

## **Влияние государственных мер по стимулированию инновационного развития электроэнергетики на показатели эффективности проектов**

*Жиденко С.С.*

*асп. ИПК Госслужбы*

В условиях экономического кризиса особенно актуальным становится вопрос обеспечения жизнедеятельности электроэнергетики, являющейся одной из наиболее важных отраслей, создающих условия функционирования производственных сил и жизни населения. Электроэнергетика имеет высокую социальную значимость, особенно в суровых климатических условиях России, и сбои в электроснабжении страны могут спровоцировать серьёзный социальный кризис в обществе, вызвать угрозу здоровью и жизни населения, принести стране огромные убытки.

В настоящее время Минэнерго уже признало, что в ближайшие 5 лет новых мощностей может быть введено в 2-3 раза меньше запланированных. На данный момент, инвестиций почти ноль, некоторые генерирующие компании даже отказываются от необходимой модернизации выработавшего ресурс оборудования [1], что в последствие может привести к дефициту генерирующих мощностей и энергетическому кризису. Инвесторы оставили за собой право не вкладываться в развитие энерго мощностей в том объеме, в котором действительно нуждается наша страна. Риск невыполнения инвестпрограмм достаточно высок. Как показала проверка, проведённая Счётной палатой РФ ([http://www.akm.ru/rus/news/2009/april/29/ns\\_2648782.htm](http://www.akm.ru/rus/news/2009/april/29/ns_2648782.htm)), в отрасли нет законодательно закреплённого механизма контроля за своевременным и надлежащим выполнением субъектами электроэнергетики инвестиционных программ, а также единого порядка раздельного учета инвестиционных средств, что приводит к их значительному использованию по нецелевому назначению.

Обязательства генкомпаний по реализации инвестпрограмм закреплены только договорами на поставку мощности, которые позволяют добиться полной отмены обязательств в случае, если отклонения параметров социально-

экономического развития России от тех, которые учитывались при разработке Инвестиционной программы, превышают 30% (темпы инфляции; темпы либерализации рынка электроэнергии) [2]. Таким образом, энергобезопасность страны может быть под угрозой.

Во всех промышленно развитых странах с рыночной экономикой государство в значительной степени влияет на функционирование и развитие энергетики. Приоритетными направлениями государственной политики являются: разработка стратегий развития энергетики, субсидирование энергоэффективных технологий, принятие мер по обеспечению надёжности энергосистем, контроль за ростом тарифов, прямые государственные вложения в объекты электроэнергетики.

Как показывают расчёты, энергокомпаниям в существующих условиях не выгодно внедрять инновационные технологии для производства электроэнергии, такие проекты имеют низкую или даже отрицательную коммерческую эффективность и высокие риски.

При этом с точки зрения народнохозяйственной эффективности, при вводе новых станций или техперевооружении, с использованием прогрессивного оборудования, можно достичь значительного эффекта за счёт экономии топлива (по оценкам, принятым в Энергетической стратегии, потенциал энергосбережения составляет 360-430 млн. т. условного топлива (т у.т.) или более 40 % первичного энергопотребления (в т.ч. четверть приходится на электроэнергетику)).

Таким образом, существенно возрастает координирующая роль государства по взаимоувязке планов развития энергообъектов, разделённых между многими компаниями с различными формами собственности, с программами развития отрасли и социально-экономического развития страны в целом. При этом основные функции государства по организации и поддержке внедрения высокоэффективных и конкурентоспособных инновационных технологий можно разделить на три группы: регулирующую, стимулирующую и информационную.

**Регулирующая функция** государства должна подразумевать:

- разработку государственных стратегий и программ развития электроэнергетики, обеспечивающих поддержание в долгосрочной перспективе высоких и устойчивых темпов роста экономики, преодоление наметившегося дефицита генерирующих и сетевых мощностей, при повышении эффективности производства, передачи и потребления электроэнергии на основе новейших высокоэффективных экологически чистых технологий;

- разработку комплекса нормативно-правовых и экономических мер регулирования, направленных прежде всего на обеспечение надёжности электроснабжения, повышение энергетической и экологической эффективности российской экономики;

- организацию постоянного мониторинга нерегулируемых тарифов и анализа обоснованности их роста, обеспечение прозрачности субъектов электроэнергетики, утверждение правительством стандартов раскрытия информации, создание системы независимой экспертизы расчётов энергокомпаний;

