

Методические основы оценки эффективности инновационно-инвестиционных проектов в электроэнергетике по критерию минимума среднего расчётного за период тарифа

*Жиденко С.С.,
аспирант ИПКгосслужбы*

В настоящее время, в условиях возрастающей доли устаревшего энергетического оборудования электростанций, актуальна задача обоснования направлений развития генерирующих мощностей. В процессе обоснования вариантов обновления мощностей, необходимо выполнить экономическую оценку предлагаемых проектов с целью их ранжирования по эффективности.

При решении данной задачи важное значение имеет выбор критериев, по которым будут оцениваться и сравниваться варианты обновления объектов электроэнергетики.

Во многих современных методиках ([1],[2],[3]) при обосновании экономической целесообразности того или иного проекта в качестве такого критерия предлагается максимум интегрального эффекта или чистого дисконтированного дохода (ЧДД) и производные от него показатели (внутренняя норма доходности ВНД, индекс доходности ИД, срок окупаемости).

Но при рассмотрении различных инновационно-инвестиционных проектов задача заключается не в том, чтобы любым способом доказать его коммерческую эффективность. В условиях резкого различия показателей себестоимости производства электроэнергии, стоимости сооружения объектов, требований к норме прибыли, режимов работы, темпов роста цен на топливо показатель ЧДД может исказить представление об экономической эффективности проектного решения.

При переходе отрасли к рыночным отношениям, необходима разработка новых подходов к оценке вариантов технических решений в области развития

электроэнергетики, учитывающих интересы одновременно и производителей и потребителей электроэнергии. Одним из таких подходов является выбор вариантов обновления объектов электроэнергетики по критерию минимума среднего расчётного за период тарифа. Такой подход к отбору вариантов - более объективен, так как полностью отвечает современным рыночным отношениям в электроэнергетики (производители должны стремиться к понижению тарифа, т.к. при сбалансированном спросе энергия станции, предлагаемая по высокому тарифу, может быть не востребована). Использование этого критерия также позволит оценить влияние ввода новой мощности на изменение тарифа в целом по энергосистеме.

Проведём сравнительный анализ рассматриваемых критериев на примере двух вариантов строительства энергообъектов: вариант 1 - сооружение в ОЭС Сибири угольной станции с прогрессивным оборудованием, работающем на суперсверхкритических параметрах пара (К-660-300-ССК), и вариант 2 - сооружения станции с традиционным паросиловым оборудованием (К-800-240). Техничко-экономические показатели станций приняты по аналогу с Томь-Усинской ГРЭС (блок 10) и Берёзовской ГРЭС-1 (блок 3) соответственно. Предположим, что оба из вариантов будут обеспечивать одинаковый прирост в электроэнергии и мощности. (4161 млн.кВт.ч и 660 МВт). Исходная информация по вариантам представлена в таблице 1.

Таблица 1- Исходные технико-экономические показатели по вариантам

№ п/п	Показатель	Вариант 1	Вариант 2
1	Мощность станции, МВт	660	800
2	Тип оборудования	К-660-300-ССК	К-800-240
3	Основное топливо	уголь	уголь
4	Капиталовложения, млн.руб.*	26517.7	21996.2
5	Удельные капиталовложения, тыс.руб/кВт	40.2	27.5
6	Расход э/э на собственные нужды, %	3	5

№ п/п	Показатель	Вариант 1	Вариант 2
7	Отпуск электроэнергии с шин (в год), млн.кВт.ч	4161	4161
8	Расход условного топлива, г у.т./кВт.ч	276	340
9	Эксплуатационные издержки, % от капвложений	7.5	8
10	в т.ч. амортизация, % от капвложений	3.5	4
11	Год ввода	2014	2014
12	Срок строительства, лет	5	4

Примечание:

*- по информации инвестпрограммы ТГК-12 и ОГК-4.

Цены на органическое топливо до 2020 г. приняты по данным Агентства по прогнозированию балансов в электроэнергетике. После 2020 г. – цены на топливо (таблица 2) пролонгированы по среднегодовым темпам роста, представленным в «Сценарных условиях развития электроэнергетики 2009-2020гг» (АПБЭ - сентябрь 2008 г.) [4]. Также в таблице 2 приведён прогнозный тариф по ОЭС Сибири (по «Сценарным условиям...») до 2020 г., после 2020 г. в расчёте он пролонгирован по среднему темпу роста за 2012-2020 гг.

