

МОДЕЛИРОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ВЕЛИЧИНЫ ТАРИФОВ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ НА ИНВЕСТИЦИОННЫЕ РЕСУРСЫ И РАЗВИТИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

MODELING THE EFFECT OF THE VALUE OF THE ELECTRICITY RATES FOR INVESTMENT RESOURCES AND THE DEVELOPMENT OF POWER INDUSTRY

Аннотация. Рассматриваются два возможных сценария развития электроэнергетики России и оценивается степень влияния величины тарифов на инвестиционные ресурсы и возможное развитие энергетической отрасли.

Ключевые слова: электростанции, системы, экспорт, эффективность, цены, неопределенность.

Abstract. Consider two possible scenarios of development of power industry of Russia t assesses the degree of impact of tariffs on the investment resources and the possible development of the energy sector.

Keywords: power system, export, efficiency, price, uncertainty.

Рассматриваются два крайних сценария (варианта) развития экономики и электроэнергетики из представленных в Энергетической стратегии России до 2030 г. и в других прогнозных исследованиях. Сценарий 1 (минимальный) предполагает развитие экономики России со среднегодовыми темпами не более 4,5 %, а производства электроэнергии – не более 1,9 %. В сценарии 2 (максимальном) темпы прироста ВВП увеличиваются до 5,5-6 %, а темпы производства электроэнергии – до 3-3,2 % [1].

В обоих сценариях предполагается, что из-за жесткого дефицита инвестиционных ресурсов основными направлениями инвестирования будут мало-затратные мероприятия, в том числе: продление срока эксплуатации действующих ГЭС, АЭС и значительного количества ТЭС (около 50 млн. кВт) с заменой основных узлов и деталей; достройка объектов, находящихся в высокой степени готовности; техническое перевооружение и реконструкция ТЭС, достигших предельного срока службы с заменой оборудования на аналогичное новое.

Для расчетов использовалась разработанная имитационная модель ИН-ТАР (ИНвестиции-ТАРифы), предназначенная для определения требуемой динамики среднегодовых тарифов на электроэнергию для обеспечения заданных вариантов развития электроэнергетики на уровне страны, отдельных регионов или энергетических компаний. При этом учитываются изменения: условий эксплуатации (цены на топливо, нормы амортизации и т.д.), технико-

экономических показателей рассматриваемых типов электростанций, налогов, условий кредитования, сроков строительства и т.д. [2].

В модели для каждого года рассматриваемого периода последовательно определяются:

- дефицит генерирующих мощностей с учетом ожидаемого изменения их загрузки и предполагаемого выбытия устаревшего оборудования;
- требуемые капиталовложения на продление срока эксплуатации, модернизацию, достройку и ввод новых генерирующих мощностей;
- себестоимость электроэнергии на существующих и новых электростанциях;
- располагаемые собственные инвестиционные ресурсы (амортизационные отчисления и часть прибыли);
- требуемые заемные средства и условия их возврата;
- выплата налогов;
- требуемые тарифы на производство электроэнергии на существующих и новых электростанциях.

Далее определяются денежные потоки (расходы и доходы) и показатели эффективности капиталовложений (чистый доход, индекс доходности). Если значения этих показателей не удовлетворяют требуемым, то динамика тарифов корректируется. В ходе расчетов также корректируется значение числа часов использования установленной мощности.

Модель ИНТАР позволяет приближенно решать и задачу, обратную основной, - влияние регулирования величины тарифов на развитие электроэнергетики при заданных условиях.

Расчеты на модели проводятся на перспективу до 20-30 лет отдельно для АЭС, ГЭС, ТЭС на угле и на газе. При этом себестоимость и тарифы определяются для существующих, реконструируемых и новых электростанций, а затем усредняются.

Тарифы в модели строятся на принципах цен самокупаемости (самофинансирования) – минимальной цены предложения производителя. Для действующего объекта такая цена должна обеспечивать покрытие ежегодных издержек, уплату налогов и минимальную прибыль для нормального функционирования. Для нового объекта или развивающейся компании цена самокупаемости должна также включать инвестиционную составляющую. Последняя должна обеспечить за счет прибыли в течение рассматриваемого периода (за срок службы объекта или за более короткое время) возврат заемных средств на капиталовложения и получение приемлемой среднегодовой прибыли на вложенный капитал (не ниже, чем обеспечивают депозиты в банке).

