

ПЕРСПЕКТИВЫ ПОВЫШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

© 2014 г. А. А. Гибадуллин

Финансовый университет при Правительстве Российской Федерации, г. Москва

В статье рассматривается электроэнергетика после реформирования. Интегральной методикой оценки устойчивости анализируется показатель технологической устойчивости. В конце статьи, на основе большого статистического материала, доказывается перспектива развития малой генерации в России.

Ключевые слова: электроэнергетика; показатель; устойчивость; тариф; электростанция.

In the article author presents the analysis of the power industry's conditions after the reform of the branch. The integrated sustainability assessment methodology is used to study the indicators of technological sustainability. As a resume, based on a large statistics material, author presents an original prospect for small and decentralized power generation in Russia.

Key words: power industry; indicator; stability; rate; power plant.

Электроэнергетика является одной из базовых отраслей экономики Российской Федерации. Надежное и эффективное функционирование электроэнергетики, бесперебойное снабжение потребителей — основа поступательного развития экономики страны.

До реформирования электроэнергетики в стране существовало вертикально-интегрированное управление Единой энергетической системой с общим диспетчерским управлением, единой электрической сетью, централизованным управлением региональными АО-энерго, АО-электростанциями в форме холдинга. Все предприятия электроэнергетики были под управлением государства.

Толчком к реформе в электроэнергетике явилось: нехватка инвестиций, снижение надежности электроснабжения, ухудшение показателей устойчивости. В качестве основы реформирования электроэнергетической отрасли была принята концепция ее глубокой реструктуризации с разделением всех видов деятельности на естественно-монопольные (передача электроэнергии, оперативно-диспетчерское управление) и конкурентные (ге-

нерация, сбыт, ремонтное обслуживание, непрофильные виды деятельности) [1].

В 2008 году, в Российской Федерации, завершился этап реформирования электроэнергетики, в результате чего, отрасль разделилась на 4 составляющие части — это генерация, распределение, передача и сбыт электрической энергии, и на рынок вышли энергетические компании, которые не связаны между собой и являются конкурентами.

На сегодняшний день в электроэнергетике образовались 6 оптово-генерирующих компаний, 16 территориально-генерирующих компаний, Русгидро, Росатом, Генерирующая компания Республики Татарстан, Федеральная сетевая компания, Межрегиональная сетевая компания и другие компании, которые являются независимыми друг от друга и получают за свои услуги денежные средства, входящие в состав тарифа на электроэнергию [4].

Реформирование отрасли не привело к ожидаемым результатам, а наоборот, подвергло отрасль существенному экономическому и техническому спаду. Инвестиции

в отрасль существенно упали, а износ основных производственных фондов существенно вырос и достигает значений от 40% до 70%.

Проведем интегральную оценку технологической устойчивости следующих генерирующих компаний: Генерирующая компания Республики Татарстан, ТГК-11 и ОГК-6, которые производят электроэнергию на всей территории Российской Федерации.

Генерирующая компания Республики Татарстан создано в соответствии с «Основными направлениями реформирования электроэнергетики России», и сегодня компания объединяет большинство электростанций Татарстана. Установленная электрическая мощность — 4995 МВт. В состав Генерирующей компании Республики Татарстан входят: Казанская ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2, Заинская ГРЭС, Набережночелнинская ТЭЦ, Елабужская ТЭЦ и Нижнекамская ГЭС.

ТГК-11 была учреждена по распоряжению председателя Правления ОАО РАО «ЕЭС России» А.Б. Чубайса 1 июля 2005 года. Установленная электрическая мощность составляет 4377 МВт. В состав ТГК-11 входят электростанции Томской и Омской областей.

ОГК-6 было учреждено распоряжением ОАО РАО «ЕЭС России» от 16 марта 2005 года в рамках реформирования электроэнергетической отрасли. Общая установленная мощность станций ОАО «ОГК-6» составляет 9162 МВт. В состав ОГК-6 входят: Рязанская ГРЭС, Новочеркасская ГРЭС, Каширская ГРЭС, Красноярская ГРЭС-2, Череповецкая ГРЭС.