- организацию мониторинга инвестиционной деятельности энергокомпаний; в случае не выполнения инвестпрограмм – наложение штрафов, или лишение лицензий при нецелевом расходовании инвестиционного фонда;

- законодательное стимулирование использования высокоэкологичных производств, путём создания условий невыгодности компенсационных выплат за загрязнение окружающей среды;

- топливную политику, подразумевающую стимулирование к диверсификации использования топливных ресурсов (как показывают расчёты, соотношение цен газ-уголь должно быть 2-2,5, для обеспечения конкурентоспособности угольных станций);

- поддержку разработки и производства конкурентоспособной и энергоэффективной техники (государство должно взять на себя функцию заказчика новых видов оборудования), создание пилотных проектов с использованием нового оборудования, стандартизации и типизация проектов, что снизит затраты на проектирование и серийное производство;

- кадровую политику, что особенно актуально в настоящее время – недопустимо, чтобы жизненно важные для страны компании возглавляли менеджеры, не имеющие энергетического образования и не всегда понимающие особенностей режимов работы различных типов электростанций, их участие в графиках нагрузки энергосистем, существование системных ограничений, основных технических показателей, что может повлечь принятие не рациональных и затратных решений и дополнительные временные и денежные затраты на привлечение экспертов для компенсации некомпетентности руководителя.

**Информационная функция** подразумевает организацию мероприятий (конференций, выставок) для обмена опытом и информированию о научно-технических достижениях, разработке новой техники, результатов работы нового оборудования, заключения контрактов. Стимулирование развития технического консалтинга - через специальные проекты, реализуемые в рамках программы поддержки развития малого бизнеса (бизнес-инкубаторы, программы обучения и др.).

**Стимулирующая функция** подразумевает использование экономических стимулов для создания условий, при которых инвесторам будет выгодно участвовать в проектах по строительству энергообъектов с применением прогрессивных технологий, соответствующих государственной энергетической политике. К таким стимулам могут относиться:

- налоговые льготы (по налогу на прибыль, налогу на имущество);
- предоставление льготных кредитов;
- льготы на приобретение земельных участков под строительство;
- рационализация экологических платежей и соотношения цен на топливо;
- возможность использования ускоренной амортизации;
- прямое участие государства в финансировании проектов.

Рассмотрим влияние методов экономического стимулирования внедрения энергоэффективных объектов на примере проекта сооружения пылеугольной электростанции с прогрессивным оборудованием, работающем на суперсверхкритических параметрах пара (К-660-300-ССК) в ОЭС Сибири.

Технико-экономические показатели проекта приведены в таблице 1. Цены на топливо (по кузнецкому углю) и прогнозный тариф оптового рынка приведены в таблице 2.

**Таблица 1 – Технико-экономические показатели по угольной станции с оборудованием К-660-300-ССК**

№ п/п	Показатель	Единица измерения	Значение
1	Установленная мощность	МВт	660
2	Число часов использования установленной мощности	час	6500
3	Расход электроэнергии на собственные нужды	%	3,0
4	Годовые издержки на эксплуатацию	млн. руб.	861,4
5	Амортизация	%	3,5
6	Удельный расход условного топлива	г у.т./кВт.ч	276
7	Срок строительства до момента ввода 1-го блока	лет	4
8	Удельные капиталовложения	тыс. руб./кВт	47,64

**Таблица 2 – Цены на топливо и прогнозный тариф оптового рынка**

Год	Тариф, руб./кВт.ч	Цена топлива, руб./т у.т.
2015	2.274	2742
2016	2.359	2852
2017	2.454	2966
2018	2.539	3084
2019	2.626	3208
2020	2.725	3258

Удельные расходы топлива приняты по информации Всероссийского теплотехнического научно-исследовательского института - ВТИ. Удельные капвложения приняты по данным ТГК-12 (по аналогу с проектом Томь-Усинской ГРЭС). Капиталовложения приведены к ценам на 01.01.2009 г. на основе индексов текущих цен по капитальным вложениям в отрасль «Электроэнергетика», представленных «Ко-Инвест». Годовые затраты на эксплуатацию рассчитаны на основе отчётных данных по Берёзовской ГРЭС-1 (по информации ОГК-4) и приведены к 2009 году по индексам потребительских цен [3].

