

УДК 621.4

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ, СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ МИНИ-ТЭЦ В БЕЛАРУСИ

Ковалёв И.Л., Государственное предприятие «Институт системных исследований в АПК НАН Беларуси», Ковалёв Л.И., Частное учреждение образования «Институт предпринимательской деятельности», г.Минск

Аннотация. В статье подняты вопросы эффективности эксплуатации мини-ТЭЦ на промышленных предприятиях Беларуси, а также проблема перекрестного субсидирования в энергетическом комплексе республики и её негативного влияния на экономику страны в целом. Приведены и проанализированы данные по размеру тарифов на электроэнергию для населения и промышленных потребителей в Беларуси и странах входящих в ЕС. Обсуждены законы, программы и направления развития энергетики страны. В статье проведен анализ основных экономических показателей и результатов эксплуатации ряда мини-ТЭЦ, которые были построены в Беларуси за последние десять лет. Сопоставлены результаты эксплуатации по показателям экономической эффективности всех исследуемых локальных энергетических объектов. Определен круг основных проблем и направлений в решении задач эффективного проектирования, строительства и эксплуатации мини-ТЭЦ в Республике Беларусь, требующих детального изучения и скорейшего разрешения.

Ключевые слова: Мини-ТЭЦ, тарифы, газотурбинные установки, энергетика, техническое обслуживание и ремонт, электроснабжение, энергоснабжение.

ASPECTE ECONOMICE DE PROIECTARE, CONSTRUIRE ŞI EXPLOATARE A MINI-CETurilor DIN BELARUS

I.L. Covalev, (*Întreprindere de Stat "Institutul de cercetări sistemice în compexul agroindustrial al Academiei de Ştiinţe Naţionale din Belarus"*), **L.I. Covalev** (*Organizaţie privată de învăţământ "Institutul de activitate antreprenorială"*)

Rezumat. Articolul ridică probleme de eficienţă de funcţionare de cogenerare în întreprinderile industriale din Belarus, precum şi problema subvenţiilor încrucişate în sectorul energetic al Republicii şi impactul negativ al acesteia asupra economiei în ansamblu. Au prezentat şi sunt analizate datele referitor la mărirea tarifelor la energia electrică pentru consumatorii casnici şi industriali din Belarus şi ţările din UE. Sunt discutate legile, programe şi direcţiile de dezvoltare a energiei ţării. Lucrarea analizează indicatorii economici principali şi rezultatele de funcţionare a unui număr de mini-CET, care au fost construite în Belarus de-a lungul ultimilor zece ani. Rezultatele de exploatare sunt comparate la indicii de eficienţă economică a tuturor instalaţiilor energetice locale. Este determinat un şir de probleme-cheie şi tendinţe în soluţionarea problemelor în proiectarea eficientă, construire şi exploatare a mini-CET în Republica Belarus, care necesită studiu detaliat şi o rezolvare rapidă.

Cuvinte-cheie: Mini-CET, tarif, turbina de gaz, energetică, deservire tehnică, reparaţie, aprovizionare cu energie.

ECONOMIC ASPECTS OF DESIGNING, CONSTRUCTION AND OPERATION OF MINI-CHP IN BELARUS

Kovalev I.L., (*State Enterprise „Institute of Sistic Research in Agro-Industrial complex of the Academy of Sciences of Belarus”*), **Kovalev L.I.** (*Private Institution "Institute of Business activities"*)

Abstract. The article raised questions of efficiency of operation of CHP in industrial enterprises in Belarus, as well as the problem of cross-subsidies in the energy sector of the Republic and its negative impact on the economy as a whole. Data of the electricity tariffs for households and industrial consumers in Belarus and the countries the EU have been presented and analyzed. Main economic indicators and results of operation of a number of mini-CHP, which were built in Belarus over the last ten years, have been analyzed. The operating results have been compared with a view to economic efficiency of all investigated local energy facilities.

Keywords: CHP, rates, gas turbines, energetics, maintenance and repair, electric power supply, current power supply.

1. Введение

В период существования Советского Союза электро- и теплоснабжение экономических регионов(районов), городов, масштабных промышленных объектов осуществлялось в основном централизованно от крупных источников энергосистемы страны, там где подключение к «централи» было невозможным по техническим, технологическим соображениям и по причине необоснованной дороговизны, было построено большое количество (в масштабах страны) объектов локального энергоснабжения, в основном это промышленные и коммунальные котельные и т.д. Подавляющее большинство этих объектов социалистического строительства, еще сохранившиеся по сегодняшний день, абсолютно убыточны и физически, технологически, морально устарели – требуют либо модернизации, либо вывода из эксплуатации или полной замены другими современными эффективными источниками энергообеспечения. В нынешних условиях серьезной трансформации государственной экономики и перехода к рыночным условиям хозяйствования, у предприятий появились возможности самостоятельно выбирать варианты собственного энергоснабжения [1].

2. Особенности энергетического комплекса Беларуси, проблема перекрестного субсидирования и энерготарифы

Электроэнергетика Беларуси, единственная на постсоветском пространстве сохранившая вертикально-интегрированную модель, где государство осуществляет централизованное регулирование производственно-хозяйственной деятельностью энергопредприятий. Совокупная установленная мощность энергосистемы Республики Беларусь на 1 января 2010 года составляла 8261,68 МВт, а независимых блок-станций, которые не входят в государственное объединение «Белэнерго» около 409,0 МВт или 5% от общей мощности, что свидетельствует о полном государственном контроле белорусского энергетического рынка [2].

За прошедшие три года на энергетическом рынке страны ситуация никак не изменилась и 95 % мощностей по прежнему принадлежит государству и только лишь 5% от всех имеющихся в республике энерго мощностей находится в собственности отдельных предприятий.

В последние годы в качестве автономного энергоснабжения на промышленных и коммунальных предприятиях применяются когенерационные установки электрической и тепловой энергии. Такое оборудование по производству дополнительной электрической и тепловой энергии на промышленных предприятиях принято называть мини-ТЭЦ или установки малой энергетики [3].

Рассматривая малую энергетику, нельзя не отметить действующую систему государственного регулирования тарифов на электроэнергию, что создает определенные ценовые предпосылки к строительству новых объектов генерации. На сегодняшний день система ценообразования на электрическую энергию в Беларуси принципиально не изменилась со времен плановой экономики советского периода.