Интегральную оценку технологической устойчивости генерирующих компаний будем проводить при помощи коэффициента выбытия, износа, обновления и годности основных средств.

Коэффициент выбытия основных средств $K_{\text{вос}}$ показывает, какая доля основных средств, имевшихся к началу отчетного периода, выбыла за отчетный период из-за ветхости и износа:

$$K_{\text{вос}} = \frac{OC_B}{OC_{\text{нг}}},$$

где OC_B — стоимость выбывших основных средств, тыс. руб.; $OC_{\text{нг}}$ — стоимость основных средств на начало года, тыс. руб.

Коэффициент обновления основных средств $K_{\text{оос}}$ показывает, какую часть от имеющихся на конец отчетного периода основных средств составляют новые основные средства:

$$K_{\text{оос}} = \frac{OC_H}{OC_{\text{кг}}},$$

где OC_H — стоимость новых основных средств, тыс. руб.; $OC_{\text{кг}}$ — стоимость основных средств на конец года, тыс. руб.

Коэффициент износа основных средств $K_{\text{иос}}$ показывает, насколько амортизированы основные средства:

$$K_{\text{иос}} = \frac{A}{OC_{\text{п}}},$$

где A — амортизация, тыс. руб.; $OC_{\text{п}}$ — первоначальная стоимость основных средств, тыс. руб.

Коэффициент годности основных средств $K_{\text{гос}}$ показывает, какую долю составляет их остаточная стоимость от первоначальной стоимости за определенный период:

$$K_{\text{гос}} = \frac{OC_{\text{п}} - A}{OC_{\text{п}}}.$$

Интегральный показатель технологической устойчивости представим в виде следующей формулы:

$$ИП_{\text{т.у.}} = \sqrt[4]{K_{\text{вос}} \cdot K_{\text{оос}} \cdot K_{\text{иос}} \cdot K_{\text{гос}}}.$$

Разработанная методика интегральной оценки устойчивости производственного комплекса электроэнергетики отразит общую тенденцию повышения или понижения показателя технологической устойчивости.

Коэффициент выбытия основных средств (рис. 1) имеет различные значения от 0 до 0,16, можно сделать вывод, что у всех генерирующих компаний срок службы увеличен до максимальных значений.

Согласно графику (рис. 2), коэффициент износа основных средств имеет тенденцию к увеличению и отражает увеличивающийся износ основных средств.

По представленному графику (рис. 3) следует, что коэффициент обновления основных средств находится в пределах 0,046 до 0,24, данный коэффициент на всем промежутке рассматриваемого периода существен-

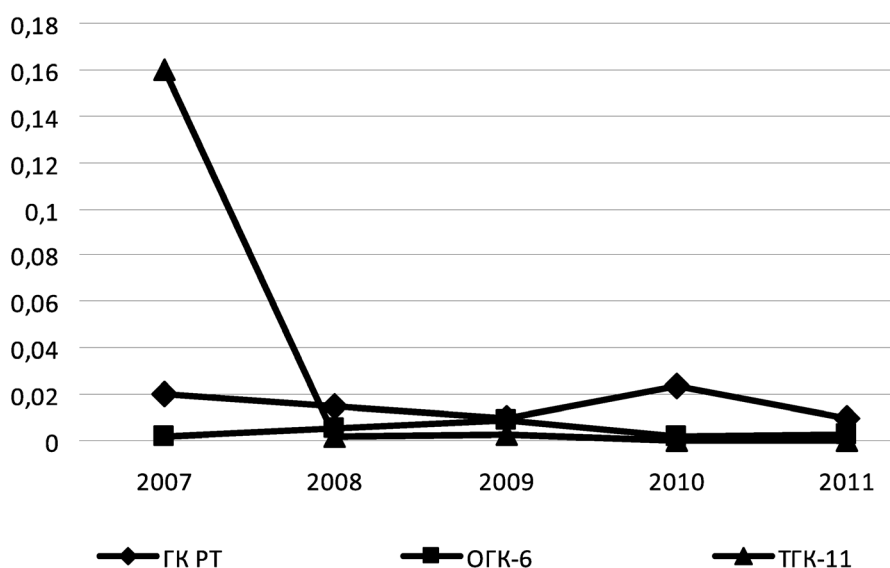


Рис. 1. Коэффициент выбытия основных средств

но снижается, вместо повышения, и отражает уменьшение обновления основных средств.