Предполагаемое в обоих сценариях развитие электроэнергетики до 2030 года требует ввести в эксплуатацию, реконструировать и технически перевооружить от 142 до 203 млн. кВт, в том числе 104-144 млн. кВт на КЭС и ТЭЦ, 18-

25 млн. кВт на ГЭС и 20-35 млн. кВт на АЭС. Для этого необходимо инвестировать до 2030 г. не менее 113-185 млрд. дол. (таблица 1).

В рассматриваемой перспективе ожидается заметный рост себестоимости производства электроэнергии, особенно в ближайшие 10 лет (таблица 2). На ТЭС он объясняется в основном удорожанием топлива (особенно газа и мазута), на ГЭС – резким повышением налога на воду, а на АЭС – увеличением доли амортизации. Рост цен на топливо будет частично компенсироваться снижением его удельных расходов на производство электроэнергии: на угольных ТЭС на 14-18 % за 20 лет, а на газомазутных ТЭС – на 18-25 %. Более высокие цифры относятся к сценарию 2 с более значительной долей новых генерирующих мощностей (включая высоко эффективные парогазовые и газотурбинные установки).

Таблица 1

Требуемые капиталовложения в генерирующие мощности,
млрд. дол.

	Сценарий 1		Сценарий 2	
	2011-2020 гг.	2021-2030 гг.	2011-2020 гг.	2021-2030 гг.
ТЭС – всего	16,1	67,5	29,8	96
в т.ч. продление срока службы	2,4	-	2,4	-
реконструкция	8,2	17,5	9,9	17,5
достройка и новое строительство	5,6	50	17,5	78,5
ГЭС – всего	3,4	10,8	5,3	1,5
в т.ч. продление срока службы	0,4	-	0,4	-
реконструкция	0,5	2,1	1,1	2,5
достройка и новое строительство	2,5	8,7	3,8	15
АЭС – всего	4,2	10,9	7,4	30
в т.ч. продление срока службы	1,3	-	1,3	-
реконструкция	1,1	3,2	1,5	4
достройка и новое строительство	1,8	7,7	4,6	26
Итого	23,7	89,1	42,5	143,5

Согласно расчетам в среднем по России тарифы на производство электроэнергии (цены самокупаемости) в период 2012-2030 гг. должны вырасти примерно в 3 раза по минимальному сценарию и почти в 4 раза по максимальному. При этом наиболее значительным будет рост тарифов на ТЭС (таблица 2).

Рост тарифов значительно опережает рост себестоимости из-за увеличения в них доли инвестиционной составляющей (таблица 3).

В рассматриваемый период соотношение темпов роста тарифов и производства электроэнергии в среднем по ЕЭС России должно быть порядка 2,4 - 3,7 %. Однако это соотношение не одинаково для разных станций. Быстрее растут тарифы при увеличении темпов производства электроэнергии на наиболее капиталоемких ГЭС и АЭС.

Следует отметить, что приведенные выше количественные оценки относятся к средним тарифам. Они предполагают, что собственные инвестиционные ресурсы формируются за счет амортизации и инвестируемой прибыли всех электростанций данного типа. Если же выделить существующие и новые генерирующие мощности в отдельные группы и рассматривать их как независимые энергетические компании, то требуемые для нормального функционирования и развития этих компаний тарифы будут существенно отличаться от средних, особенно в ближайшие годы (таблица 4).

Таблица 2

Расчетная динамика стоимости производства электроэнергии,
цент/кВт·ч *

Станции	2010 г.	2020 г.		2030 г.	
		Сценарий 1	Сценарий 2	Сценарий 1	Сценарий 2
С е б е с т о и м о с т ь					
ТЭС угольные	1,3	2,2	2,3	2,45	2,6
ТЭС газовые	1,0	2,8	2,9	3,2	3,4
ГЭС	0,7	1,5	1,55	1,3	1,55
АЭС	1,4	1,5	1,6	1,7	2,2
ЕЭС России	1,1	2,1	2,4	2,4	2,7
Т а р и ф ы					
ТЭС угольные	1,5	3,2	4,3	6,9	7,5
ТЭС газовые	1,2	3,6	3,9	5,8	6,4
ГЭС	0,9	2,0	2,35	3,3	4,5
АЭС	1,6	2,1	2,55	3,4	5,4
ЕЭС России	1,25	3,0	3,5	5,2	6,2

* В среднем по данному типу электростанций на отпущенный кВт·ч (без учета инфляции)

Таблица 3

Доля в тарифе инвестиционной составляющей, % *

	Г о д ы			
	2015	2020	2025	2030
ТЭС угольные	5-10	19-27,5	37-41,5	47,5-49
ТЭС газовые	4,5-10	11,5-19	24-30	31-35
ГЭС	8,5-9,5	14-21	30-37	43-47
АЭС	5-13,5	17-26	23-37	36-45,5

* Первые цифры относятся к сценарию 1, а вторые – к сценарию 2.