Задача по снижению энерготарифов для промышленников может быть выполняема благодаря средствам, которые высвободятся в результате поэтапного ухода от перекрестного субсидирования в электроэнергетике. Перекрестное субсидирование в энергетике – явление нездоровое и негативно сказывается на экономике всей страны. Оно не только искажает ценовые ориентиры для населения, что ведет к неэффективному потреблению энергоресурсов, но еще и является скрытым налогом на бизнес, в результате чего снижается его конкурентоспособность. Энерготарифы должны учитывать экономические интересы и производителей, и потребителей энергии, а также создавать стимулы для экономии энергии на всех стадиях ее

производства и потребления, что в конечном счете и будет способствовать повышению эффективности национальной экономики. В стране давно ведутся дискуссии о необходимости ликвидации перекрестного субсидирования между коммерческим и бытовым сектором, но существенных результатов пока нет. В Беларуси 20 марта 2012 года вступила в силу Государственная программа развития Белорусской энергетической системы на период до 2016 года, утвержденная постановлением Совета Министров Республики Беларусь № 194 от 29 февраля 2012 года. В ней говорится, что уже в 2013 году уровень возмещения населением затрат на производство и поставку электроэнергии должен составить 47,9%, в 2014 году – 72,7%, а в 2015 году население должно возмещать эти затраты, на все 100%. Если по энерготарифам правительство готовит население к полной оплате, то тарифы на тепло планируется повышать постепенно, и здесь о 100-процентном возмещении затрат речь вообще не идет. Запланировано, что уровень возмещения населением отпуска тепла в 2013 году составит 19%, в 2014 году – 23,6%, в 2015 году – 30%. В целом же по электро- и теплоэнергии уровень возмещения тарифами затрат должен составить в 2013 году 32,4%, в 2014 году – 45,9% и в 2015 году – 61,7%. В 2011 году население Беларуси покрывало тарифами 38,5% затрат на производство и поставку электроэнергии и 21,4% затрат на отпуск тепловой энергии. Концепция Закона "Об электроэнергетике" будет рассмотрена в течение 2013 года, после чего будет разработан окончательно и сам закон, разработку Законов "О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию" и "О теплоснабжении" также предполагается осуществить за 2013 год. В некоторых белорусских источниках утверждается, что в Беларуси существует перекос в энерготарифах на фоне соседних стран: средний тариф на электроэнергию для промышленных потребителей на 1 января 2012 года составлял 13,73 цента за кВт·ч, в то время как для населения – 2,56 цента за кВт·ч. Для сравнения: в странах ЕС средний тариф на электроэнергию в первом полугодии 2011 года для промпотребителей был на уровне 12,8 цента за кВт·ч, для населения – 25,9 цента за кВт·ч. К примеру, в Польше тарифы составили соответственно 11,8 и 21,3 цента за кВт·ч, в Литве – 14,6 и 17,6, в Латвии – 12,9 и 16,9, в Украине – 9,2 и 3,1, в России – 8,3 и 7,2 [4].

Тарифы на энергию должны учитывать экономические интересы потребителей и производителей энергии и создавать стимулы для максимальной экономии энергии на всех стадиях ее производства и потребления, повышения эффективности использования производственных мощностей. За последние несколько лет цены на топливно-энергетические ресурсы, поставляемые в Республику Беларусь, постоянно росли. Тарифы на электрическую и тепловую энергию за этот период возросли незначительно, и их рост отстал от увеличения цены газа и мазута. Топливная составляющая в величине тарифа составляет порядка 77%. Существующие тарифы на электроэнергию для населения возмещают меньше половины себестоимости ее производства, а если точнее, то 47,7 %, а на тепловую энергию и того меньше – всего 17,5 %. Себестоимость производства энергии за период 2006–2012 гг. выросла всего в 2,1 раза в условиях роста стоимости природного газа практически в 4 раза, т.е. был сдержан рост себестоимости. Следует отметить, что даже после повышения в июне этого года на 15,7% тарифы для населения в Беларуси остаются ниже, чем в России и гораздо ниже, чем в странах Европы, при этом себестоимость одного кВт·ч в стране на сегодня составляет порядка 9,47 цента США (<http://www.energo.by>).

Государственная программа развития Белорусской энергетической системы на период до 2016 года, утвержденная постановлением Совета Министров, определяет, что тарифная политика будет совершенствоваться, будет осуществляться постепенный

уход от перекрестного субсидирования в тарифах на электрическую и тепловую энергию для потребителей республики.

На первом этапе (2012-2015 гг.), как предусмотрено в Госпрограмме, осуществляется:

- реализация мероприятий направленных на снижение затрат на производство энергии;
- отмена с 2012 года льготных тарифов на электрическую и тепловую энергию для отдельных юридических лиц и индивидуальных предпринимателей;
- поэтапное повышение к 2015 году возмещения населением затрат на оказание услуг по энергоснабжению (консолидировано по тепловой и по электрической энергии) до уровня не менее 60 % (табл.1).

Таблица 1. Возмещения населением затрат на оказание услуг по энергоснабжению

Виды энергии	Годы		
	2013	2014	2015
Электрическая энергия, %	47,9	72,7	100
Тепловая энергия, %	19,0	23,6	30,0
Всего по видам энергии, %	32,4	45,9	61,7

Второй этап предполагает переход на тариф, который будет взаимосвязан с протяженностью технологической цепочки «источник-потребитель». Формирование уровня такого тарифа будет зависеть от того, насколько близко к энергоисточнику находится потребитель. Так, тариф для крупного предприятия, расположенного рядом с сетями областной энергосистемы напряжением 110 кВ, будет ниже, чем для частного дома, к которому электроэнергия приходит через несколько ступеней трансформации и протяженные распределительные сети. Такой подход к тарифам является мировой практикой. Тарифная политика, предусматривающая отказ от перекрестного субсидирования, обеспечивает в перспективе важную стратегическую задачу – снижение нагрузки на предприятия в расчетах за энергоносители. Оплата населением электроэнергии на уровне 100% ее себестоимости позволит снизить тарифы для промышленности и это благоприятно скажется на экономике в целом (<http://www.energo.by>).

Решение о постепенном повышении тарифов для населения должно проводиться строго в привязке роста платежей за жилищно-коммунальные услуги к темпам роста заработной платы и других доходов населения.