Из представленного графика (рис. 4) видно, что коэффициент годности основных средств находится в пределах допустимого значения, то есть не менее 0,5, однако он имеет тенденцию к уменьшению и отражает сокращение годности основных средств.

Таким образом, у генерирующих компаний износ основных средств имеет тенденцию к увеличению, несмотря на это, коэффициент выбытия основных средств вместо увеличения — уменьшается. Интегральный

показатель технологической устойчивости на всем рассматриваемом периоде имеет тенденцию к уменьшению.

С 1 января 2011 года электрическая энергия в полном объеме поставляется по свободным (нерегулируемым) ценам, но это не касается населения, которое по-прежнему получает электрическую энергию по регулируемым тарифам [3].

Тариф за электроэнергию складывается из следующих составляющих: сумма оптовой цены электроэнергии, услуги передачи по магистральным сетям, услуги транспор-

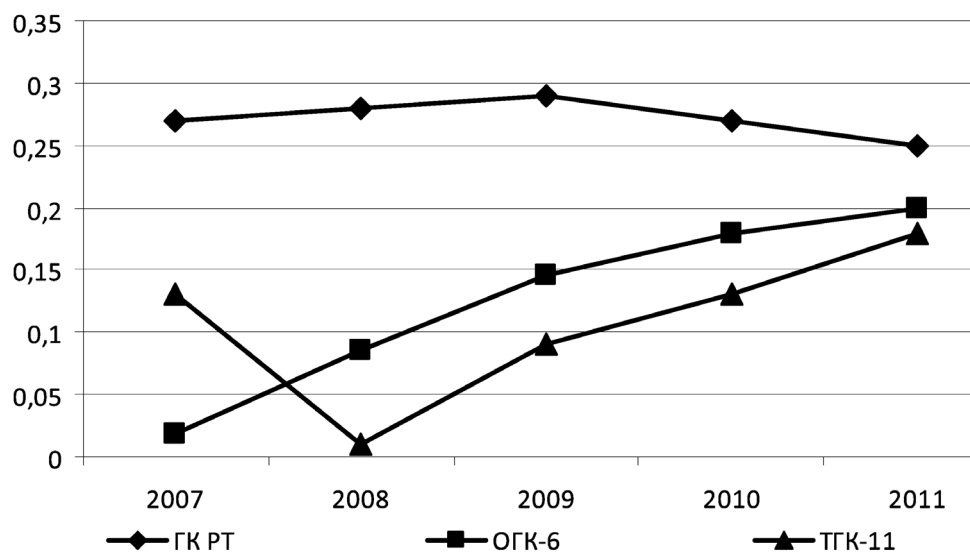


Рис. 2. Коэффициент износа основных средств

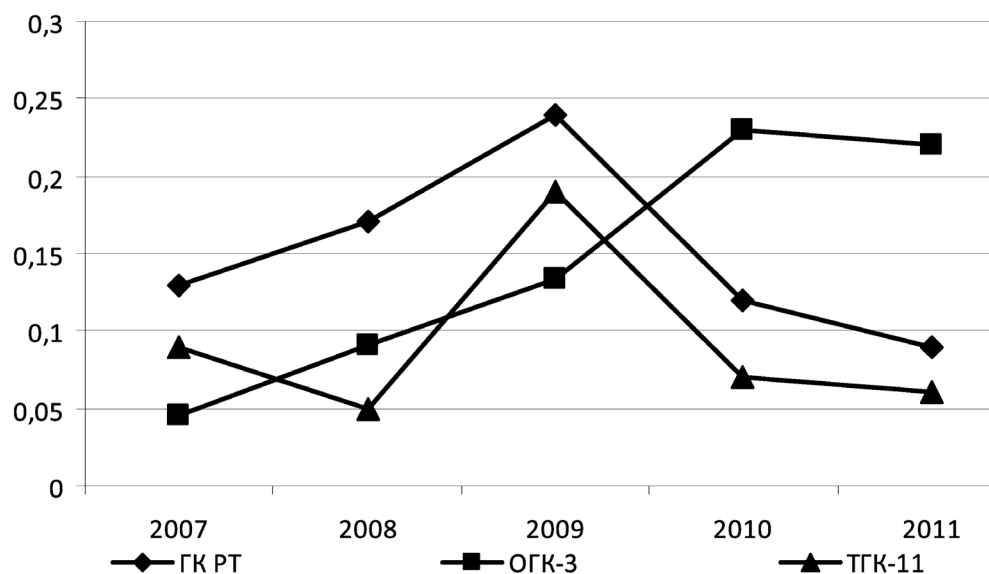


Рис. 3. Коэффициент обновления основных средств

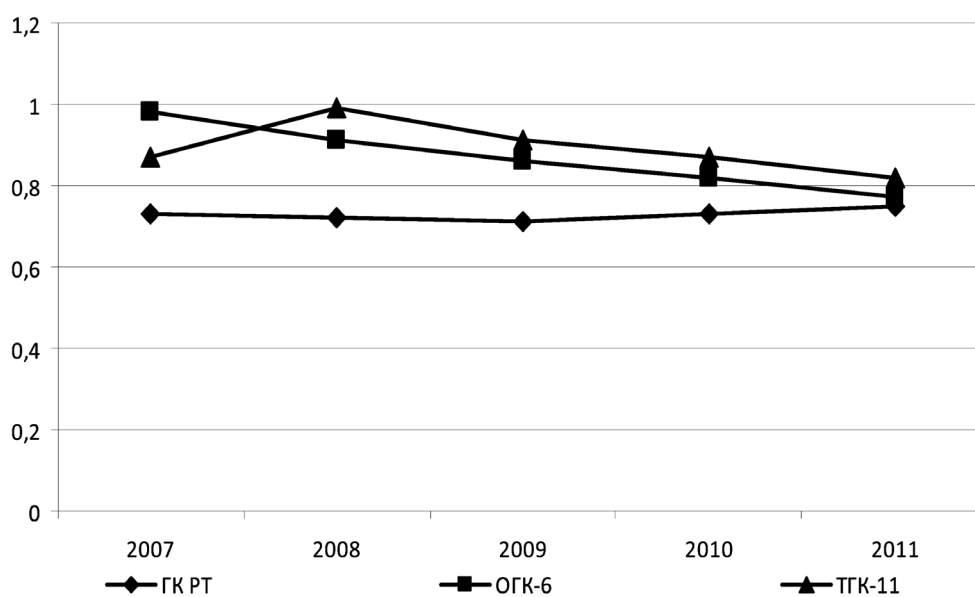


Рис. 4. Коэффициент годности основных средств

Таблица 1

Тариф на электрическую энергию

Наименование	2010	2011	2012	2013
Российская Федерация	2,09	2,29	2,46	2,72
США	2,13	2	2,06	2,1
Великобритания	3,81	3,77	3,83	3,85
Германия	3,7	3,61	3,66	3,72
Финляндия	2,68	2,75	2,79	2,83
Франция	2,76	2,95	3,01	3,08

