

## Лекция 8

### Производственно-финансовая деятельность акционерного общества энергетики

После акционирования и приватизации электроэнергетической отрасли, проведенной в начале 1990-х годов, в электроэнергетике России работают тысячи хозяйствующих организаций энергетики, которые самостоятельно решают проблемы своего функционирования и развития.

Под термином «организация электроэнергетики» будем понимать предприятие электроэнергетики, оформленное в виде отдельного хозяйствующего субъекта (акционерного общества) и самостоятельно осуществляющее свою производственно-финансовую деятельность. К организациям электроэнергетики относятся все предприятия отрасли, обеспечивающие производство, передачу, распределение и сбыт электроэнергии.

Важным показателем в работе организации электроэнергетики (АО энергетики) является необходимая валовая выручка.

Необходимая валовая выручка — объем финансовых средств, необходимый АО энергетики для осуществления своей деятельности в течение определенного периода.

Источниками формирования необходимой валовой выручки является тариф на электроэнергию. Иными словами, АО энергетики должна через цену электроэнергии (тариф на свои услуги) обеспечить не только компенсацию своих затрат (издержек), но и получить прибыль.

Сумма затрат и прибыли дает необходимую валовую выручку.

Необходимая валовая выручка рассчитывается по выражению

$$НВВ = З + П, \quad (1)$$

где  $З$  — затраты АО энергетики на производство электроэнергии, оказание услуг по ее передаче, распределению;

$П$  — прибыль АО энергетики.

К общим затратам (издержкам) предприятия относят:

- переменные затраты (зависящие от объема производства);
- постоянные затраты (не зависящие от объема производства).

Для обоснования объема производимой продукции АО энергетики рассчитывает баланс электрической энергии и мощности, обосновывающий необходимость выработки определенного количества продукции (электроэнергии).

При расчете затрат (издержек, себестоимости производства электроэнергии) учитывают затраты на следующие материалы, работы и услуги:

- топливо, расходуемое на производство энергии и вспомогательные нужды;
- сырье, основные и вспомогательные материалы, запасные части для ремонта оборудования;
- работы и услуги по проведению ремонтных работ;
- оплату труда в основной технологической деятельности в соответствии с отраслевым тарифным соглашением;
- амортизацию основных фондов по утвержденным нормам;
- отчисления на социальные нужды АО энергетики;
- прочие затраты, включающие средства на обязательное страхование, научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы, плату за предельно допустимые выбросы загрязняющих веществ в окружающую среду;
- непроизводственные расходы на выплату обязательных сборов, отчислений и платежей, а также налогов, включаемых в себестоимость в соответствии с нормативно-правовыми актами РФ.

При расчете прибыли учитывают:

- инвестиции на расширение основного производства;
- отчисления в фонд потребления социальной сферы;
- налоги, уплачиваемые за счет прибыли в соответствии с налоговым законодательством РФ;
- расходы на прочие цели, включая платежи за превышение предельных выбросов загрязняющих веществ в окружающую среду;
- дивиденды по акциям.

Цена (тариф) на электроэнергию определяется по следующей формуле:

$$T_{\text{э}} = \frac{НВВ}{\text{Э}_{\text{п}}}, \quad (2)$$

где НВВ — необходимая валовая выручка АО энергетики;  
Э<sub>п</sub> — количество электроэнергии, отпущенной АО энергетики потребителю.

Схема производственно-финансовой деятельности предприятия электроэнергетики представлена на рис. 7.1.



**Рис. 7.1. Схема производственно-финансовой деятельности организации электроэнергетики:**

в прямоугольниках представлены виды деятельности организации; стрелками показаны направления движения продукции (электроэнергии и мощности) и финансовых средств организации

## **Привлечение инвестиций на развитие деятельности акционерного общества энергетики**

### **За счет каких средств строились станции и сети в СССР**

В советский период источником инвестиций на развитие мощностей электростанций и электрических сетей был бюджет государства. Средства на строительство объектов энергетики выделялись из бюджета согласно титулам на строительство этих объектов. Титулы на строительство объектов электроэнергетики утверждались Госпланом СССР.