3. Тарифы на электроэнергию в ЕС

Для сравнения тарифов по странам ЕС, мы, здесь отойдем от белорусских источников и белорусской статистики и обратимся к следующим данным, так согласно «Europe's Energy Portal» (www.energy.eu) тарифы для промышленных предприятий и населения по состоянию на ноябрь 2012 года, например, в Австрии составили: для промышленности 11,85 евроцентов за кВт·ч, а для населения 20,1 евроцентов за кВт·ч; в Болгарии – 6,33 и 8,41; в Германии – 11,42 и 25,98; в Дании – 9,77 и 30,22; в Великобритании – 9,89 и 15,47; в Польше – 8,77 и 14,48; в Литве – 10,7 и 12,73; в Эстонии – 7,69 и 10,62; в Финляндии – 7,44 и 15,61; во Франции – 7,77 и 14,27; в Бельгии – 9,9 и 23,01. Т.е. по данным портала «Europe's Energy Portal» видно, что тарифы на энергоснабжение для населения в странах ЕС выше в 1,05 ÷ 3,09 раза, чем для промышленности. Если взять среднюю величину по ЕС она составит различие в 1,78 раз (табл. 2).

Таблица 2. Тарифы на электроэнергию для всех стран ЕС на ноябрь 2012 года

	Страна	€ за кВт·ч электроэнергии для промышленных потребителей	€ за кВт·ч электроэнергии для населения	Соотношение тарифа для населения к тарифу для промышленных потребителей
1	Австрия	0,11845	0,20103	1,70
2	Бельгия	0,09899	0,23006	2,32
3	Болгария	0,06326	0,08406	1,33
4	Кипр	0,16953	0,23274	1,37
5	Чехия	0,09993	0,14870	1,49
6	Дания	0,09774	0,30217	3,09
7	Эстония	0,07686	0,10615	1,38
8	Финляндия	0,07443	0,15614	2,10
9	Франция	0,07768	0,14269	1,84
10	Германия	0,11417	0,25983	2,28
11	Греция	0,08994	0,13294	1,48
12	Венгрия	0,09593	0,16157	1,68
13	Ирландия	0,09618	0,20659	2,15
14	Италия	0,14438	0,21707	1,50
15	Латвия	0,09716	0,13099	1,35
16	Литва	0,10696	0,12730	1,19
17	Люксембург	0,07482	0,16800	2,25
18	Мальта	0,16313	0,17144	1,05
19	Нидерланды	0,09138	0,21272	2,33
20	Польша	0,08768	0,14478	1,65
21	Португалия	0,10086	0,18605	1,84
22	Румыния	0,07348	0,10721	1,46
23	Словакия	0,12163	0,17265	1,42
24	Словения	0,08673	0,15399	1,78
25	Испания	0,09927	0,19488	1,96
26	Швеция	0,07764	0,20092	2,59
27	Великобритания	0,09895	0,15470	1,56

На данном этапе при формировании тарифа на электроэнергию в Беларуси, необходимо принимать во внимание важнейший социальный фактор – существенное увеличение реальных денежных доходов населения, которое могло бы обеспечить полное возмещение затрат на энергоснабжение бытовых потребителей. В противном случае, резкое увеличение тарифов негативно отразится на благосостоянии средней и малообеспеченной части населения страны. Значительные затраты на подключение к сетям, перекрестное субсидирование населения за счет промышленных потребителей, тарифы на передачу электроэнергии, безусловно, формируют стимулы к созданию собственной генерации у промышленных потребителей.

4. Анализ эффективности ряда белорусских мини-ТЭЦ

Экономическая суть внедрения когенерационного оборудования в настоящее время, сводится к, якобы, удешевлению производимой энергии, которая определяется как разница между установленным тарифом за 1 кВт·ч и себестоимостью вырабатываемой когенерационной установкой электроэнергией, а экономия топлива соответственно: разница расхода удельного топлива на 1 кВт·ч энергии Лукомльской и

Березовской ГРЭС с учетом расхода условного топлива 320 г/кВт·ч[5]. За счет техперевооружения на Лукомльской ГРЭС в 2007 году удельный расход топлива при производстве электроэнергии уменьшился до 312,8 г у.т. на 1 кВт·ч (в 2006 году составлял 316,3 г у.т. на 1 кВт·ч). Данный показатель на Лукомльской ГРЭС значительно ниже по сравнению со станциями конденсационной выработки ОАО «Мосэнерго», где в 2006 году удельный расход топлива в конденсационном режиме составил 377,9 г у.т./кВт·ч, а на отпуск электроэнергии 252,6 г у.т./кВт·ч, в Республике Беларусь этот показатель составлял 274,6 г у.т./кВт·ч, т.е. выше на 22 г у.т./кВт·ч). В результате проведенной реструктуризации на ОАО «Мосэнерго», удельный расход на отпуск электроэнергии снижен за счет увеличения доли выработки электроэнергии по теплофикационному циклу и снижения доли конденсационной выработки [6].

Важно отметить, что при обосновании инвестиций в проектах не приводятся сравнения расхода удельного топлива на выработку 1кВт·ч электроэнергии и 1Гкал тепла с действующими ТЭЦ Республики Беларусь, которые по своим техническим характеристикам значительно ближе для базы сравнения когенерационному оборудованию. По определению когенерация – это комбинированное производство электрической и тепловой энергии, также аналогичную функцию выполняют и ТЭЦ энергосистемы Республики Беларусь.

По данным концерна «Белэнерго» расход удельного топлива на выработку электроэнергии и тепла на отдельных ТЭЦ страны ниже по сравнению с газопоршневыми и газотурбинными установками, где по расчетам расход условного топлива составляет 160-170 г/кВт·ч.

Промышленные предприятия и проектные организации в расчетах при обосновании инвестиций показывают, что затраты собственного производства в 2-3 раза ниже по сравнению с тарифом на электроэнергию и указывают снижение в 2-2,5 раза потребления топливно-энергетических ресурсов по сравнению с удельным расходом условного топлива при выработке 1кВт·ч электроэнергии Лукомльской и Березовской ГРЭС. На наш взгляд, нельзя сопоставлять несопоставимые объекты по функциям и задачам, а также различные составляющие уровни по совокупности затрат на выработку 1 кВт·ч электроэнергии. Задачи и функции Лукомльской ГРЭС гораздо более масштабные в решении вопроса обеспечения страны энергией и далеко не локального характера. Кроме того, энергоснабжающие предприятия (ГРЭС, ТЭЦ) содержат резерв мощностей на случай аварийного выхода из строя и проведения периодического технического обслуживания, текущего и капитального ремонта мини-ТЭЦ.

