линии выручки BP и суммарных затрат I_{Σ} , которые складываются из постоянных $I_{пост}$ и переменных $I_{пер}$ затрат.

При изменении структуры выручки строятся новые графики безубыточности. Возможность анализа поведения основных финансовых и экономических показателей в зависимости от объема производства позволяет использовать модель ЗОП для прогнозирования затрат и финансовой деятельности. Этот метод носит название «*метода операционного (маржинального) анализа*».

В основе маржинального анализа лежит понятие маржинального дохода MD — это часть выручки от реализации продукции, которая остается на покрытие постоянных затрат и образование прибыли.

$$MD = BP - I_{пер} = \mathcal{E}_{п}(T_{\mathcal{E}} - S_{пер}),$$

где BP — выручка, руб.; $\mathcal{E}_{п}$ — объем продукции, кВт·ч; $T_{\mathcal{E}}$ — цена (тариф) на электроэнергию, руб/кВт·ч; $S_{пер}$ — удельные переменные затраты на единицу, отпущенную с шин, руб/кВт·ч.

Разность между ценой (тарифом) и удельными переменными затратами называется *маржинальным доходом* на единицу продукции:

$$\overline{MD} = T_{\mathcal{E}} - S_{пер}.$$

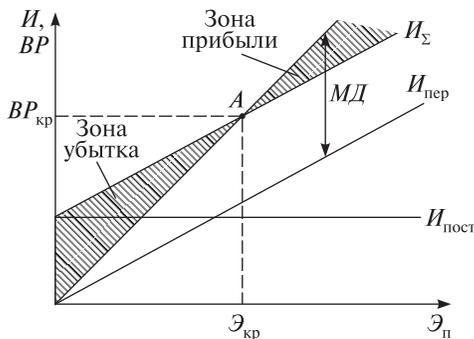


Рис. 3.15. График безубыточности

Основное содержание (смысл) концепции маржинального дохода заключается в следующем:

- продажная цена должна быть, по крайней мере, выше переменных затрат ($\overline{MD} > 0$), иначе наступает зона убыточной работы;
- необходимо продать продукции не менее критического объема ($\mathcal{Q}_{кр}$):

$$- I_{пост} = \overline{MD} \cdot \mathcal{Q}_{кр};$$

- каждая дополнительно проданная единица продукции после покрытия постоянных затрат непосредственно увеличивает прибыль.

Достоинство маржинального дохода заключается в том, что на него, в отличие от прибыли на единицу продукции, не влияет изменение объема продаж, поэтому анализ экономических показателей можно строить, используя \overline{MD} и $I_{пост}$.

Маржинальный анализ позволяет выбрать оптимальную стратегию управления прибылью:

- увеличение цены (тарифа) на единицу продукции;
- снижение переменных затрат на единицу продукции;
- снижение постоянных затрат;
- увеличение объема производства;
- комбинацию любых перечисленных стратегий.

Дадим иллюстрацию возможностей маржинального анализа на примере [9].

Пример 3.5. Расчет при управлении прибылью.

Задача состоит в выборе стратегии управления прибылью при следующих исходных данных:

- объем продаж $\mathcal{Q}_п = 6 \cdot 10^9$ кВт·ч/год;
- тариф $T_э = 0,8$ руб/кВт·ч;
- удельные переменные затраты $S_{пер} = 0,35$ руб/кВт·ч;
- постоянные затраты $I_{пост} = 1,4 \cdot 10^9$ руб/год;
- прибыль $\Pi = 1,3 \cdot 10^9$ руб/год.

Прибыль определена по формуле:

$$\Pi = \overline{MD} \cdot \mathcal{Q}_п - I_{пост} = (T_э - S_{пер}) \mathcal{Q}_п - I_{пост}.$$

Результаты расчета приведены в табл. 3.4.

Прибыль при различных стратегиях управления

Стратегия	Прибыль, млрд руб/год	Увеличение прибыли по сравнению с исходным вариантом, %
Увеличение тарифа на 10 %	$\Pi_1 = (0,88 - 0,35) \cdot 6 - 1,4 = 1,78$	37,0
Снижение переменной составляющей затрат на 10 %	$\Pi_2 = (0,8 - 0,315) \cdot 6 - 1,4 = 1,51$	16,1
Сокращение постоянных затрат на 10 %	$\Pi_3 = (0,8 - 0,35) \cdot 6 - 1,26 = 1,44$	10,7
Увеличение продаж на 10 %	$\Pi_4 = (0,8 - 0,35) \cdot 6 - 1,4 = 1,57$	20,7

Выводы. Для максимизации прибыли теоретически выгоднее принять первую стратегию увеличения тарифа. Но тарифы регулируются государством. Поэтому оптимальной стратегией является снижение постоянных и переменных затрат на 10 %, что дает прирост прибыли на 26,8 %.