При таком формировании инвестиций отрасль не испытывала нехватки капитальных вложений на развитие объектов электроэнергетики. Проблема была только в необходимости «освоить» выделенные государством средства. За неосвоение выделенных средств сурово наказывали.

### **Мировая практика формирования инвестиций в развитие производства**

В большинстве стран с развитой рыночной экономикой на рынке капитала нормальной считается такая ситуация, при которой расширение деятельности компаний обеспечиваются за счет их собственных или заемных средств.

В мировой практике 10 – 12-летний срок окупаемости затрат в электроэнергетике считается вполне приемлемым для вкладывания средств при условии стабильной политической и экономической обстановки.

### **Российская практика формирования инвестиций**

В 1997 году при реформировании электроэнергетики в нашей стране вначале был принят такой же способ инвестирования строительства новых электростанций. Однако нежелание российского и зарубежного частного капитала вкладываться в отрасль не позволило этого сделать.

Необходимо было найти другие пути привлечения средств на развитие генерирующих мощностей.

Сейчас в нашей стране используют следующие способы привлечения инвестиций (капитальных вложений) в электроэнергетику:

- средства федерального бюджета (выделяются государственным компаниям по федеральным государственным программам развития);
- собственные средства предприятия (амортизация и прибыль);
- привлечение средств сторонних инвесторов за счет выпуска дополнительных акций АО;
- банковский кредит;
- договоры с Правительством РФ о предоставлении мощности (ДПМ).

Для финансирования развития АЭС используют другой способ получения инвестиций: тарифные отчисления (абонентную плату, включают в цену на электроэнергию). Это вызвано необходимостью обеспечить высокую безопасность работы АЭС.

Для ГЭС, входящих в ПАО «РусГидро», инвестиции также собираются путем установления абонентной платы сверх цены на электроэнергию, вырабатываемую ГЭС.

*Собственные средства предприятия* — это амортизационные отчисления и прибыль предприятия.

*Амортизационные отчисления* — перенос на цену продукции стоимости износа основных фондов с целью возмещения их износа. Амортизационные отчисления рассчитываются на основе норм и балансовой стоимости основных фондов предприятия.

Поскольку амортизационные отчисления включаются в издержки производства (в тариф на электроэнергию) и не являются заработанными средствами, они контролируются государством и в

обязательном порядке должны быть направлены на восстановление изношенного оборудования или расширение производства.

*Собственная (чистая) прибыль предприятия.* Решение о направлении собственной прибыли предприятия на расширение производства принимается на собрании акционеров этого предприятия. Только крупные и финансово устойчивые предприятия могут позволить себе вкладывать значительные финансовые средства из собственной прибыли в модернизацию (реконструкцию) оборудования и ввод новых мощностей.

*Привлечение сторонних инвестиций* — одна из стратегических задач отечественной электроэнергетики — в нашей стране развита слабо. Незначительная доля инвестиций сторонних инвесторов объясняется просто. Инвесторы воздерживаются от финансовых вложений. Это объясняется повышенными рисками вложения капитала в России и длительным сроком строительства и окупаемости новых электростанций. Максимальный срок окупаемости, на который соглашаются инвесторы, составляет 5 – 7 лет. В то же время строительство новой электростанции до полного ее пуска в эксплуатацию составляет значительно большую величину 10 – 12 лет.

*Выпуск дополнительных акций (эмиссия)* — один из наиболее распространенных рыночных способов привлечения средств в развитие производства. Эффективность этого способа привлечения финансовых средств в значительной степени зависит от котировки на рынке акций этого предприятия.

*Кредит* — временная передача одним лицом другому денежных средств на условиях возвратности и платности в виде процента за использование кредита. Использование кредита затруднено тем, что срок окупаемости крупного энергетического объекта составляет до 30 лет. В настоящее время отечественные кредитные институты согласны предоставить только «короткие» кредиты под значительные проценты 10 – 15 % годовых в валюте. В таких условиях прибыль предприятия будет полностью уходить на покрытие кредита. Поэтому кредитные организации в настоящее время обеспечивают только финансирование текущих обязательств (оборотных средств) энергетических компаний, но не их развитие.