Субъекты хозяйствования, имеющие мини-ТЭЦ и отказывающиеся от резервирования мощностей в энергосистеме вынуждены вводить в эксплуатацию дополнительное количество газотурбинных (газопоршневых) агрегатов для обеспечения непрерывного технологического процесса производства энергии. В этой связи объем капитальных вложений в мини-ТЭЦ увеличивается на 35-40 %, соответственно увеличиваются и эксплуатационные затраты. Кроме того, при обосновании инвестиций не учитывается количество резервных агрегатов, а расчет эффективности производится с учетом максимальной отдачи каждого агрегата по вырабатываемой совокупной энергии. Разумеется что, это искажает реальные затраты при обосновании инвестиций в строительство мини-ТЭЦ и соответственно показатели их экономической эффективности при эксплуатации. Поэтому, очень важно учесть в эксплуатационных затратах издержки на техническое обслуживание и ремонт оборудования, так как их доля в общих затратах составляет около 30%.

Эксплуатационные затраты на техническое обслуживание и ремонт должны определяться исходя из регламента ремонтного цикла. Плановые текущие ремонты, как правило, неодинаковы по выполняемому объему ремонтных работ, поэтому они подразделяются по некоторым видам. Выполнение определенных видов и объемов ремонта на практике для отдельных конкретных газопоршневых и газотурбинных установок различных заводов-изготовителей производится исходя из фактического технического состояния оборудования, определяемого периодическими техническими осмотрами с применением диагностических средств.

Структура ремонтного цикла представляет собой определенную последовательность установленных видов ремонта в период между вводом изделия в эксплуатацию и первым капитальным ремонтом. Ремонтный цикл исчисляется в часах фактически отработанного времени, поэтому для объективного планирования ремонтных работ в условиях эксплуатации газопоршневых и газотурбинных установок необходимо вести учет наработки деталей. Постоянная работоспособность газотурбинных установок и газопоршневых двигателей вплоть до их износа и списания должна поддерживаться текущими и капитальными ремонтами. В промежутках между плановыми периодическими ремонтами осуществляется межремонтное обслуживание, цель которого – в максимально возможной степени уменьшить интенсивность отказов оборудования в этот период времени и оперативно устранять, если все-таки такие отказы произошли.

Следует отметить, что продолжительность простоя оборудования на период проведения периодического технического обслуживания и текущего ремонта составляет 720-760 часов в год. Текущий ремонт производится по месту установки когенерационного оборудования, а капитальный ремонт на базе завода-изготовителя. Трудоемкость одного текущего ремонта в среднем составляет в пределах 200–220 чел.ч., или по продолжительности 8-10 календарных дней, а капитальный ремонт производится в течение 8-10 месяцев. Так, например, после четырех лет эксплуатации газотурбинная установка ГТУ-15ц принадлежащая ПРУП «Белорусский цементный завод» в г. Костюковичи с общей наработкой 26700 часов (среднегодовая составила 6675 часов, а это ниже проектной на 17%) была демонтирована и отправлена на капитальный ремонт в г. Николаев(Украина) на завод-изготовитель «Зоря – Машпроект». В связи с длительным периодом ремонта ГТУ-15ц «БЦЗ» приобрел еще одну установку в качестве резервной. Однако при обосновании инвестиций в объеме капитальных вложений она не приводится, соответственно искажается результативность технико-экономических показателей от строительства мини-ТЭЦ. При включении в объем инвестиций приобретенного резервного агрегата увеличивает срок окупаемости капиталовложений на 50-60%. Поэтому учитывая высокий удельный «вес» затрат на техническое обслуживание и ремонт в общих эксплуатационных издержках при обосновании инвестиций на строительство мини-ТЭЦ необходимо руководствоваться едиными нормативами на техническое обслуживание и ремонт, которые должны быть установлены исходя из регламента ремонтного цикла. При отсутствии нормативных материалов необходимо разработать на основе эксплуатационных наблюдений и статистических данных усредненные нормативы по видам ремонта на весь период ремонтного цикла. Приведенный выше пример подтверждает, что необходимо иметь резервный агрегат газотурбинной установки или зарезервированную мощность в энергосистеме, предприятию, имеющему свою мини-ТЭЦ (газотурбинную установку).

Согласно «Декларации об уровне тарифов» на 2008 год плата за содержание резерва мощности выросла на 12,3% по сравнению с 2007 годом. Включение затрат за

резервирование мощности увеличивает общую сумму эксплуатационных издержек мини-ТЭЦ на 30–35%.

Следует отметить, что за четыре года эксплуатации газотурбинной установки на ПРУП «БЦЗ» в г.Костюковичи затраты только на проведение технического обслуживания, текущего и капитального ремонтов превышают в 2,4 раза первоначальную стоимость приобретенного оборудования. При включении оплаты за содержание резерва мощности сумма затрат за этот период по вышеуказанной статье достигает четырехкратной величины по отношению к стоимости газотурбинной установки.

На основании наблюдений и расчетов ученые и производственники высказывают в своих публикациях различные точки зрения по вопросу резервирования мощностей. Одни авторы считают, что при не включении затрат на содержание резервных мощностей в себестоимость производства электроэнергии собственными локальными энергоисточниками, хозяйствующими субъектами может привести к принятию неоптимальных решений с позиции экономического эффекта для народного хозяйства республики [7]. Другие считают, что потребитель может свести к минимуму величину электропотребления из энергосистемы или отказаться от нее при наличии достаточной собственной мощности, а в случае форс-мажорных ситуаций, резервировать мощность от энергосистемы и возмещать затраты на содержание резерва. В этих затратах должна учитываться та часть издержек, которая имеет непосредственное отношение к данному потребителю[8].

На наш взгляд устанавливать индивидуальные тарифы на содержание резерва мощностей для каждого потребителя нецелесообразно, так как не будет соблюдена сопоставимость издержек за резервирование мощностей. Должен быть единый усредненный тариф по республике, что позволяет обеспечить проектировщиков исходными данными для проведения расчетов и равнозначный подход при обосновании инвестиций.

В 2007 году газотурбинная установка (ГТУ-15ц) на ПРУП «БЦЗ» в г. Костюковичи отработала 7900 часов и приблизилась к проектно-расчетной величине(8000 ч.), достигнуты наиболее результативные экономические показатели, а наработка по сравнению с 2004 годом увеличилась на 83 % [1, 3, 9, 10, 12]. Далее все стоимостные показатели будем представлять в удобных величинах (в денежных единицах США в ценах года указанного для расчета). Годовая выработка электроэнергии составила 119 млн.кВт·ч, при себестоимости 4,13 цента США/кВт·ч, без учета затрат на содержание резерва мощностей. При включении затрат за резерв мощности себестоимость 1кВт·ч электроэнергии возрастает на 1,35 цента США.

