

ПРОБЛЕМЫ ПРИВЛЕЧЕНИЯ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО ТЕПЛОВОЙ ГЕНЕРАЦИИ

Веретенников А.С., Юрченко И.О., Курков С.П.

Научный руководитель: Шурупов В.В.

Кузбасский государственный технический университет, г. Кемерово

В 1992 году произошел активный переход к рыночной системе экономики с помощью приватизации, в энергетике данный переход оправдали привлечением частных инвестиций для строительства электростанций. В данной статье произведем расчет показывающий, что в условиях конкурентного рынка, строительство электростанций для частных инвесторов непривлекательны.

Для расчетов возьмем данные о стоимости постройки третьего блока Харанорской ГРЭС мощностью 215 МВт – 11,6 млрд.руб. (в ценах 2012 года) [1]. (Блок работает на угле). Все данные приводим из расчета стоимости строительства 1 МВт. Предположим, что инвестор берет в банке кредит для строительства 1 МВт мощности – 53,9 млн. руб. при курсе доллара в 31 руб. (по курсу декабря 2012 года) – \$1,7 млн. Примем средний срок строительства 5 лет, процент по кредиту – 14% [2], срок окупаемости – 5 лет. (Строительство – 5 лет + 5 лет возврата кредита). Коэффициент загрузки генерации – 0,8. (В примере расчетов, приняты условия приближенные к идеальным, предоставление кредита на длительный срок, высокий коэффициент загрузки генераторов и др.) После окончания строительства наступает период возврата инвестиций. В цену электроэнергии, выдаваемую электростанцией, инвестор должен будет включать составляющую, из которой формируется средства для погашения кредита, потраченного на строительство.

Произведем расчет инвестиционной составляющей для каждого выданного в сеть 1 МВт.ч для того, чтобы окупить вложенные средства.

Для постройки электростанции инвестор должен брать в банке в начале каждого года 1/5 от всей суммы необходимой для постройки, т.е. по \$348 тыс. Годовые проценты банка составят – \$49 000 в год. Через 5 лет, т.е. после окончания строительства, инвестор будет должен банку \$2,6 млн, принимая, что курс доллара не менялся. Для расчетов с заемщиками, банки используют т.н. аннуитетные платежи. Аннуитетный платеж – платеж для погашения кредита равными долями в течение всего срока займа. Для погашения всей задолженности в течении 5 лет, инвестор должен будет ежегодно отдавать банку \$764 тыс. (23,6 млн. руб). Если инвестор заключит т.н. договор «предоставления мощности» (ДПМ), то электростанция, после включения в сеть, будет получать от рынка плату за мощность.

Примем, что инвестор заключил с рынком договор поставки мощности (ДПМ), с оплатой мощности по цене (КОМ 2016 по ОЭС Сибири) – 189 тыс. руб/МВт в месяц, годовая стоимость оплаты за мощность ~ 2,3 млн. руб. Оставшуюся сумму необходимо получить от продажи электроэнергии на оптовом рынке, выработанной генератором. Для получения на рынке 21,4 млн. руб за год, в цене электроэнергии поставленной на оптовый рынок, должна быть заложена сумма в 3055 руб за МВтч при среднем за год коэффициенте загрузки генератора 0,8, (инвестиционная составляющая) для возврата кредита в банк. Кроме инвестиционной составляющей, ценовая заявка должна учитывать себестоимость производства и прибыль инвестора. Поэтому, ценовая заявка не может быть менее 3500 руб/МВт.ч. В настоящее время, цена электроэнергии на оптовом рынке ОЭС Сибири составляет порядка 750 руб/МВт.ч.

При сегодняшних правилах оптового рынка, электростанция с ценовой заявкой в 3500 руб/МВт.ч не будет включена в график и соответственно инвесторы не смогут вернуть средства, потраченные на строительство.

Разумеется, прежде чем вкладывать немалые деньги в строительство электростанций инвесторы просчитывают возможность возврата затраченных денег и получения прибыли. Повышение цены на оптовом рынке электроэнергии до уровня в 3500 руб/МВт.ч невозможно даже в условиях дефицита мощности. Исходя из вышеизложенного, можно сделать вывод, что строительства электростанций, за счет частных инвестиций, не возможно.