Прогнозные цены на топливо и тариф оптового рынка приняты по «Сценарным условиям развития электроэнергетики Российской Федерации на 2009-2020 годы» (Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике, 2008 г.[4]). После 2020 г. годовые темпы роста цен на топливо и тарифов приняты в размере 3% (средний прогнозный за период тариф будет составлять 3,72 руб/кВт.ч).

Для оценки были приняты следующие показатели:

- Чистый дисконтированный доход ЧДД, рассчитываемый как разность между суммой дисконтированных доходов и суммой дисконтированных расходов:

$$ЧДД = \sum_{t=1}^{T_p} \left( B_t - I_t - 3m_t - H_t - K_t \right) \times (1+E)^{\tau-t} \quad (1),$$

где:

$B_t$  – выручка от реализации электроэнергии;

$I_t$  – эксплуатационные затраты без амортизации;

$3m_t$  – затраты на топливо;

$H_t$  – сумма налоговых отчислений в бюджет;

$K_t$  – суммарные капитальные вложения;

$T_p$  – инвестиционный период;

$E$  – ставка дисконтирования;

$\tau$  – год приведения.

- Средний расчётный за период тариф на электроэнергию рассчитывается по следующей формуле:

$$T_{\Sigma} = \frac{\sum_{t=1}^{T_p} (I_t + 3m_t + A_t + \Pi_t) \times (1+E)^{\tau-t}}{\sum_{t=1}^{T_p} \Delta_t \times (1+E)^{\tau-t}} \quad (2),$$

где:

$A_t$  – амортизационные отчисления в год t;

$\Pi_t$  – валовая прибыль в год t;

$\Delta_t$  – полезный отпуск электроэнергии.

Ставка дисконтирования E принята вариантно, в размере 13%, 15% и 17%. Год приведения привязан к году ввода блока в эксплуатацию (2015 г.). Расчётный период принят 30 лет с момента ввода блока.

Результаты расчётов ЧДД и среднего расчётного за рассматриваемый период тарифа приведены в таблице 3.

**Таблица 3 –Показатели коммерческой эффективности проекта**

Показатель	Единица измерения	Значение		
		DR 13%	DR 15%	DR 17%
ЧДД при прогнозном тарифе оптового рынка	млн. руб.	2489,5	-5810,0	-12756,5
Средний за период тариф, обеспечивающий требуемую норму доходности	руб./кВт.ч	3,60	4,04	4,51

Данные таблицы 3 свидетельствуют о коммерческой неэффективности проекта, поскольку ЧДД имеет положительное значение только при ставке 13%, что вряд ли будет приемлемым для инвестора, для которого лучшей будет практически безрисковая альтернатива долгосрочного вложения финансов в банк (например, по ВТБ24 фиксированная ставка на долгосрочный рублёвый вклад – до 12,5%), при которой он гарантированно получит прибыль. При более высоких ставках, подразумевающих вознаграждение за риск, ЧДД будет отрицательным (-5,8 млрд. руб. при 15% и -12,8 млрд. руб. при 17%). Тарифы, обеспечивающие требуемую норму доходности, будут превышать прогнозный тариф на 9% и 21% (при ставках 15% и 17% соответственно).

Оценка возможной экономии топлива по угольным станциям с рассматриваемым типом оборудования на уровне 2009, 2015 и 2020 гг. представлена в таблице 4. Удельный расход условного топлива по данному типу оборудования составляет 276 г у.т./кВт.ч, по традиционному парогазовому оборудованию удельный расход составляет 340 г у.т./кВт.ч (по Берёзовской ГРЭС-1). Цены на топливо приняты по кузнецкому углю.

**Таблица 4 – Объёмы экономии топлива**

Год	Расход топлива за год		Экономия	Для ОЭС Сибири
	При уд. расходе 340 г у.т./кВт.ч	При уд. расходе 276 г у.т./кВт.ч		
	тыс. т у.т.	тыс. т у.т.	тыс. т у.т.	млн. руб.
2015	1414.8	1148.5	266.3	700
2020				852

По данным таблицы 4 следует, что на уровне 2015 г. экономия топлива по одному только энергоблоку могла бы составить по станции в ОЭС Сибири – 700 млн. руб. Для сравнения – это 6,8 % от инвестпрограммы на 2009 г. по ТГК-12 (по данным Инвестиционной программы ОАО РАО «ЕЭС России» от 17.03.08 г., инвестиции по ТГК-12 на 2009 должны составить 10336 млн. руб., без НДС [5]). При эскалации цен на топливо в перспективе, в связи с удорожанием условий добычи, эффект от экономии топлива будет ещё более значителен.