### **Договоры о предоставлении мощности (ДПМ)**

После ликвидации ОАО «РАО ЕЭС России» 1 июля 2008 года отрасль пошла по пути развития рыночных отношений. Считалось, что свободные рыночные отношения позволят привлечь инвестиции в развитие отрасли и стабилизируют цены.

Однако по мере проведения реформ несостоятельность надежд на приток частных инвестиций в развитие отрасли стала очевидной по следующим основным причинам:

- высокая стоимость строительства новых электростанций и низкая платежеспособность российских потребителей электроэнергии не позволяют получать достойную прибыль, на которую рассчитывают частные инвесторы;

- длительные сроки строительства и, как следствие, окупаемости электростанций. Максимальный срок окупаемости, на который соглашаются частные инвесторы, составляет 5–7 лет. Строительство же новой электростанции до полного ее пуска в эксплуатацию составляет 10–12 лет;

- высокие риски вложения капитала в России вследствие нестабильности экономики страны, испытывающей частые кризисы.

Новые собственники тепловых электростанций при приватизации брали на себя обязательства модернизировать и развивать генерирующие объекты. Однако они этого в полной мере не делали, и государству пришлось взять в свои руки развитие отрасли.

Для российской электроэнергетики актуальна проблема устаревшего генерирующего оборудования, построенного еще в советское время. Значительная часть станций перешла в частные руки. Новые владельцы не стали вкладываться в модернизацию старого оборудования. Цена на электроэнергию новых электростанций значительно превышает цену электроэнергии на уже существующих электростанциях (поскольку станции надо компенсировать инвестиции в новые мощности), а рынок электроэнергии не обеспечивает окупаемость новых мощностей.

На резкий рост тарифов на электроэнергию Правительство РФ не идет, а частный капитал в этих условиях не вкладывает свои средства в электроэнергетику России. Поэтому старение оборудования происходило высокими темпами, а вводы новых мощностей электростанций в течение многих лет после реформирования постоянно падали.

Выход из критического положения был найден в заключении соглашения между Правительством РФ и частными генерирующими компаниями в форме заключения договоров о предоставлении мощности (ДПМ). Заключение ДПМ носит вынужденный характер и является нерыночным механизмом.

Договор о предоставлении мощности — договор между частной генерирующей компанией и Правительством РФ о вводе новой генерирующей мощности в установленный договором срок на определенной территории. Для участников ДПМ были заданы три обязательных условия: место расположения объекта; мощность объекта; КПД производства электроэнергии.

Правительство РФ в соответствии с ДПМ берет на себя обязательство установить для этой компании такой тариф на ее электроэнергию, который не только обеспечит возврат вложенных

средств в развитие мощностей, но и позволит получить прибыль на вложенный капитал. Заложен принцип гарантированного возврата вложенных средств с доходностью 14 % (с корректировкой по доходности облигации федерального займа).

Использование механизма ДПМ очень выгодно генерирующим компаниям, поскольку средства, затраченные на строительство новой мощности, возвращаются с гарантированной прибылью, и невыгодно промышленным потребителям электроэнергии, поскольку дополнительная финансовая нагрузка, связанная с реконструкцией и строительством новых электростанций, включается в тариф для промышленных потребителей.

Применение ДПМ сыграло положительную роль, составив в последние годы основную долю вводов новых мощностей (30 млн кВт ПГУ), однако эти вводы были обеспечены за счет покупки дорогого иностранного оборудования (газовых турбин, в основном Сименс) и очень дорогого обслуживания этих турбин. Так, замена лопаток турбины в течение ее срока эксплуатации в три раза превышает стоимость самой турбины. После введения санкций коллективного Запада против России поставщики газовых турбин отказались от обслуживания этих турбин, что поставило отечественную отрасль в трудное положение.