Как указано выше, для точки безубыточности A (см. рис. 3.15) характерно равенство $BP_{кр} = I_{пост} + I_{пер}$, по которому можно определить следующие параметры модели ЗОП:

1. Параметры графика безубыточности:

– критический объем продаж $\mathcal{Q}_{кр} = \frac{I_{пост}}{MD}$;

– критический размер выручки $BP_{кр} = \frac{I_{пост}}{\left(1 - \frac{S_{пер}}{T_{\mathcal{Q}}}\right)}$;

– критическая цена $T_{\mathcal{Q}} = S_{пер} + \frac{I_{пост}}{\mathcal{Q}_{кр}}$.

2. Коэффициент выручки (количество рублей маржинального дохода с каждого рубля дохода):

$$K_{\text{выр}} = \frac{T_{\text{э}} - S_{\text{пер}}}{T_{\text{э}}}.$$

При стабильно высокой выручке компании выгоден высокий коэффициент выручки. Но высокий коэффициент выручки соответствует большой чувствительности прибыли к колебаниям объема производства, что при нестабильной ситуации на рынке повышает риск получения убытков.

3. Запас финансовой прочности (ЗФП) характеризует рискованность в работе компании и определяется в натуральных, стоимостных и относительных единицах измерения:

- в натуральном исчислении $ЗФП = \mathcal{E}_{\text{п}} - \mathcal{E}_{\text{кр}}$;
- в относительном выражении $ЗФП = ВР_{\text{факт}} - ВР_{\text{кр}}$;
- в относительных единицах $ЗФП = \frac{ВР_{\text{факт}} - ВР_{\text{кр}}}{ВР_{\text{кр}}} \cdot 100\%$.

4. Процесс управления затратами характеризуется в производственном менеджменте *категорией леввериджа* (рычага). Левверидж означает небольшую силу, прилагаемую к рычагу, с помощью которой можно перемещать большие грузы. Применительно к экономике левверидж понимается как фактор, небольшое изменение которого может привести к существенному изменению результата. Наряду с *ЗФП* левверидж в операционном анализе является операционным рычагом (*ОР*), который определяется как

$$ОР = \frac{МД}{П} = \frac{И_{\text{пост}} + П}{П}.$$

Для рассматриваемого выше примера:

$$ОР = \frac{(T_{\text{э}} - S_{\text{пер}}) \mathcal{E}_{\text{п}}}{П} = \frac{(0,8 - 0,35) \cdot 6 \cdot 10^9}{1,3 \cdot 10^9} = 2,07.$$

Это означает, что при возможном увеличении выручки на 1 % прибыль возрастет на 2,07 %.

Учет влияния операционного рычага на изменение прибыли позволяет:

- анализировать изменение налоговых платежей на прибыль;
- скорректировать коммерческую политику компании.

В частности, при пессимистическом прогнозе изменения выручки нельзя раздувать постоянные затраты. В случае благоприятного прогноза повышения спроса можно отказаться от жесткой экономии постоянных затрат.

Для энергетических компаний при государственном регулировании тарифов и при высокой зоне постоянных затрат (для сетевых компаний, для ГЭС, АЭС) сила операционного рычага весьма существенна, что увеличивает степень предпринимательского риска. Однако при достаточном запасе финансовой прочности (более 10—15 %) и высоком уровне рентабельности активов сила операционного рычага является привлекательной для инвесторов.

3.8. Конкуренция на рынках электроэнергии

В России пока еще не сформировался постоянный конкурентный рынок электроэнергии. В результате уже проведенных реформ созданы два уровня продажи электроэнергии — уровень оптового рынка и уровень розничных рынков. В то же время отсутствует экономическое распределение нагрузки между электростанциями обоих уровней. Каждое АО-энерго заинтересовано, в первую очередь, повысить нагрузку своих электростанций при продаже электроэнергии на свой розничный рынок и, лишь затем, недостающую электроэнергию купить на оптовом рынке. Это объясняется тем, что свои электростанции являются источником формирования прибыли АО-энерго, а электростанции оптового рынка не участвуют в этом процессе. Розничные рынки закрыты для конкуренции.

Проблема заключается в необходимости максимального увеличения продажи электроэнергии через оптовый рынок.

Другой причиной торможения создания конкурентного рынка являются неплатежи потребителей за электроэнергию. Следующая причина — собственники предприятий электроэнергетики болезненно относятся к возможной реконструкции отрасли, которая связана с перераспределением их собственности.

При сложившемся порядке торговли электроэнергией объективно возникают противоречия между электростанциями, продающими электроэнергию на оптовый рынок, и АО-энерго, непосредственно продающими ее потребителям. Вследствие этого наблюдается снижение нагрузки самых экономичных электростанций