Если средний тариф по ЕЭС в 2030 г. по минимальному сценарию может увеличиться до 5,2 цент/кВт·ч, а по максимальному сценарию до 6,2 цент/кВт·ч, то средневзвешенный тариф на новых электростанциях может достигать соответственно до 6,6 и 7,8 цент/кВт·ч.

Значения требуемых для успешного развития электроэнергетики тарифов зависят не только от темпов ее роста, но и от многих других факторов, определяющих как затраты на производство электроэнергии, так и инвестиционный климат. О степени этой зависимости дают представление результаты расчетов, отраженные для условий 2010-2020 гг. в таблице 5.

Таблица 4

Отклонение тарифов на существующих и новых электростанциях от средних (сценарий 2), %

Тип станций	Существующие ЭС		Новые ЭС	
	2020 г.	2030 г.	2020 г.	2030 г.
ТЭС на угле	52	33	165	103
ТЭС на газе	78	55	191	124
ГЭС	68	28	289	200
АЭС	69	43	185	128

Приведенные количественные оценки являются ориентировочными. Реальные значения тарифов могут оказаться несколько иными из-за неизбежной погрешности использованных в расчетах исходных данных и некоторых не учтенных факторов (в том числе государственного регулирования). Однако приведенный анализ позволяет выявить некоторые тенденции и закономерности в ожидаемой динамике тарифов (цен самокупаемости производителей электроэнергии):

1. Даже при политике минимизации капитальных затрат за счет продления срока службы и модернизации оборудования и при минимальных темпах роста потребностей в электроэнергии в развитие генерирующих мощностей в ближайшие 15-20 лет надо вложить не менее 110 млрд. дол., а это делает не-

избежным резкое увеличение инвестиционной составляющей в тарифах и их значительный рост.

2. Темпы прироста средних по ЕЭС России тарифов должны быть выше темпов производства электроэнергии ориентировочно в 3,5-3,7 раза в ближайшие 10 лет и в 1,8-3 раза в следующем десятилетии.

3. Требуемый рост тарифов и их реакция на темпы производства электроэнергии заметно различаются для разных типов электростанций и зависят как от капиталоемкости, так и от стоимости топлива. Наиболее значительное увеличение средних тарифов ожидается на ТЭС, (до 6,5-7,5 цент/кВт·ч к 2030 г. по максимальному сценарию). Они будут на 50-60 % выше тарифов на ГЭС и АЭС по минимальному сценарию и на 30-40 % по максимальному. Различие в средних тарифах нивелируется для новых электростанций. В максимальном сценарии цены самокупаемости на АЭС в 2030 г. лишь на 10-13 % ниже, чем на ТЭС, а на ГЭС даже их превосходят.

Таблица 5

Возможное снижение тарифов под влиянием отдельных факторов, %

Факторы	Изменение	ТЭС на угле	ТЭС на газе	ГЭС	АЭС
Капиталоемкость новых мощностей	Снижение на 10 %	5,4-6,4	3,7-4	5,7-6,5	6,3-7,4
Число часов использования установленной мощности	Повышение на 10 %	7-8	7-8	25-30	14-17
Цена топлива (на ТЭС и АЭС) и налог на воду (на ГЭС)	Снижение на 20 %	4-6	8-10	2-4	3-5
Налог на инвестируемую прибыль	Снижение с 24 до 12 %	5-6	3-4	5-6	5-6
Проценты за кредит	Снижение с 15 до 7 %	1-2	1-2	1-2	1-2

ЛИТЕРАТУРА

1. Воропай Н.И., Труфанов В.В. Математическое моделирование развития электроэнергетических систем в современных условиях // Электричество. – 2000. - № 10.

2. Кононов Д.Ю., Кононов Ю.Д. Зависимость динамики тарифов на электроэнергию от развития электроэнергетики // Теплоэнергетика. - 2004. - № 1.