В настоящее время строительство мини-ТЭЦ газопоршневых и газотурбинных установок в основном осуществляется за счет средств республиканского и местных бюджетов, инновационных фондов и их долевого участие составляет 65÷75% а собственных средств предприятий – 25÷35%. Поэтому от внедрения выше указанных мероприятий в первую очередь необходимо определять народнохозяйственный экономический эффект. Для определения народнохозяйственного экономического эффекта (по энергосистеме) сопоставим себестоимость выработки электроэнергии Могилевэнерго с локальным энергоисточником на ПРУП «БЦЗ». Себестоимость 1кВт·ч электроэнергии по Могилевэнерго в 2007 году при обменном курсе 1долл.США=2150 бел.руб. составила 6,72 цента США, соответственно по «БЦЗ» с учетом затрат на содержание резервированной мощности составила 5,48 цента США. Расчет экономического эффекта для народного хозяйства произведем по следующей формуле:

$$\text{Ээфн} = (\text{Сэс} - \text{Слэ}) \times \text{Влэ}, \quad (1)$$

где **Ээфн** – годовой экономический эффект, долл.США;

Сэс – себестоимость выработки 1 кВт·ч электроэнергии по энергосистеме (Могилевэнерго), долл.США;

Слэ – себестоимость выработки 1 кВт·ч электроэнергии локальным энергоисточником («БЦЗ»), долл.США;

Влэ – годовой объем выработки электроэнергии локальным энергоисточником, кВт·ч. Годовой экономический эффект предприятия определяем исходя из цены (тарифа) на электроэнергию за 1кВт·ч по формуле:

$$\text{Ээфп} = (\text{Цт} - \text{Слэ}) \times \text{Влэ}, \quad (2)$$

где **Ээфп** – годовой экономический эффект предприятия, долл. США;

Цт – отпускная цена (тариф) за 1 кВт·ч электроэнергии, долл. США;

Подставим исходные данные в формулу (1) и получим результат годового народнохозяйственного экономического эффекта который составит 1,071 млн. долл. США. На строительство мини-ТЭЦ «БЦЗ» израсходовано капитальных вложений около 15,4 млн.долл. США. Простой срок окупаемости капиталовложений составляет 10,4 лет, а с учетом принятия в расчетах себестоимости выработки 1 кВт·ч электроэнергии конкретных поставщиков «БЦЗ» срок окупаемости возрастает до 14,3 лет. Заводом изготовителем определен ресурс газотурбинной установки ГТУ-15ц в 100000 часов, соответственно при ежегодной наработке 7500-8000 часов ее физический срок службы составит 12,5÷13,5 лет. В нашем примере приведена одна из лучших по эксплуатационно-экономическим показателям мини-ТЭЦ в республике и исходные данные в расчетах приняты по наиболее результативному году из 4-х лет эксплуатации. Следует отметить, что даже при этих наиболее благоприятных расчетных условиях, мини-ТЭЦ (ГТУ-15ц) окупается только в предельной границе физического срока службы с точки зрения народнохозяйственного экономического эффекта [1, 3, 9, 11].

Произведем оценку экономического эффекта для предприятия, где в формулу (2) подставим значение тарифа за 1кВт·ч активной электроэнергии. Уровень тарифа в 2007 году равен 7,79 цента США/кВт·ч и в результате экономический эффект предприятия составил 3,884 млн.долл. США. Срок окупаемости мини-ТЭЦ (ГТУ-15ц) на ПРУП «БЦЗ» определен в 5,6 лет – это при условии работы установки не менее 7900 часов в год.

Проведенный анализ и расчеты показали, что при годовой наработке ГТУ–15ц ниже 5500 часов экономический эффект предприятия резко снижается и срок окупаемости превышает физический срок службы установки, а это означает, что эксплуатация данной установки в таком режиме экономически нецелесообразна.

Рассмотрим второй пример по определению народнохозяйственного экономического эффекта при проектировании и строительстве мини-ТЭЦ с электрической мощностью 21 МВт на ОАО «Полимир». При определении сравнительной экономической эффективности за базу сравнения принимаем показатели Новополоцкой ТЭЦ, т.к. она обеспечивает электрической и тепловой энергией ОАО «Полимир». Себестоимость 1кВт·ч электроэнергии на Новополоцкой ТЭЦ составляла на тот момент 5,17 цента США, а тепловой энергии за 1Гкал соответственно 28,9 долл. США. Себестоимость 1кВт·ч электроэнергии когенерационной установки при годовой выработке 160 млн. кВт·ч в пределах 3 центов США без учета содержания резерва мощности, а с учетом сумма 1,48 цента США и составит 4,48 цента США. Подставим

исходные данные в приведенную выше формулу (1) и получим результат народнохозяйственного экономического эффекта в сумме 1,104 млн. долл.США. Стоимость проекта локального энергоисточника на ОАО «Полимир» оценивается в пределах 22 млн.долл. США. Физический срок окупаемости от реализации данного проекта с позиции народнохозяйственного экономического эффекта составит 19,9 лет. При определении народнохозяйственного экономического эффекта в расчетах не приведена эффективность выработки пара 40 ата собственной когенерационной установкой, т.к. удельный вес пара 40 ата в тепловом балансе энергии предприятия составляет 8-9%. В тоже время удельные расходы топлива на выработку пара 40 ата почти равнозначны: на ТЭЦ – 171 кг/Гкал, а когенерационной установкой 170 кг/Гкал и это не окажет существенного влияния на итоговый результат эффективности [1, 3,11].