Для рассматриваемого проекта ниже приведена оценка эффективности в случае предоставления льгот по налогу на имущество и налогу на прибыль в размере 50% (т.е. налоговые ставки будут: 1% - по налогу на имущество, 12% - по налогу на прибыль) и финансирования государством 50% капвложений.

При участии государства в проекте, он должен обеспечивать бюджетную эффективность. Показатели бюджетной эффективности рассчитываются на основании определения потока бюджетных средств.

К притокам средств для расчета бюджетной эффективности относятся:

- притоки от налогов, акцизов, пошлин, сборов и отчислений во внебюджетные фонды, установленных действующим законодательством;
- доходы от лицензирования, конкурсов и тендеров на разведку, строительство и эксплуатацию объектов, предусмотренных проектом;
- платежи в погашение кредитов, выданных из соответствующего бюджета участникам проекта;
- платежи в погашение налоговых кредитов (при "налоговых каникулах");
- комиссионные платежи Минфину РФ за сопровождение иностранных кредитов (в доходах федерального бюджета);



- дивиденды по принадлежащим региону или государству акциям и другим ценным бумагам, выпущенным в связи с реализацией ИП.

К оттокам бюджетных средств относятся:

- предоставление бюджетных (в частности, государственных) ресурсов на условиях закрепления в собственности соответствующего органа управления (в частности, в федеральной государственной собственности) части акций акционерного общества, создаваемого для осуществления ИП;

- предоставление бюджетных ресурсов в виде инвестиционного кредита;

- предоставление бюджетных средств на безвозмездной основе (субсидирование);

- бюджетные дотации, связанные с проведением определенной ценовой политики и обеспечением соблюдения определенных социальных приоритетов.

Отдельно рекомендуется учитывать:

- налоговые льготы, отражающиеся в уменьшении поступлений от налогов и сборов. В этом случае оттоков также не возникает, но уменьшаются притоки;

- государственные гарантии займов и инвестиционных рисков. Оттоки при этом отсутствуют. Дополнительным притоком служит плата за гарантии. При оценке эффективности проекта с учетом факторов неопределенности в отток включаются выплаты по гарантиям при наступлении страховых случаев [6].

В качестве выходной формы рекомендуется таблица денежного потока бюджета с определением показателей бюджетной эффективности. Основным показателем бюджетной эффективности является ЧДД бюджета (ЧДДб).

Бюджетная ставка дисконтирования обычно принимается в размере ставки рефинансирования ЦБ (13% - в соответствии с Указанием ЦБ РФ от 28.11.2008 № 2135-У "О размере ставки рефинансирования Банка России").

Данные таблицы 5 свидетельствуют об эффективности участия бюджета в данном проекте, даже с учётом предоставления соответствующих налоговых льгот.

**Таблица 5 – Результаты расчёта бюджетной эффективности**

Показатель	Единица измерения	Значение
		<b>DR 13%</b>
ЧДДб при прогнозном тарифе оптового рынка	млн. руб.	<b>16762,3</b>

В таблице 6 приведены показатели в целом по проекту, с учётом участия государства и предоставления налоговых льгот. При этом в случае 50%-го финансирования проекта государством с нормой доходности 13% и 50%-го финансирования за счёт акционерного капитала компании с требуемой нормой доходности 15% и 17%, в целом по проекту норма доходности будет составлять 13%, 14% и 15% соответственно.

**Таблица 6 – Результаты расчёта показателей эффективности проекта, с учётом участия государства в проекте**

Показатель	Единица измерения	Значение		
		<b>DR 13%</b>	<b>DR 14%*</b>	<b>DR 15%*</b>
ЧДД при прогнозном тарифе оптового рынка	млн. руб.	<b>10011,5</b>	<b>5150,0</b>	<b>754,1</b>
Средний за период тариф, обеспечивающий требуемую норму доходности	руб./кВт.ч	<b>3,31</b>	<b>3,49</b>	<b>3,68</b>

**Примечание:** \* - ставки рассчитаны как:  $DR_{14\%} = 13\% \times 0,5 + 15\% \times 0,5$  (пропорционально доле вложенного капитала), аналогично  $DR_{15\%} = 13\% \times 0,5 + 17\% \times 0,5$ .