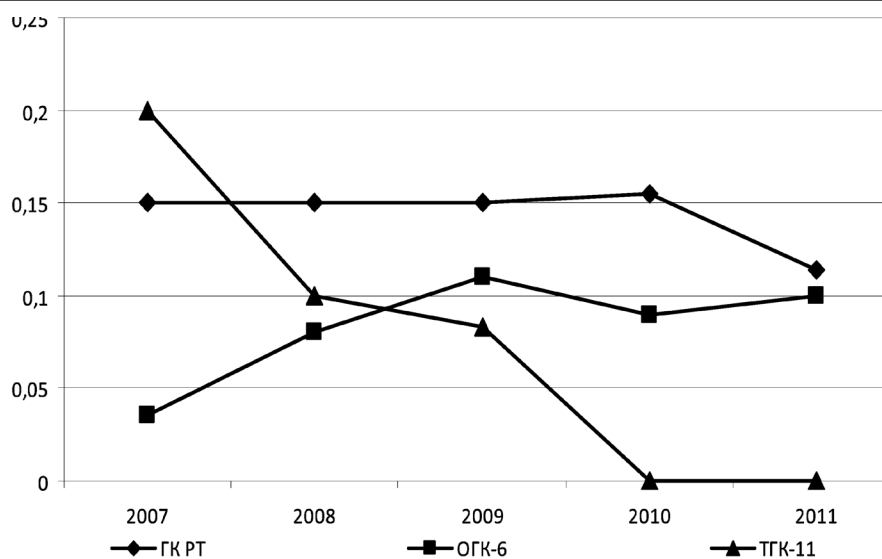


Рис. 5. Интегральный показатель технологической устойчивости

тировки электроэнергии по распределительным сетям, услуги поставщиков оптового рынка электрической энергии и мощности, услуги энергосбытовых компаний за передачу электроэнергии (рис. 6).

На сегодняшний день тариф на электрическую энергию постоянно растет, и для некоторых групп потребителей достигает от 3 до 5 рублей за кВт*ч. Повышение тарифа на электроэнергию зависит от цены на элект-

роэнергию на розничном рынке, а также от сетевой и сбытовой составляющей (табл. 1).

Таким образом, можно сделать вывод, что в последнее время наблюдается существенное устаревание основных фондов, понижение надежности электроснабжения, повышение тарифов на электрическую энергию. Строительство малой генерации на сегодняшний день является наиболее перспективным для промышленных предприятий.

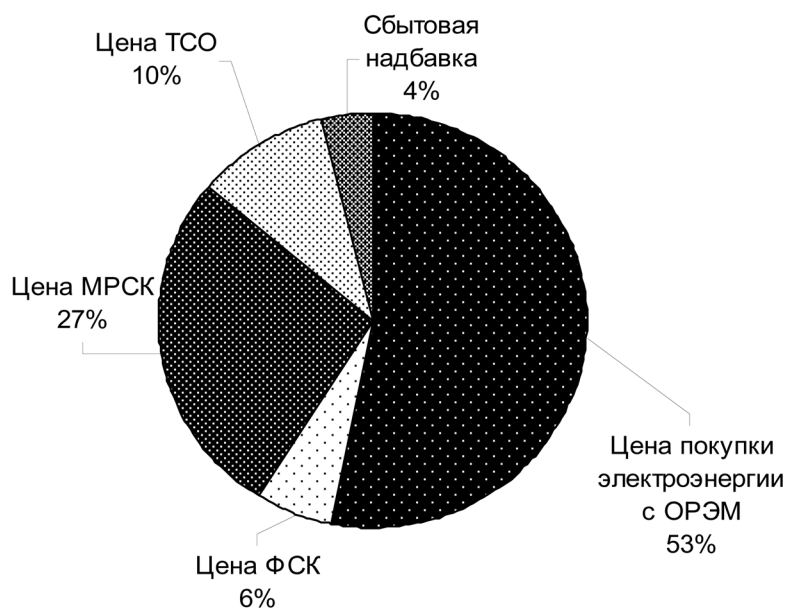


Рис. 6. Структура тарифа электрической энергии (ОРЭМ — оптовый рынок электроэнергии (мощности); ФСК — Федеральная сетевая компания; МРСК — Межрегиональная сетевая компания; ТСО — Территориальные сетевые организации)