В целях снижения затрат на энергоносители ОАО «Могилевхимволокно» в течение двух лет спроектировало и построило энергокомплекс мощностью 14,7 МВт при общем потреблении электроэнергии в 67 МВт. Электропотребление обеспечивается от ТЭЦ-2(МТЭЦ-2) и замыкающей КЭС энергосистемы, где удельный вес составляет 7-10% МТЭЦ-2, а остальное количество поступает от конденсационной выработки (КЭС). В структуре годового потребления энергоресурсов наибольшую долю занимают: электроэнергия – 40÷42%; пар – 31÷33% и наименьшую топливо – 6÷8% для подогрева высокотемпературного органического теплоносителя (ВОТ). Государством израсходовано на строительство энергокомплекса около 17,6 млн. долл. США, в том числе 5,6 млн.долл.США собственных средств ОАО «Могилевхимволокно» и составило 31,5% от общей суммы. Себестоимость выработки 1кВт·ч электроэнергии локальным энергоисточником составит 2,86 цента США, а с учетом затрат на содержание резерва мощности соответственно увеличивается на 1,43 цента США при годовой выработке электроэнергии 116 млн. кВт·ч и наработкой каждым агрегатом(4 агрегата по 3,7 МВт) по 8000 часов в год, а себестоимость 1Гкал тепловой энергии 26,81 долл. США. Расчет издержек на выработку 1кВт·ч электроэнергии экономическим методом на 2008 год по МТЭЦ-2 составил 5,48 цента США, где принят удельный расход топлива 328 г/(кВт·ч) и соответственно издержки тепловой энергии за 1 Гкал 21,37 долл. США. Себестоимость 1 Гкал тепловой энергии в 2007 году по РУП «Могилевэнерго» составила 28,17 долл. США.

Основываясь на этих данных видно, что затраты на производство 1 Гкал МТЭЦ-2 на 21% ниже, чем на энергокомплексе ОАО «Могилевхимволокно», а по системе РУП «Могилевэнерго» превышение составляет всего 5%, поэтому при определении экономического эффекта по народному хозяйству и предприятию по указанной позиции расчеты не проводятся, т.к. результативность его незначительна и практически сведена к нулевому результату. Подставим исходные данные в формулу (1) и народнохозяйственный экономический эффект составит примерно 2,8 млн.долл. США. Простой срок окупаемости затрат в 6,3 года обеспечивается за счет высокого уровня себестоимости выработки 1 кВт·ч электроэнергии по РУП «Могилевэнерго», которая в значительной степени превышает издержки по энергосистеме Республики Беларусь, а также по сравнению с МТЭЦ-2 превышение составляет 22,6%. При расчете народнохозяйственного экономического эффекта принимая за базу сравнения себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии по МТЭЦ-2 экономический эффект энергокомплекса снижается до 1,38 млн.долл.США. и окупаемость при этом составит 12,8 лет. Поэтому следует отметить, что основным видом производства МТЭЦ-2 в настоящее время является тепловая энергия и незначительное количество электрической энергии. Учитывая, что МТЭЦ-2 находится в двух километрах от ОАО «Могилевхимволокно» расчеты показывают, что если бы затраченные капитальные вложения на строительство локального энергоисточника были направлены на

реконструкцию МТЭЦ-2, то отдача по их эффективности могла бы возрасти в 3-4 раза. Только по тепловой энергии экономия составила бы 5,5 долл. США на 1 Гкал. При обеспечении тепловой энергией ОАО «Могилевхимволокно» даже в пределах 50% от общей потребности, годовой экономический эффект по данной позиции составит около 2,8 млн.долл. США [1, 3, 11].

Аналогичным образом проведен экономический анализ и расчеты по другим объектам, в том числе по комплексу для субмикронного производства на УП «Завод полупроводниковых приборов» НПО «Интеграл» в г. Минске. Энерготехнологический комплекс должен обеспечивать предприятие не только электрической, тепловой энергией, но и холодом (тригенерация). При этом удельные капитальные вложения составляют 1512 долл. США на 1 кВт мощности, что выше на 57% по сравнению с установленным оборудованием на ПРУП «БЦЗ» в г. Костюковичи. Окупаемость капитальных вложений исходя из народнохозяйственного экономического эффекта составит 16,1 лет. Следует отметить, что доля проектных работ в общей стоимости строительства объектов составляет 3,7–4,9%, а по отношению к монтажно-строительным работам – 14÷20%, а это выше, чем в странах с развитой экономикой Франции, ФРГ, Финляндии и др.

Кроме того, проектная организация в период проектирования, как правило, пересматривает сметную стоимость работ в сторону увеличения в 2,5 ÷ 3,5 раза от первоначальной стоимости. При определении стоимости проектной документации для расчета за основу принимается проектная мощность, которая практически не изменяется от начала проектирования и до окончания строительства. Например, на «Энерготехнологический комплекс завода полиэфирных нитей» ОАО «Могилевхимволокно» первоначальная сметная стоимость на архитектурный и строительный проекты за два года возросла в 2,44 раза. В тоже время, при строительстве аналогичного объекта стоимостью свыше 10 млн. долл. США в ФРГ удельный вес проектных работ составляет 2,1÷3,6 %, при этом заработная плата проектировщиков выше в 6–7 раз по отношению к нашим проектировщикам. Высокая стоимость проектных и строительно-монтажных работ в нашей стране зависит от многих факторов: квалификации, производительности и организации труда. За период (2006-2008 гг.) проектирование и строительство «Энерготехнологического комплекса для субмикронного производства на УП «Завод полупроводниковых приборов» НПО «Интеграл» в г. Минске, предприятием «Интеграл» проведено около 70 производственных совещаний с проектировщиками и строительными организациями. Суть всех рассматриваемых вопросов можно свести к одному – это предъявления друг другу взаимных претензий (т.е. заказчик предъявляет проектировщику, что в установленные сроки не выдана качественная строительно-проектная документация, а в свою очередь проектировщик предъявляет претензию на отсутствие исходных данных на проектирование и т.п.) Кроме того, по указанному объекту дополнительно проведено порядка двух десятков различных совещаний в Министерстве промышленности, Министерстве энергетики и в Совете Министров Республики Беларусь в целях ускорения строительства данного энергетического комплекса. Все это говорит о том, что нет квалифицированного генерального подрядчика, способного строить такие объекты под «ключ». Возведение объекта под «ключ» снизило бы сроки строительства и затраты на проектные, строительно-монтажные работы в 2 – 3 раза [1, 11].

В стране проектированием и строительством мини-ТЭЦ с использованием в качестве топлива – природного газа занимаются не только отечественные проектные, строительные организации, но и зарубежные компании.