Существует два основных источника финансирования строительства электростанций – бюджетные средства государства и получение средств на ОРЭМ (включение инвестиционной добавки в цену на электроэнергию). Исходя из стоимости постройки 1 МВт мощности для строительства новой генерации (ТЭС на угольном топливе) в 1% в год от потребления ОЭС Сибири, потребуются, ориентировочно, 15,3 млрд. руб в год.

Рассмотрим вариант формирования инвестиций для строительства новой генерации путем включения инвестиционной составляющей в цену электроэнергии для покупателей. Если необходимый объем денег для строительства 1 МВт новой генерации в год, собирать со 100 МВт покупателей, то инвестиционная составляющая в цене этих покупателей составит 61 руб/МВт.ч. Другими словами, для строительства ежегодно генерации в объеме 1 % от потребления, необходимо к цене электроэнергии для покупателей на оптовом рынке добавлять 61 руб/МВт.ч.

Модель рынка, в которой решается задача формирования инвестиционной составляющей в тарифах всех покупателей называется «Единый покупатель». [3, 4]. Финансирование строительства новых электростанций в данной модели происходит из текущих платежей на оптовом рынке за электроэнергию, что дает возможность постройки новых генераций без банковских кредитов. Некая организация, назовем ее «Закупочное агентство», покупает электроэнергию у всех Поставщиков и за расчетный период формирует средневзвешенную цену поставок электроэнергии Поставщиками. Расчетный период может быть любым (час, сутки, месяц). Для получения средств для финансирования новых электростанций цена электроэнергии для покупателей должна включать в себя сумму средневзвешенной цены поставщиков и инвестиционной составляющей.

Возможности снижения цен на электроэнергию на оптовом рынке для покупателей

Наиболее эффективным способом снижения цен для покупателей ОЭС Сибири – является оплата выработки ГЭС по тарифам ФСТ (В настоящее время функцию установления регулируемых тарифов выполняет Федеральная антимонопольная служба – ФАС). При сегодняшних правилах оптового рынка гидроэлектростанциям оплачивают выданную электроэнергию по тем же ценам, как и тепловым электростанциям – ценам, сложившимся на оптовом рынке («рынке на сутки вперед» (PCB) и «балансирующем рынке» (БР)).

Структура расходов на производство электроэнергии на ГЭС определяется следующим образом: амортизационные отчисления, зарплата, налог на продажу электроэнергии, водный налог, затраты на ремонт оборудования, эксплуатационные расходы, определенная норма прибыли. Эти расходы учитываются при расчетах тарифов ФСТ для ГЭС. В Сибири тарифы ФСТ для ГЭС в 2016 году составляют порядка 20 руб/МВт.ч. Цена электроэнергии на рынке «на сутки вперед» в ОЭС Сибири в настоящее время находится в пределах 700 – 750 руб./МВт.ч. Стоимость поставок на оптовой рынке от тепловых и гидроэлектростанций на одном уровне, несмотря на большую разницу в себестоимости производства электроэнергии.

Поскольку доля ГЭС в ОЭС Сибири составляет от трети до половины общей выработки (в зависимости от сезона), то при оплате ГЭС по тарифам ФСТ, цена электроэнергии для Покупателей уменьшается в ОЭС Сибири в среднем на 35-40% в год.

Проведенные расчеты показали, что можно добиться уменьшения цены на электроэнергию для покупателей ОРЭ на 10 % при замене маржинального ценообразования на средневзвешенную стоимость поставки.

Вывод

1. При действующей в ЕЭС России модели оптового рынка электроэнергии затруднено строительство новых генераций. Без привлечения бюджетных средств государства невозможно привлечь частных инвесторов в сферу энергетики.
2. Одним из вариантов решения проблемы, без привлечения бюджетных средств, может служить введение «инвестиционной» добавки к цене всех покупателей.

ЛИТЕРАТУРА

1. [интернет ресурс] «РИА Новости» <http://vspress.ru/tretij-blok-xaranorskoy-gres-gotovyat-k-rabote/>
2. [интернет ресурс] <http://www.klerk.ru/bank/articles/73366/>
3. Шурупов В.В. О некоторых проблемах конкурентного оптового рынка электроэнергии (на основании анализа работы рынка во второй ценовой зоне)// Энергорынок октябрь 2013
4. Беляев Л.С, Шурупов В.В. Сравнительный анализ моделей оптового рынка электроэнергии// Энергоэксперт 2008 № 7