При этом и расчётный тариф, который будет обеспечивать инвестору требуемую норму доходности (15%, 17%), будет ниже среднего прогнозного тарифа оптового рынка. В данных условиях проект становится эффективным как для инвестора, так и для экономики страны в целом. При освоении новых технологий, создании типовых проектов и оптовых закупках оборудования может быть достигнут огромный эффект как для производителя, так и для покупателя данного оборудования. В Китае такая политика позволила значительно сократить объёмы капвложений (более 30%), при этом обеспечивая ежегодно ввод десятков миллионов киловатт мощностей [7]. Для данного проекта при снижении капвложений на 27%, он становится эффективным при рассмотренных нормах доходности, без необходимости предоставления каких-либо льгот (Таблица 7).

**Таблица 7 – Результаты расчёта показателей коммерческой эффективности при снижении капвложений**

Показатель	Единица измерения	Значение		
		DR 13%	DR 15%	DR 17%
ЧДД при прогнозном тарифе оптового рынка	млн. руб.	<b>14426,6</b>	<b>6695,9</b>	<b>335,3</b>
Средний за период тариф, обеспечивающий требуемую норму доходности	руб./кВт.ч	<b>3,03</b>	<b>3,35</b>	<b>3,70</b>

### **Выводы**

1. Как показывают расчёты, при принятых уровнях прогнозного тарифа оптового рынка, капиталоемкие проекты по внедрению новых энергоэффективных технологий имеют низкую (даже отрицательную) коммерческую эффективность и высокие риски, что связано с высокими первоначальными вложениями, низкой ликвидностью объектов электроэнергетики, длительными сроками строительства и окупаемости проектов.
2. Внедрение энергоэффективных технологий, с народнохозяйственной точки зрения, может оказать значительный эффект за счёт экономии топлива, тем более на перспективу, с учётом эскалации цен на топливо. В данных условиях, учитывая стратегическую важность отрасли и огромный потенциал энергосбережения (266 тыс. т у. т. в год – только по одному блоку мощностью 660 МВт), необходимо государственное воздействие на субъекты электроэнергетики по координации программ развития энергокомпаний с энергетической политикой государства в целом, разработка мер по стимулированию внедрения энергоэффективных технологий, регулирование и контроль за выполнением инвестиционными программ.
3. Использование государством различных экономических стимулов (льготы по налогам, со-финансирование проектов государством и пр.) для создания условий, при которых инвесторам будет выгодно участвовать в проектах по строительству энергообъектов с

применением прогрессивных технологий, соответствующих государственной энергетической политике, может оказать благоприятное влияние на показатели эффективности проектов. При этом будет обеспечиваться бюджетная эффективность.

4. При освоении новых технологий, создании типовых проектов и оптовых закупках оборудования может быть достигнут огромный эффект (за счёт масштаба производства и типизации проектов) как для производителя, так и для покупателя данного оборудования, что в дальнейшем позволит снизить уровень капиталовложений в подобные проекты.

### **Список литературных источников**

1. Георгий Бовт. Энергопшик: Кризис – на повод расслабляться. «Аргументы и факты» № 15, 2009 г.
2. Виктория Никитина. За три года электричество подорожает в 2 раза. Почему? 07 апреля 09 <http://aif.ru/money/article/25962>
3. Основные показатели уточненного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2009 год (Министерство экономического развития, 25 марта 2009 г.).
4. Сценарные условия развития электроэнергетики Российской Федерации на 2009 – 2020 годы (ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике», 2008 г.).
5. Сводная пятилетняя инвестиционная программа компаний, образованных в результате реформирования Холдинга ОАО РАО «ЕЭС России» на 2008-2012 годы (ОАО РАО «ЕЭС России» 17.03.2008 г.).
6. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (Вторая редакция, исправленная и дополненная) (утв. Минэкономки РФ, Минфином РФ и Госстроем РФ от 21 июня 1999 г. N ВК 477).
7. Кудрявый В.В. Электроэнергетика: требуется разворот к потребителю. «Мировая энергетика» № 1, 2009 г.