Для сопоставления результатов по показателям эффективности приведем пример по модернизации местной котельной в г. Жлобине. Превращение котельной Жлобинских электрических сетей в современную ТЭЦ для Беларуси стало в некоторой степени уникальным проектом. Особенность этого проекта – комплектная поставка оборудования. Конкурсные торги на ее обеспечение выиграла финская компания «Wärtsilä» – известный в мире производитель газопоршневых и дизельных энергетических установок. Поставка оборудования «под ключ» – случай не совсем типичный для Беларуси. Современная электростанция – целый комплекс различных сложных узлов и агрегатов. Нередко возникает соблазн ради экономии средств закупить оборудование по частям, у разных производителей. Однако такой подход не всегда приносит экономический эффект. Во время монтажа оборудования обычно возникают различные нестыковки и неувязки и, чтобы их устранить приходится находить инженерные решения, требующие дополнительных инвестиций. При реализации проекта в Жлобине все основное оборудование поставляла финская компания, которая несет ответственность и за гарантийное обслуживание узлов и агрегатов, и за их проектирование. Три газопоршневые установки установленной мощности 8.7 МВт каждая на Жлобинской ТЭЦ смонтировали и запустили в эксплуатацию чуть больше чем за 4 месяца. Финские специалисты утверждают, что нормативный срок такого строительства составляет 6 месяцев. В январе 2009 года произошел официальный пуск электростанции. Сейчас все три установки функционируют в штатном режиме [12]. Финская компания «Wärtsilä» ввела объект в эксплуатацию большей мощности в 1,7 раза, сократила сроки строительства в 8 раз по сравнению с проектированием и строительством энергокомплекса ОАО «Могилевхимволокно», отечественными организациями. При этом снижены удельные капитальные вложения почти в 2 раза. Аналогичная картина наблюдается при сравнении и анализе и по другим объектам. От эксплуатации газодвигательных установок, экономия импортируемого газа практически отсутствует, если сопоставить с действующими ТЭЦ в Республике Беларусь. В издержках производства электроэнергии локальными источниками необходимо учитывать не только эксплуатационные затраты, но и расходы за резервирование мощности. Экономический эффект от внедрения газодвигательных мини-ТЭЦ определяем как разницу себестоимости 1 кВт·ч электроэнергии по региону(области) и издержками локальных источников, а по предприятию соответственно: разница между тарифом и себестоимостью электроэнергии производимой локальным источником. Результаты экономической эффективности по отдельным газодвигательным мини-ТЭЦ в Республике Беларусь приведены в таблице 3.

Разумный экономический подход на всех этапах: проектирования, строительства и эксплуатации мини-ТЭЦ позволит наиболее точно, научно-обоснованно и эффективно в конечном итоге, использовать вложенные средства, что мы и увидели на примере двух модернизированных мини-ТЭЦ (весьма существенное – в 2-3 раза! сокращение удельных капитальных вложений, а также сокращение сроков окупаемости капитальных вложений в 3-4 раза!) [1, 13]. По результатам анализа работы мини-ТЭЦ, построенных за последнее десятилетие можно заключить, что они не оказывают какого либо влияния на снижение тарифа(цены) на электроэнергию по энергосистеме для потребителей.

Одновременно следует отметить, что от эксплуатации газодвигательных установок, экономия импортируемого традиционного вида топлива – природного газа практически отсутствует при сопоставлении с действующими ТЭЦ в Республике Беларусь. Кроме того, результаты строительства и эксплуатации ряда мини-ТЭЦ на базе газодвигательных установок никак не отразились на выполнении задач по

уменьшению зависимости страны от импорта энергоносителей, сформулированных в «Концепции энергетической безопасности Республики Беларусь», утвержденной Указом Президента РБ от 17 сентября 2007 г. № 433, где было предусмотрено обеспечение не менее 25% объема производства электрической и тепловой энергией за счет использования местных видов топлива и альтернативных источников энергии на период до 2012 года, а также преобразования действующих котельных в мини-ТЭЦ.

Таблица 3. Результаты по отдельным экономическим показателям эффективности от внедрения ряда газодвигательных мини-ТЭЦ на промышленных предприятиях Республики Беларусь

Показатели	Газодвигательные мини-ТЭЦ					
	«БЦЗ» I-очередь г.Костюковичи Могилевская обл.	ОАО «Полимир» г.Новополоцк Витебская обл.	ОАО «Могилевхимволокно» г.Могилев	НПО «Интеграл» г.Минск	Модернизация ТЭЦ на попутном газе ПО «Беларусьнефть» Гомельская обл.	Жлобинская ТЭЦ после модернизации местной котельной
1. Установленная мощность, МВт	16	21	14,7	17,4	24,4	26,1
2. Годовая выработка электроэнергии, млн.кВт·ч	119	160	116	139	191	206
3. Себестоимость электроэнергии, центов США/кВт·ч	5,48	4,48	4,29	4,12	4,02	3,87
4. Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии, Г/кВт·ч	197	164,5	160,9	161,7	163,1	158,1
5. Удельные капитальные вложения, долларов США/кВт	961	1051	1195	1512	510	654
6. Срок окупаемости капитальных вложений, лет	14,3	19,9	12,8	16,1	8,6	4,4
7. Народнохозяйственный экономический эффект, тысяч долларов США	1071	1104	1380	1626	1446	3605
8. Экономический эффект предприятия, тысяч долларов США	3884	6432	5162	7260	7201	8075
9. Срок окупаемости капитальных вложений с учетом экономического эффекта предприятия, лет	5,6	3,4	6,3	3,6	2,9	2,1
10. Удельный вес проектных работ в общей стоимости строительства, %	3,7	3,9	4	3,8	4,9	3,8

Для выполнения целевой программы потребовалась разработка новых технологических процессов и новых технических средств.

5. Постановка вопросов и задач по максимальной эффективности инвестиций в малую энергетику Беларуси и некоторые возможные пути их решения

На наш взгляд, в целях максимально эффективного использования бюджетных (инновационных) источников финансирования и непосредственно средств самих предприятий, необходимо было бы привлечь к реализации проектов не только отечественные предприятия, но и авторитетные зарубежные компании, которые имея богатый опыт в этой области, в кратчайшие сроки смогли бы ввести в эксплуатацию подобные объекты. Кроме всего выше изложенного, необходимо рассмотреть возможность привлечения и своих специалистов разного профиля (проектировщиков, строителей и др.) для прохождения обучения (стажировок) в известных иностранных

компаниях, что, несомненно, позволит в итоге сэкономить не только огромные средства при строительстве такого рода объектов, но и подготовить на будущее высококлассных специалистов в этой области энергетики.

Строительство мини-ТЭЦ на базе газопоршневых, газотурбинных установок отечественными организациями не приносит экономике республики ожидаемого ощутимого эффекта и является лишь финансовой подпиткой со стороны государства отдельных организаций (иногда убыточных) для поддержания и возможного восстановления их экономики за счет выделения им инвестиций и впоследствии возможности оплачивать потребляемую ими электрическую и тепловую энергию, вырабатываемую уже собственным источником по себестоимости, а не по тарифу.