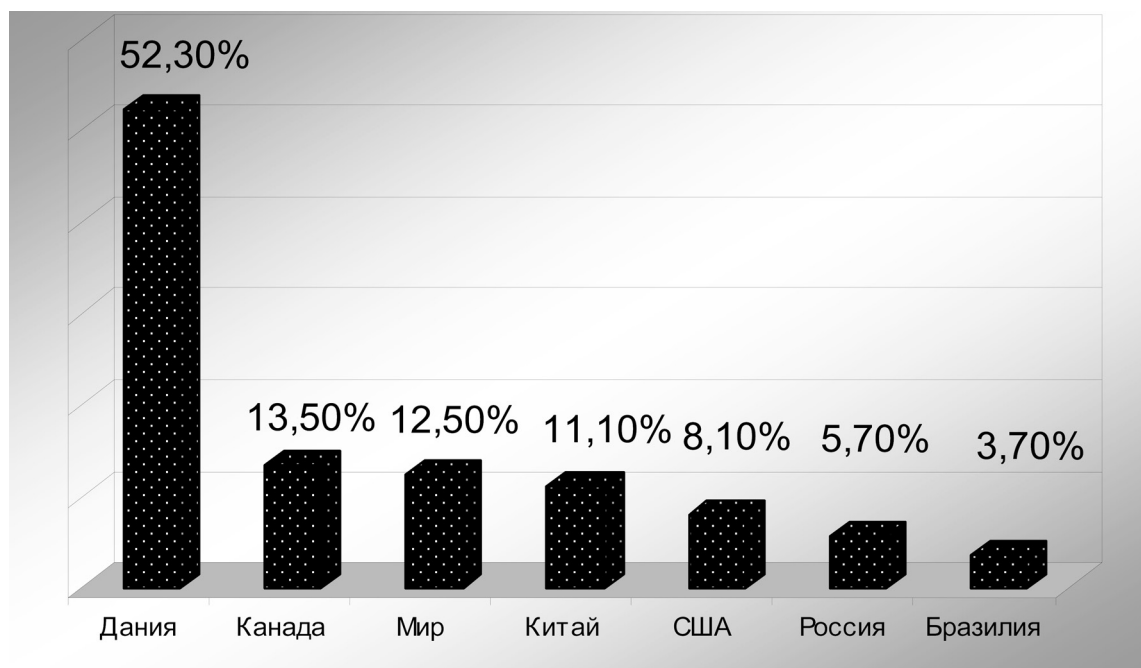


Рис. 7. Доля распределенной генерации в энергосистемах мира

За счет строительства малой электростанции потребитель выигрывает от дальнейшей переплаты за электроэнергию сетевым и энергосбытовым компаниям, а также обеспечивает надежное и бесперебойное снабжение электрической энергией производство.

В развитых странах малая генерация превышает по объемам производства энергии обычные электрические станции (рис. 7).

Определим себестоимость электроэнергии для малой электростанции мощностью 25 МВт, которая работает в базовой части графика нагрузки с использованием установленной мощности в течение 4740 часов в год [2]. Стоимость основного оборудования возьмем из расчета 35 тыс. руб./кВт.

Затраты на топливо оцениваются по выражению:

$$Z_{\text{топ.}} = v \cdot C \cdot \mathcal{E}^{\text{отп.}},$$

где v — удельный расход топлива на отпуск электроэнергии, г/ (кВт*ч); C — цена топлива, руб./т.

Годовое количество электроэнергии, отпускаемой электростанцией на рынок:

$$\mathcal{E}^{\text{отп.}} = P \cdot t \cdot (1 - CH),$$

где $\mathcal{E}^{\text{отп.}}$ — годовое количество электроэнергии, отпускаемой на рынок, млн. кВт*ч; P — установленная мощность электростан-

ции, МВт; t — число часов работы в год, тысяч часов;

Амортизационные отчисления электростанции оцениваются в размере 3,5 % от стоимости основных производственных фондов:

$$Z_{\text{амр}} = Z^{\text{ам}} \cdot C,$$

где $Z_{\text{амр}}$ — амортизация основных фондов, %; C — стоимость основных производственных фондов, млрд. руб.

Затраты на производство, представим в виде формулы:

$$Z_{\text{произ}} = Z_{\text{топ}} + Z_{\text{амр}} + Z_{\text{п.у.}} + Z_{\text{в.м.}} + Z_{\text{пр}},$$

где $Z_{\text{топ}}$ — затраты на топливо, млн. руб.; $Z_{\text{амр}}$ — затраты на амортизацию, млн. руб.; $Z_{\text{в.м.}}$ — затраты на вспомогательные нужды, млн. руб.; $Z_{\text{п.у.}}$ — затраты на производственные нужды, млн. руб.; $Z_{\text{пр}}$ — прочие затраты, млн. руб.