Таблица 2 – Прогнозный тариф и цены на уголь* по ОЭС Сибири

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

Примечание: *- по кузнецкому углю

Оценка тарифов проведена только при финансировании проекта за счёт акционерного капитала. Тарифы по всем рассмотренным вариантам были определены в соответствии с действующим налоговым законодательством РФ без учета льгот по налогу на прибыль и налогу на имущество. Поскольку данный расчёт не привязан к условиям конкретного инвестора, внутренняя норма доходности (ВНД) на инвестиции принята в размере 13%, в соответствии с постановлением Правительства РФ от 26.02.04 г. N109, по которому верхний предел нормы прибыли, включаемой в тариф, для регулируемых видов деятельности не должен превышать ставку рефинансирования ЦБ РФ (Указание ЦБ РФ от 28.11.2008 № 2135-У "О размере ставки рефинансирования Банка России").

Суммарный расчётный за период тариф на электроэнергию рассчитывается по следующей формуле:

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

где

$I_t + 3z_t + A_t + \Pi_t = B_t$ - валовая выручка в год t;

I_t – ежегодные эксплуатационные издержки по энергетическим объектам в год t;

A_t – амортизационные отчисления в год t;

$3z_t$ – затраты на топливо в год t;

Π_t – валовая прибыль в год t;

Δ_t – полезный отпуск электроэнергии;

T_p – длительность расчетного периода;

E – ставка дисконтирования;

τ – год приведения.

Величина ЧДД рассчитывается как разность между суммой дисконтированных доходов и суммой дисконтированных расходов:

$$ЧДД = \sum_{t=1}^{T_p} \left(B_t - I_t - 3m_t - H_t - K_t \right) \times (1+E)^{\tau-t} \quad (2),$$

где:

B_t – выручка от реализации электроэнергии;

E_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;

τ – год приведения.

Критериями сравнительной эффективности будут следующие условия:

$$T_{\Sigma} \rightarrow \min \quad (3),$$

или

$$ЧДД \rightarrow \max \quad (4).$$

Эксплуатационные затраты без амортизации рассчитываются как:

$$I_t = \frac{N_{расч.t}}{N_{уст}} \times \frac{u}{100} \times \sum_{t=1}^T K_t \quad (5),$$

где:

$N_{расч.t}$ – располагаемая мощность электростанции в год t;

$N_{уст}$ – установленная мощность электростанции;

u – эксплуатационные затраты в % от капвложений (таблица 1).

Амортизационные отчисления рассчитываются как:

$$A_t = \frac{N_{расч.t}}{N_{уст}} \times \frac{a}{100} \times \sum_{t=1}^T K_t \quad (6),$$

где:

a – амортизация в % от капвложений (таблица 1).

Затраты на топливо рассчитываются по формуле:

$$З_{тt} = Ц_t \times Уд.р. \times Эотп_t \quad (7),$$

где:

$Ц_t$ – цена топлива в текущем году (таблица3);

$Уд.р.$ – удельный расход условного топлива (таблица 1);

$Эотп_t$ - отпуск электроэнергии (таблица 2).

Валовая прибыль учитывается как:

$$\Pi_t = \frac{ВНД}{100} \times \sum_{t=1}^T K_t \quad (8).$$

Налоговые отчисления рассчитываются по следующим формулам:

Налог на имущество:

$$Н_{ит} = \left(\sum_{t=1}^T K_t - \sum_{t=1}^t A_t \right) \times \frac{н_u}{100} \quad (9),$$

$н_u$ – ставка налога на имущество (2%).

Налог на прибыль:

$$Н_{пт} = \Pi_{нт} \times \frac{н_n}{100} \quad (10),$$

$н_n$ – ставка налога на прибыль (24%);

$\Pi_{нт}$ - налогооблагаемая прибыль.

$$Пн_t = Пв_t - Нн_t \quad (11),$$

$Пв_t$ - валовая прибыль.

$$Пв_t = V_t - И_t - A_t - Zm_t \quad (12).$$

Ставка дисконтирования E принята в размере 13%. Год приведения привязан к году ввода блоков в эксплуатацию (2014). Результаты расчёта вариантов по критерию минимума тарифа и по критерию максимума эффекта приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты расчёта вариантов по критерию минимума тарифа и по критерию максимума ЧДД