Совершенно очевидно, что нашей энергетике требуется планомерная и долгосрочная политика ее развития и более тщательный подход в плане проектирования, строительства и эксплуатации подобных объектов, этот подход должен сопровождаться глубокими научно обоснованными и всесторонними исследованиями экономической эффективности на всех стадиях создания объекта малой энергетики и дальнейших этапах его «жизни». Ни в коей мере нельзя довольствоваться лишь реализацией некоего списка инвестиционных программ в этой области, уготованных для отдельно взятых предприятий и порой предназначенных только для скорого облегчения их участи путем вливания в их экономику набора каких-то средств. В итоге такие инвестиционные проекты, по сути, превращаются в комплекс «реанимационных мероприятий» со стороны государства по спасению экономики конкретного предприятия путем возведения на его базе мини-ТЭЦ, тем самым отнимая средства от других и вероятно, более важных и эффективных программ по развитию белорусской энергосистемы [1].

Разумеется, что полностью отказываться от внедрения газодвигательных мини-ТЭЦ не совсем верно. Эффективность таких станций значительно возрастает при их размещении на нефтяных скважинах с использованием попутного газа, на нефтеперерабатывающих заводах, на сельскохозяйственных предприятиях, где они максимально приближены к потребителям тепловой энергии, что весьма значительно снижает потери при транспортировке [1, 11, 14, 15].

6. Выводы

Считаем, что для более эффективного расходования бюджетных и иных средств из разных инвестиционных источников, а также собственных средств предприятий необходима разработка пакета нормативно-технической документации, где были бы детально прописаны и учтены все моменты и специфические особенности проектируемых объектов малой энергетики при обосновании инвестиций, и в которой будет выстроен четкий порядок включения в расчеты тех или иных затрат при эксплуатации мини-ТЭЦ. Эти меры позволят сделать научно-обоснованный, экономически взвешенный и оптимальный выбор в решении по направлению бюджетных (инновационных) средств: либо на создание действительно эффективных мини-ТЭЦ не только для экономики предприятий, но для экономики всей страны; либо на реконструкцию и модернизацию действующих ТЭЦ; либо на другие важнейшие программы развития энергетического комплекса Республики Беларусь.

ЛИТЕРАТУРА

[1] Ковалёв И.Л., Ковалёв Л.И. Экономические реалии и проблемы развития малой энергетики в Республике Беларусь // Экономические и социальные перемены: факты, тенденции, прогноз, – Вологда: Институт социально-экономического развития территорий РАН - 2013, № 3(27)., С.83-96.

- [2] Забаровский А.М. Ценообразование на электрическую энергию в условиях либерализации // Вестник БГЭУ. Минск, 2010 - № 6 – С. 13- 21.
- [3] Ковалёв Л.И. Эффективность газодвигательных мини – ТЭЦ // Энергетик. М., 2009 - № 3 – С. 26 - 29.
- [4] Маненок Т. Тихое разрушение монополии // Белорусы и рынок. Еженедельная аналитическая газета для деловых людей. Минск, 2012. - №29 (1013). - 6-12 авг.
- [5] Дубовик Л. Востребовано временем. Энергоемкость ВВП Беларуси за последних 10 лет снизилась почти в 2 раза // Экономика Беларуси. Минск, 2007 - № 4 – С. 28- 31.
- [6] Показатели эффективности производственной деятельности ОАО «Мосэнерго» / В.В.Сергеев, Б.П.Модин, В.Ю.Васютинский, Д.В.Буяков // Электрические станции. М., 2007 - № 12 – С. 2-7.
- [7] Молочко Ф., Молочко А. Цена резерва // Энергетика и ТЭК. Минск, 2008 - № 3 – С. 22- 23.
- [8] Падалко Л., Филянович Л. Источники генерации энергии на базе местного топлива. Экономические критерии и методические особенности определения эффективности их сооружения // Энергетика и ТЭК. Минск, 2008 - № 2 – С. 16- 19.
- [9] Ковалёв Л.И. Эффективность локальных энергоисточников в народном хозяйстве и экономике промышленных предприятий // Энергетика и ТЭК. Мн., 2008, № 11. С.14-18.
- [10] Ковалёв Л.И. Эффективность малой энергетики в Республике Беларусь // Энергетическая стратегия. Мн., 2008, № 6. С. 39-42.
- [11] Ковалёв Л.И., Ковалёв И.Л. Анализ результатов эксплуатации мини-ТЭЦ // Главный энергетик. М., 2012 - № 9 – С. 48 - 53.
- [12] Волчков В. Тепло и киловатт в одном флаконе // Республика. Газета Совета Министров Республики Беларусь. Минск, 2009 – №69 (4735) – С. 4. - 15 апр.
- [13] Ковалёв Л.И., Ковалёв И.Л. Условно-проектная эффективность мини-ТЭЦ и анализ фактических результатов их эксплуатации в Республике Беларусь // Новости теплоснабжения. М., - 2012 - № 12(148) – С.72-76.
- [14] Ковалёв Л.И. Дешевизна малой энергетики – миф или реальность? // Мировая энергетика. М., 2008 - № 11-12 – С. 54- 55.
- [15] Ковалёв Л.И., Ковалёв И.Л. Малая энергетика Республики Беларусь: проблемы и пути развития // Энергетика. Энергосбережение. Энергоаудит. Харьков.- 2012 - № 10 – С. 64-69.

Сведения об авторах:



Ковалёв Игорь Леонидович, научный сотрудник Республиканского научного унитарного предприятия «Институт системных исследований в АПК Национальной академии наук Беларуси», г. Минск. **Область научных интересов:** "Экономика энергетики", "Эффективность инноваций в энергетике", "Энергосбережение в сельском хозяйстве", "Совершенствование системы техобслуживания и ремонта в сельском хозяйстве", "Технический сервис машин и оборудования животноводства". *E-mail: olbosigor@mail.ru*



Ковалёв Леонид Иванович, канд. экон. наук, доцент, Частное учреждение образования «Институт предпринимательской деятельности», г. Минск. **Область научных интересов:** "Экономика энергетики", "Эффективность инноваций в энергетике", "Экономика промышленных и сельскохозяйственных предприятий", "Экономика и управление инновациями", "Энергосбережение в сельском хозяйстве", "Совершенствование системы техобслуживания и ремонта в сельском хозяйстве", "Технический сервис машин и оборудования животноводства". *E-mail: olbosigor@mail.ru*