Себестоимость электроэнергии за 1 МВт*ч, отпускаемой электростанцией на рынок, составляет:

$$T^{\text{отп.}} = \frac{Z_{\text{произ}}}{\mathcal{E}^{\text{отп.}}}.$$

Годовое количество электроэнергии, отпускаемой электростанцией на рынок:

$$\mathcal{E}^{\text{отп.}} = 25 \cdot 4,74 / (1 - 0,05) = 124,8 \cdot 10^6 \text{ кВт*ч.}$$

Таблица 2

Технико-экономические показатели малой электростанции

Показатель	
1. Технические показатели:	
— установленная мощность $P_{уст}$, МВт	25
— число часов работы t , тысяч часов в год	4,74
— расходы электроэнергии на собственные нужды CH , %	5
2. Показатели для расчета себестоимости производства электроэнергии. Переменные затраты:	
— удельный расход газа на 1 кВт (куб. м)	0,3
— цена газа C , руб./куб.м.	4,5
Постоянные затраты:	
— амортизация основных фондов $Z_{амп}$, %	5
— стоимость основных производственных фондов, млн. руб.	875
— затраты на производственные услуги, $Z_{п.у.}$ млн. руб.	7
— затраты на вспомогательные материалы $Z_{в.м.}$ млн. руб.	5
— прочие затраты $Z_{пр.}$ млн. руб.	8

Расход газа на производство 1 кВт*ч электроэнергии составит 0,3 куб. м, для 124,8 млн. кВт*ч потребуется 37 млн. куб. м газа.

Затраты на газ оцениваются по выражению:

$$Z_{ТОП} = 37 \cdot 4,5 = 168 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

Амортизационные отчисления оцениваются в 5% от основных производственных фондов:

$$Z_{АМР} = 0,05 \cdot 875 \cdot 10^6 = 43,75 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

Затраты на производство 124,8 млн. кВт*ч электроэнергии составят:

$$Z_{ПРОИЗ} = 168 \cdot 10^6 + 43,75 \cdot 10^6 + 7 \cdot 10^6 + 5 \cdot 10^6 + 8 \cdot 10^6 = 232 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

Себестоимость электроэнергии за 1 кВт*ч составляет:

$$T^{омп} = \frac{Z_{ПРОИЗ}}{Э^{омп}} = \frac{232 \cdot 10^6}{124,8 \cdot 10^6} = 1,85 \text{ руб./кВт*ч.}$$

Из этого следует, что себестоимость электроэнергии произведенной на малой электростанции составляет 1,85 рублей/(кВт*ч) при использовании в качестве сырья газа.

Зарубежные энергетические компании предлагают строительство малых электростанций из расчета 35 тысяч рублей/(кВт*ч), строительство электростанции установленной мощности 25 МВт обойдется примерно в 875 млн. рублей.

Покупка электрической энергии из сети в размере 100 млн. кВт*ч предприятием на сегодняшний день обойдется примерно от 300 до 500 млн. рублей. Из этого можно сделать вывод, что строительство малой электростанции перспективно и окупаемость составит не более 5 лет.

Литература

1. Кузовкин И. А. Реформирование электроэнергетики и энергетической безопасности. — М.: ОАО «Институт микроэкономики», 2006. — 359 с.

2. Максимов Б. К., Молодюк В. В. Расчет экономической эффективности работы электростанции.

тостанций на рынке электроэнергии. — М.: Издательство МЭИ, 2002. — 121 с.

3. Постановление Правительства РФ от 11 июля 2001 года № 523 «О реформи-

вании электроэнергетики Российской Федерации».

4. Чубайс А. Б. Электроэнергетика РФ. — М., 2009. — С. 35.

Поступила в редакцию

13 марта 2013 г.



Артур Артурович Гибадуллин — аспирант Финансового университета при Правительстве Российской Федерации.

Arthur Arturovich Gibadullin — postgraduate student of the Financial University under the Government of the Russian Federation.

111524, г. Москва, ул. Мастеровая, д. 17/1, к. 1 кв. 77
17/1 Masterovaya st., bld. 1, app. 77, 111524, Moscow, Russia
Тел.: +7 (919) 966-46-42; e-mail: 11117899@mail.ru