Показатель	Вариант 1	Вариант 2
Средний расчётный за период тариф (при ВНД 13 %), руб./кВт.ч	$\frac{2.27^*}{100}$	$\frac{2.31}{102}$
ЧДД (при среднем за период прогнозном тарифе 4,19 руб./кВт.ч), млн.руб.	$\frac{10563}{85}$	$\frac{12484}{100}$

Примечание:

*- в числителе абсолютное значение показателя, в знаменателе – в %% по отношению к наилучшему варианту

Из данных таблицы 3 следует, что при экономическом обосновании проектов рассматриваемые критерии приводят к различным результатам. По критерию максимума интегрального эффекта (максимум ЧДД), рассчитанного при прогнозном тарифе, – экономически целесообразным является вариант 2 (с преимуществом 25 %), а по критерию минимума среднего за расчётный период тарифа - вариант 1. В данном случае, у объекта, который имеет более высокие капиталовложения и сроки строительства, по методу ЧДД показатели хуже. Это объясняется тем, что при дисконтировании (приведению к году ввода или начала расчётного периода) основное влияние на эффективность будут оказывать капиталовложения, при этом технические характеристики объекта (расход топлива, затраты на эксплуатацию, на ремонты, стоимость топлива и

т.п.) будут играть незначительную роль. Показатель среднего за расчётный период тарифа позволяет более точно учесть влияние этих параметров.

Выводы

1. Рассмотренная методика выбора оптимального варианта с использованием критерия минимума расчётного за период тарифа даёт результаты, не всегда совпадающие с результатами, полученными по критерию максимума эффекта. Данная методика позволяет объективно сравнить проекты обновления энерго мощностей, учитывая их индивидуальные особенности, а также даёт возможность государству контролировать приемлемость уровней расчётных тарифов для потребителей и в случае их значительного превышения принимать соответствующие социальные меры, что позволит повысить социальную и экономическую направленность тарифов.
2. Сравнение вариантов по критерию минимума тарифа, позволит принять решение о реализации того или иного инновационно-инвестиционного проекта, которое при обеспечении необходимых требований к эффективности, не будет допускать необоснованного повышения тарифов для потребителей, что особенно актуально в условиях финансового кризиса и соответствует основным приоритетам государственных антикризисных мер (первым из которых является социальная защита граждан, вторым - сохранение промышленного и технологического потенциала экономики).
3. Прогнозный тариф является недостаточно достоверным, поскольку экономическая ситуация меняется достаточно быстро и он не всегда может учесть изменение цен на топливо, темпов инфляции, требований к норме доходности, ставок по кредитам, налоговых ставок и прочих параметров, которые принимались при его оценке. Поэтому показатели, рассчитанные по данному тарифу могут давать искаженное

представление об эффективности объекта, в том случае, если исходная база расчётов не совпадает.

4. После отбора вариантов по рекомендуемому критерию, при дальнейшей проработке проекта, использование показателя ЧДД всё равно необходимо при обосновании коммерческой эффективности. Основой для принятия решения о целесообразности реализации проекта должна быть совокупность показателей и ряд их ожидаемых значений, связанный с изменениями того или иного параметра (необходимо учитывать риски проекта – проводить анализ чувствительности тарифа к изменению цен на топливо, уровню и структуре капиталовложений, спроса на электроэнергию, ставки дисконтирования, налоговых ставок (учёт налоговых льгот)).
5. Также необходимо учитывать какую зону в графике электрической нагрузке может покрывать объект – от этого будет зависеть годовая выработка и режим эксплуатации станции, а соответственно и тариф, поэтому при оценках следует ввести необходимую классификацию.

Список литературы

1. 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).
2. Колл. Авторы под ред. А.Н. Раппопорта. Практические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике (с типовыми примерами). Книга 1. Методические особенности оценки эффективности проектов в электроэнергетике/ НЦПИ. М., 1999. 222 с.
3. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем (СО 153-32.20.118-2003). Серия 17. Выпуск 19/ Колл. Авт. – М.: Федеральное государственное унитарное предприятие «Научно-технический центр по безопасности в промышленности», 2006. – 56 с.
4. Сценарные условия развития электроэнергетики Российской Федерации на 2009 – 2020 годы (ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике», 2008 г.)
5. Филатов А.И. Экономическое сравнение вариантов развития и обновления объектов электроэнергетики по принципу минимума тарифов на энергию в условиях их регулирования. Электрические станции, 1997, № 9